Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

DBFZ

DBFZ REPORT NR. 44

Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr

1. Auflage

Herausgeber:
Jörg Schröder und Karin Naumann

IMPRESSUM

Herausgeber:
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133
info@dbfz.de

Institutionelle Förderung:
Das Deutsche Biomasseforschungszentrum wird institutionell gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Geschäftsführung:
Prof. Dr. mont. Michael Nelles
(Wissenschaftlicher Geschäftsführer)
Ronny Bonzek
(Administrativer Geschäftsführer)

DBFZ Report Nr. 44
Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr
1. Auflage
Leipzig: DBFZ, 2022
ISSN: 2197-4632 (Online)
ISBN: 978-3-946629-82-5
DOI: 10.48480/19nz-0322

Projektleitung:
Jörg Schröder und Karin Naumann

Autoren:
Niels Dögnitz, Gabriel Costa de Paiva, Stephanie Hauschild, Kathleen Meisel, Hendrik Etzold, Selina Nieß, Jakob Köchermann, Kati Görsch, Karl-Friedrich Cyffka, Franziska Müller-Langer (DBFZ), Edgar Remmele, Klaus Thuneke (TFZ), Ulf Neuling, Tjerk Zitscher (IUE), Christian Bauer und Romain Sacchi (PSI)

Bilder:
Sofern nicht am Bild vermerkt:
Autobahn: Fahrul Azmi, Unsplash
Stroh: Martin Dotzauer, DBFZ
Solarpanel: Cornell Frühauf, Pixabay
Flugzeug: Danilo Bueno, Pixabay
Stefanie Bader (Karte)

Copyright:
Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Broschüre darf ohne die schriftliche Genehmigung des Herausgebers vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt insbesondere auch die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf CD-ROM.

Datum der Veröffentlichung:
21. Januar 2022

ANFAHRT

Mit dem Zug: Ankunft Leipzig Hauptbahnhof; Straßenbahn-Linie 3/3E (Richtung Taucha/Sommerfeld) bis Haltestelle Bautzner Straße; Straße überqueren, Parkplatz rechts liegen lassen und den Haupteingang des DBFZ (Haus 1, Torgauer Str. 116) benutzen. Bitte melden Sie sich am Empfang an.

Mit dem Auto: Über die Autobahn A 14; Abfahrt Leipzig Nord-Ost, Taucha; Richtung Leipzig; Richtung Zentrum, Innenstadt; nach bft Tankstelle befindet sich das DBFZ auf der linken Seite (siehe „... mit dem Zug“).

Mit der Straßenbahn: Linie 3/3E (Richtung Taucha/Sommerfeld); Haltestelle Bautzner Straße (siehe „... mit dem Zug“)

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikationen in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet unter der Adresse www.dnb.de abrufbar.

Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr

DBFZ Report Nr. 44

1. Auflage

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133

www.dbfz.de
info@dbfz.de

Datum: 21.01.2022

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
DE-04347 Leipzig
+49 (0)341 2434-112
info@dbfz.de
www.dbfz.de

Projektleitung:

Jörg Schröder
+49 (0)341 2434-522
Joerg.Schroeder@dbfz.de

Karin Naumann
+49 (0)341 2434-711
Karin.Naumann@dbfz.de

Niels Dögnitz, Gabriel Costa de Paiva, Stephanie Hauschild, Kathleen Meisel, Hendrik Etzold, Selina Nieß, Jakob Köchermann, Kati Görsch, Karl-Friedrich Cyffka und Franziska Müller-Langer

Technologie- und Förderzentrum (TFZ)
Schulgasse 18
DE-94315 Straubing

Edgar Remmele und Klaus Thuneke

Technische Universität Hamburg (TUHH)
Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft
Eißendorfer Straße 40
DE-21073 Hamburg

Ulf Neuling und Tjerk Zitscher

Paul Scherrer Institut (PSI)
Forschungsstrasse 111
CH-5232 Villigen

Christian Bauer und Romain Sacchi

Erstelldatum: 21.01.2022

Gesamtseitenzahl: 352

Zitation (Reihenfolge der Autoren in Abhängigkeit der beteiligten Institute):

Gesamtwerk:
Schröder, J.; Naumann, K. (Hrsg.) (2022): *Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr*. Leipzig: DBFZ. 340 S. ISBN: 978-3-946629-82-5. DOI: 10.48480/19nz-0322.

Einzelbeitrag (ausgewähltes Beispiel):
Hauschild, S.; Costa de Paiva, G.; Neuling, U.; Zitscher, T.; Köchermann, J; Görsch, K. (2022): Produktionstechnologien zur Bereitstellung von erneuerbaren Kraftstoffen. In: Schröder, J.; Naumann, Karin (Hrsg.) *Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr*. Leipzig: DBFZ. (DBFZ-Report, 44). ISBN: 978-3-946629-82-5. S. 67–105.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis V
Vorwort IX
Zusammenfassung 1
Abstract 8
1 Politischer und rechtlicher Rahmen 15
KARIN NAUMANN, NIELS DÖGNITZ UND JÖRG SCHRÖDER
1.1 Einordnung 15
1.2 Historische Einführung 17
1.3 International 18
1.4 Europäische Union 20
1.5 Deutschland 25
1.5.1 Rechtlicher Rahmen für Kraftstoffe aus erneuerbaren Quellen 27
1.5.2 Besteuerung 31
1.5.3 Fahrzeuge und Infrastruktur 32
1.6 Zukünftige Entwicklungen 33
1.6.1 Europäische Union 33
Exkurs 1: Umsetzungszeitraum europäischer Verordnungen am Beispiel der RED II 38
1.6.2 Deutschland 39
2 Verkehr und seine Infrastruktur 43
JÖRG SCHRÖDER UND KARIN NAUMANN
2.1 Fahrzeugbestand 43
2.2 Tankinfrastruktur 50
2.3 Verkehrsleistung 52
2.4 Endenergieverbrauch 53
2.5 Treibhausgasemissionen 55
2.6 Zukünftige Entwicklungen 57
2.6.1 Langfristige Entwicklungsperspektiven | Verkehrsszenarien 2030 und 2050 57
2.6.2 Kurzfristige Klimaziele | Szenarien bis 2030 im Kontext der THG-Quote 59
3 Produktionstechnologien zur Bereitstellung von erneuerbaren Kraftstoffen 67
STEPHANIE HAUSCHILD, GABRIEL COSTA DE PAIVA, ULF NEULING, TJERK ZITSCHER, JAKOB KÖCHERMANN UND KATI GÖRSCH
3.1 Technologierouten im Überblick 67
3.2 Technischer Entwicklungsstand 69
3.3 Alkoholische Fermentation und Folgetechnologien 70
3.4 Anaerobe Fermentation und Folgetechnologien 73
3.5 Ver- und Umesterung 76
3.6 Hydrotreatment 78
3.7 Hydrothermale Verflüssigung 80
3.8 Synthesegas-Erzeugung und Folgetechnologien 83
3.8.1 Thermochemische Vergasung 83
3.8.2 Elektrolyseverfahren 85
3.8.3 Kohlenstoffdioxid-Bereitstellung 87

3.8.4 Reverse Wassergas-Shift-Reaktion und Co-Elektrolyse 90
3.8.5 Synthesegasaufbereitung 92
3.8.6 Fischer-Tropsch-Synthese 93
3.8.7 Methanisierung 94
3.8.8 Methanolsynthese und Folgetechnologien 95
3.8.9 Ammoniaksynthese 98
3.9 Mitraffination 99
3.10 Hybridtechnologien 102

4 Ressourcen und ihre Mobilisierung 106
Karin Naumann, Gabriel Costa de Paiva, Ulf Neuling, Tjerk Zitscher, Selina Nieß und Karl-Friedrich Cyffka

4.1 Hintergrund und Überblick geeigneter Ressourcen 106
4.1.1 Biogene Hauptprodukte 109
Exkurs 2: Die Pflanze als „Multi-Produkt-System“ 111
4.1.2 Biogene Nebenprodukte, Abfälle und Reststoffe 112
Exkurs 3: Kaskadennutzung und Kreislaufwirtschaft 113
4.1.3 PTX-Ressourcen 114
4.2 Status quo Ressourcennutzung zur Produktion erneuerbarer Kraftstoffe 115
4.2.1 Ressourcen für Biokraftstoffe 115
4.2.2 Erneuerbarer Strom zur Nutzung im Verkehr 116
4.3 Ressourcenpotenziale 119
4.3.1 Biogene Ressourcen für erneuerbare Energien im Verkehr 120
4.3.2 Potenzial für Strom aus erneuerbaren Quellen und seine Folgeprodukte 126
Exkurs 4: Biogenes Kohlenstoffdioxid für die geologische Speicherung (BECCS) 137
4.4 Kraftstoffpotenziale 138
4.4.1 Potenzial für Biokraftstoffe 138
Exkurs 5: Notwendigkeit einer umfassenden Biomassestrategie 141
4.4.2 Potenzial für strombasierte Kraftstoffe 142
4.4.3 Zusammenfassung und Fazit 143

5 Marktübersicht 149
Karin Naumann, Jörg Schröder und Gabriel Costa de Paiva

5.1 Hintergrund 149
5.2 Produktion 150
5.3 Kapazitäten 153
5.4 Handel 160
5.5 Nutzung 166
Exkurs 6: Bioethanol als Kraftstoff in Brasilien 170

6 Anwendung von erneuerbaren Energien im Verkehr 173
Jörg Schröder, Edgar Remmele und Klaus Thuneke

6.1 Kraftstoffnormen und -kennzeichnungen 175
6.1.1 Gasförmige Kraftstoffe 176
6.1.2 Flüssige Kraftstoffe für Motoren mit Fremdzündung – „Ottomotoren“ 177
6.1.3 Flüssige Flugturbinenkraftstoffe 178
6.1.4 Flüssige Kraftstoffe für Motoren mit Selbstzündung – „Dieselmotoren“ 178
6.2 Kraftstoffqualitätsparameter 181
6.3 Sicherheitsrelevante Aspekte beim Umgang mit erneuerbaren Energieträgern 189

6.4 Anforderungen an Tankinfrastruktur und Kraftstoffdistribution 201
6.5 Motorische Nutzung von erneuerbaren Energieträgern 204
6.5.1 Erneuerbare Energieträger als Blendkraftstoff 204
6.5.2 Erneuerbare Energieträger als Reinkraftstoff 206
Exkurs 7: Etablierung von E85 als erneuerbarer Kraftstoff in Frankreich 211

7 Ökologische Aspekte der Nachhaltigkeit 213
KATHLEEN MEISEL, KLAUS THUNEKE, EDGAR REMMELE, CHRISTIAN BAUER UND ROMAIN SACCHI

7.1 Hintergrund 213
7.2 Nachhaltigkeitsanforderungen 215
7.2.1 Anforderungen an erneuerbare Kraftstoffe für den Straßenverkehr 215
7.2.2 Anforderungen an erneuerbare Kraftstoffe für den Flugverkehr 217
7.3 THG-Bilanzierung von erneuerbaren Kraftstoffen 218
7.3.1 THG-Bilanzierung von Biokraftstoffen im Straßenverkehr 218
7.3.2 THG-Bilanzierung von Biokraftstoffen im Flugverkehr nach ISCC CORSIA 220
7.4 THG-Emissionen und THG-Minderungspotenzial kommerziell verfügbarer erneuerbarer Energien 221
7.5 THG-Emissionen und THG-Minderungspotenzial erneuerbarer Energien im Demonstrationsstadium 225
7.6 THG-Emissionen und THG-Minderungspotenzial erneuerbarer Energien auf Forschungsniveau 227
7.7 Abgasemissionen beim Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe 227
7.8 Treibhausgasemissionen von Fahrzeugen und Kraftstoffen 230
Exkurs 8: Bio-CNG im städtischen ÖPNV – ein Praxisbeispiel aus Augsburg 234

8 Ökonomische Aspekte der Nachhaltigkeit 235
NIELS DÖGNITZ, HENDRIK ETZOLD UND KATHLEEN MEISEL

8.1 Ökonomische Bewertung 235
8.2 Kosten und Preise kommerziell verfügbarer erneuerbarer Energien 236
8.2.1 Bioethanol 236
8.2.2 FAME 237
8.2.3 HVO/HEFA-Diesel 239
8.2.4 Biomethan 239
8.2.5 Strom 240
8.3 Kosten erneuerbarer Energien im Demonstrationsstadium 241
8.4 Treibhausgasvermeidungskosten 243

9 Technologiesteckbriefe und Übersicht 247
JÖRG SCHRÖDER, KARIN NAUMANN, STEPHANIE HAUSCHILD, EDGAR REMMELE UND KLAUS THUNEKE

9.1 Technologiesteckbriefe 247
Technologiesteckbrief 1: Bioethanol 250
Technologiesteckbrief 2: Biodiesel (FAME) 252
Technologiesteckbrief 3: HVO/HEFA-Kraftstoffe 254
Technologiesteckbrief 4: Pflanzenöl 256
Technologiesteckbrief 5: Strom 257
Technologiesteckbrief 6: Wasserstoff 258
Technologiesteckbrief 7: Methan 260
Technologiesteckbrief 8: Methanol 262

Technologiesteckbrief 9: Fischer-Tropsch-Kraftstoffe 264
9.2 Übersicht erneuerbare Energieträger für die Jahre 2030 und 2045 267

Glossar 275
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis 278
Abbildungsverzeichnis 283
Tabellenverzeichnis 286
Literaturverzeichnis 287
Anhang 327

Vorwort

Die 2020er-Jahre gelten als die entscheidende Dekade, um die Ziele des Pariser Klimaabkommens zu erfüllen. Das weltweite Treibhausgasbudget für das 1,5 °C-Ziel schmilzt mit zunehmender Geschwindigkeit: Laut IPCC waren es ab 2021 noch 300 Milliarden Tonnen CO_2-Äquivalente. 42 ± 3 Milliarden Tonnen CO_2 Äquivalente werden jährlich freigesetzt, davon entfallen allein 8 Milliarden Tonnen CO_2 Äquivalente auf den Verkehr. Je nach in der Praxis umgesetzten und vor allem wirksamen Maßnahmen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen bleibt ein Zeitfenster von wenigen Jahren bei gleichzeitig zunehmend sichtbaren Auswirkungen des Klimawandels. Hinzu kommen die weltweiten Herausforderungen infolge der COVID-19-Pandemie.

Eine Bestandsaufnahme für Deutschland zum bisher Erreichten in Sachen Klimaschutz im Verkehr, was bereits seit Anfang der 2000er-Jahre mit klaren Zielen und Maßnahmen (maßgeblich Reduzierung des Endenergieverbrauchs, Support durch erneuerbare Energien, alternative Antriebe und Verkehrsverlagerung) verfolgt wird, fällt – freundlich formuliert – ernüchternd aus:

Fahrzeugbestand: ca. 60 Millionen Fahrzeuge (Stand Oktober 2021); gegenüber Januar 2010 ein Plus von über 15 % bei Pkw (ca. 2,5 Millionen Pkw haben alternative Antriebe, maßgeblich mit Hybrid-Elektroantrieb; ca. 0,5 Millionen Pkw sind reine Elektrofahrzeuge) sowie 44 % bei Lkw und Sattelzugmaschinen (ca. 79 % der Lkw sind sog. leichte Nutzfahrzeuge bis zu 3,5 Tonnen); stagnierender bzw. teils rückläufiger Bestand bei Bussen, Schienenfahrzeugen, Binnenschiffen und Flugzeugen.

Verkehrsleistung: ca. 1.244 Milliarden Personenkilometer im Personenverkehr (Stand 2019), davon ca. 74 % im motorisierten Individualverkehr mit Pkws und innerhalb von zehn Jahren ein Plus von ca. 5 %; ca. 2.666 Milliarden Tonnenkilometer im Güterverkehr (inkl. seegehende Schifffahrt, Stand 2013/2019) mit einem Zuwachs von 35 % innerhalb von zehn Jahren ohne quantifizierbare Verlagerung von der Straße auf die Schiene oder Schiff.

Endenergieverbrauch: ca. 2.789 Petajoule (Stand 2019) mit ca. 83 % im Straßenverkehr und 16 % im Luftverkehr sowie einem Plus von 8 % seit 2009; der Anteil der erneuerbaren Energien liegt lediglich bei 5 % bzw. bezogen auf den Straßenverkehr bei ca. 6,6 % und wird bisher nahezu ausschließlich über Biokraftstoffe realisiert.

Treibhausgasemissionen: ca. 196 Millionen Tonnen (Stand 2019) mit ca. 51 % Individualverkehr, ca. 30 % Güterverkehr und öffentlicher Straßenpersonenverkehr und 16 % Luftfahrt sowie einem Plus von 6,3 % gegenüber 2010 bzw. 8,5 % gegenüber 1990 und dies trotz steigender Treibhausgasvermeidung durch den Einsatz von Biokraftstoffen (ca. 13,2 Millionen Tonnen in 2020 als Erfüllung der Treibhausgasminderungsquote von 6 %).

Positiv zu konstatieren ist, dass sich der vergleichsweise kleine Biokraftstoffsektor im vergangenen Jahrzehnt zum Vorreiter in punkto Nachhaltigkeit entwickelt hat. Dank der Europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED von 2009 gibt es klare Nachhaltigkeitskriterien für die Herstellung von Biokraftstoffen. Neben definierten Ansprüchen an die Anbaufläche für Biomasse und Mindestanforderungen an spezifische Treibhausgasminderungen der Biokraftstoffe wurde eine Methodik zur Bilanzierung der mit der Biokraftstoffbereitstellung verbundenen Treibhausgasemissionen etabliert, welche per Zertifikat nachgewiesen werden müssen. Es wurden umfassende Zertifizierungssysteme geschaffen, die ausgehend von den Biokraftstoffen mittlerweile auch andere biomassebasierte Produkte zertifizieren. Häufig wenig präsent ist, dass Biokraftstoffe als Teil der Bioökonomie im Regelfall in

Multiproduktanlagen hergestellt werden, wobei auch Produkte wie Futtermittel, Glycerin etc. anfallen, die mehrere Sektoren bedienen. Erstmals wurden also Marktregeln geschaffen, die international gelten und auch positiv auf andere Anwendungsbereiche wirken.

Politisch gesetzte Rahmenbedingungen dienen der Erreichung von Klimaschutzzielen und beeinflussen folglich insbesondere auf europäischer und nationaler Ebene auch die Entwicklung des Marktes und des Wettbewerbs. Im Rahmen des Europäischen Green Deal und der jeweiligen nationalen Umsetzung in Deutschland sind und werden eine Vielzahl an Regulativen relevant. Für den Verkehr sind dies in dieser Dekade in besonderem Maße das Klimaschutzgesetz (2030-Ziel: zulässige Jahresemissionsmenge von 85 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente) sowie die Fortsetzung der seit 2015 bestehenden Treibhausgasminderungsquote (2030-Ziel: Treibhausgasminderung von mindestens 25 % mit unterschiedlichen, teils mit Mindest- und Maximalanteilen sowie Multiplikatoren und Anpassungsmechanismen versehenen Erfüllungsoptionen für erneuerbare Energieträger und Kraftstoffe sowie Elektromobilität). Hinzu kommen die CO_2-Flottenregulierung für Neufahrzeuge (2030-Ziel von 37,5 % für Pkw und 31 % für leichte Nutzfahrzeuge im Vergleich zu 2021; 30 % für schwere Nutzfahrzeuge im Vergleich zu 2020) sowie implizit das Energiesteuergesetz und Brennstoffemissionshandelsgesetz.

„Mehr Fortschritt wagen“ - so ist der Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung überschrieben, mit der Präambel, dass unter anderem die Erreichung der Klimaschutzziele von Paris oberste Priorität hat und neues Tempo in die Energiewende gebracht werden soll. Es kann nicht oft genug wiederholt werden, dass es nicht nur verlässlicher Ziele und klarer Rahmenbedingungen für alle Akteure bedarf, sondern endlich auch wirksame Fortschritte für Klimaschutz im Verkehr in der Praxis realisiert werden müssen. Ziele im Ausbau der Elektromobilität (mindestens 15 Millionen rein batterieelektrische Pkw bis 2030) oder Quoten für Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe aus erneuerbaren Energien (sog. PTX- oder E-Fuels) sind zweifelsohne wichtige Bausteine, die jedoch auch in realistischen Zeiträumen umgesetzt werden müssen. Mit Blick auf Potenziale, Klimaeffizienz, Kosten und Nutzungsanforderungen braucht es einen Kanon aller geeigneten Optionen.

Entscheidend für die Erreichung der Klimaziele ist neben der Nutzung aller vorhandenen und naheliegenden Optionen zur Emissionsreduktion vor allem die deutliche Reduktion des Endenergieverbrauchs. Hier sind alle Bausteine erforderlich: Vermeidung, Verlagerung von Verkehr auf klimafreundlichere Optionen, Wechsel zu erneuerbaren Kraftstoffen und alternativen Antrieben sowie digitale Vernetzung. Dazu gehören neben den zuvor genannten Maßnahmen auch das Ausschöpfen am Markt bereits bestehender Produktionsmengen für konventionelle Biokraftstoffe und im moderaten Aus- bzw. Aufbau befindlicher fortschrittlicher Biokraftstoffe (darunter z. B. synthetische Kraftstoffe mit vielerlei bislang ungenutzten Synergien zu PTX), die insbesondere Klimaschutz beim Fahrzeugbestand ermöglichen. Zusätzlich kann ein hoher Gaskraftstoffanteil die energie- und kosteneffiziente Nutzung erneuerbarer Ressourcen unterstützen und dementsprechend den Bedarf erneuerbarer fortschrittlicher und zumeist kostenintensiverer Flüssigkraftstoffe reduzieren, ganz gleich, ob biogen oder nicht biogen. Wichtig für die Umsetzung ist, dass alle Bausteine einem vergleichbaren Maßstab an Nachhaltigkeitsanforderungen genügen müssen. Dieser sollte so gestaltet und in einem definierten Rahmen adaptierbar sein, dass er Treiber für eine praktische Umsetzung und damit realen Klimaschutz ist, der alle Akteure der Gesellschaft motiviert und mitnimmt, gerade in dieser Zeit. Hierzu gehört auch, transparent zu machen, dass Klimaschutz und Klimawandel mit erheblichen Aufwendungen und Einschränkungen für alle einhergehen. Gleichermaßen muss der Maßstab glaubwürdig sein und bleiben – eine beliebige Auslegung von Nachhaltigkeitsanforderungen, wie die europäische Taxonomie zu Atomkraft- und Gaskraftwerken aktuell zeigt, ist genau das nicht.

Wie die einzelnen Bausteine zum Klimaschutz im Verkehr real beitragen und potenziell beitragen können, muss kontinuierlich Gegenstand von Monitoringprozessen sein. Der nachfolgende Report „Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr“ leistet hierfür einen wichtigen Beitrag. Ohne die große Expertise unserer Coautor*innen könnte er jedoch nicht so umfänglich sein – dafür und für den wertvollen Diskurs während der Entstehung des Reports danken wir ganz herzlich.

Bleibt uns an dieser Stelle, Ihnen, liebe Leser*innen, eine informative Lektüre zu wünschen und Sie einmal mehr zu ermuntern, nicht nur Ihren persönlichen Beitrag zu nachhaltiger Mobilität und Klimaschutz im Verkehr zu leisten, sondern auch, uns Feedback zu geben.

Dr. Franziska Müller-Langer
Leiterin Fachbereich Bioraffinerien am DBFZ in 01/2022

Zusammenfassung

Der DBFZ-Report Nr. 44 beschäftigt sich mit dem Monitoring zur Anwendung von erneuerbaren Energien im Verkehr. Im Fokus des Berichts stehen erneuerbare biomassebasierte und strombasierte Kraftstoffe sowie Strom im Kontext sich ändernder Rahmenbedingungen. Der Report ist eine Fortsetzung und Erweiterung des bisherigen DBFZ-Reports Nr. 11 (Monitoring Biokraftstoffsektor, 4 Auflage) [Naumann (2019)]. Aufgrund der umfassenden Überarbeitung und inhaltlichen Erweiterung erfolgte die Änderung des Titels und damit die Veröffentlichung dieser ersten Auflage. Perspektivisch werden wesentliche Informationen auch online unter https://www.dbfz.de/Monitoring-EE-im-Verkehr zur Verfügung gestellt. Insbesondere für ausgewählte Abbildungen, die im Bericht in vereinfachter Form dargestellt sind, können hier in ausführlicher Form nachvollzogen werden.

Einführend werden der derzeitige rechtliche Rahmen und die wesentlichen politischen Zielstellungen für erneuerbare Energien sowie der Status quo im Verkehr und dessen Infrastruktur zusammenfassend dargelegt. Die weitere Struktur dieses Reports orientiert sich im Wesentlichen an den Schritten der Bereitstellungs- und Nutzungskette von erneuerbaren Energieträgern, gefolgt von einer ökologischen und ökonomischen Einordnung. Abschließend werden diese Aspekte verkürzt in spezifischen Steckbriefen für die einzelnen erneuerbaren Kraftstoffoptionen und für erneuerbaren Strom sowie gemeinsam in zwei Fahrzeug-Energieträger-Matrices für die Jahre 2030 und 2045 dargestellt.

Politischer und rechtlicher Rahmen

Der politische und rechtliche Rahmen hat einen wesentlichen Einfluss auf alle Einzelaspekte der Bereitstellungs- und Anwendungskette von erneuerbaren Energien im Verkehr, deren Marktentwicklung und Wettbewerbsfähigkeit. Beispielsweise können die Kraftstofferzeugung aus ausgewählten Ressourcen gefördert oder beschränkt, chemische und physikalische Stoffeigenschaften mittels Kraftstoffnormen vorgegeben oder die gezielte Anwendung in einzelnen Sektoren gesteuert werden.

Auf nationaler Ebene sind das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) und die im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) geregelte Quote zur Minderung von Treibhausgasemissionen (THG) wichtige Treiber zur Integration von erneuerbaren Energieträgern im Verkehr. Das KSG steckt die deutschen Klimaziele bis 2045 ab, wonach u. a. die THG-Emissionen des Verkehrssektors in Deutschland von 163 Mio. t CO_2-Äquivalente (CO_2-Äq.) im Jahr 2019 schrittweise auf 85 Mio. t bis 2030 reduziert werden müssen und Deutschland ab 2045 über alle Sektoren hinweg klimaneutral sein muss. Das KSG fordert bei Nichterfüllung einzelner Zwischenziele konkrete Maßnahmen zur Zielerreichung, formuliert diese Maßnahmen jedoch nicht aus. Die im BImSchG geregelte THG-Quote ist neben der CO_2-Flottenregulierung aktuell das wesentliche Lenkungsinstrument im Verkehrssektor, um die Ziele bis 2030 erfüllen zu können. Sie bewirkt seit Inkrafttreten im Jahr 2015 eine deutliche Steigerung der spezifischen THG-Vermeidung von in Deutschland genutzten erneuerbaren Kraftstoffen.

Beide Gesetze in ihren letzten Novellierungen sind eine Reaktion auf das Pariser Klimaabkommen sowie auf verschiedene europäische Direktiven wie die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive) und europäische Regularien wie die Lastenverteilungsverordnung. International haben zahlreiche Staaten obligatorische Ziele zur Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien im Verkehr festgelegt, neben der Europäischen Union vor allem in Nord- und Südamerika sowie in Südostasien. In Kürze wird auf europäischer Ebene eine Reihe weiterer regulatorischer Maßnahmen zum Klimaschutz unter dem Titel „Fit for 55“ folgen. Hier sind mit mittel- oder unmittelbarem Bezug zum Verkehrsbereich

nach einem europäischen Klimagesetz bereits Richtlinien für erneuerbare Energien in der Luftfahrt und im Seeverkehr sowie die Weiterentwicklung der Richtlinien zu erneuerbaren Energien, Energiesteuer, Emissionshandel und Infrastruktur zu alternativen Kraftstoffen sowie Leitlinien für Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen in Vorbereitung. Die europäische Diskussion und regulative Weichenstellung für eine klimaneutrale Transformation des Verkehrsbereichs ist von essenzieller Bedeutung, da der Personen- und Güterverkehr über nationale Grenzen hinweg agiert.

Verkehr und seine Infrastruktur

Der Verkehrsbereich in Deutschland weist mit etwa 59 Mio. Fahrzeugen von weltweit über 2 Mrd. Fahrzeugen eine der größten Fahrzeugdichten von 580 pro 1.000 Einwohner weltweit auf. Der Fahrzeugbestand ist weiterhin steigend. Dabei findet jedoch insbesondere im Pkw-Bereich ein Wandel in der verwendeten Antriebsart statt. Während noch vor zehn Jahren nahezu alle Neufahrzeuge mit einem Verbrennungsmotor ausgestattet waren, sind heute etwa 25 % der Pkw-Neufahrzeuge batterieelektrisch angetrieben oder zumindest Plug-in-Hybridfahrzeuge. Laut verschiedenen Verkehrsszenarien muss dieser Bereich stringent ausgebaut werden, damit die klimapolitischen Ziele bis 2045 erreicht werden können. Die Umstrukturierung des Fahrzeugbestands geht aufgrund der langen Nutzungszeiten von Fahrzeugen sehr langsam vonstatten. Im Jahr 2030 werden noch über 40 Mio. Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor genutzt und im Jahr 2045 werden neben einem Restbestand im Pkw-Bereich weiterhin schwer elektrifizierbare Verkehrsbereiche vorhanden sein. Daher muss auch die Verwendung von erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehr vorangetrieben werden.

Der Energiebedarf an Kraftstoffen und Strom für die Verkehrsbereiche Straße, Luftfahrt (inkl. internationale Luftfahrt), Schiene und Schifffahrt (inkl. internationale Schifffahrt) lag im Jahr 2019 bei 2.739 PJ (761 TWh bzw. 65,4 Mtoe) für Deutschland von weltweit 121 EJ (33.600 TWh bzw. 2.890 Mtoe). Davon entfielen lediglich 4,4 % auf die erneuerbaren Kraftstoffe Bioethanol, Fettsäuremethylester (FAME oder umgangssprachlich: Biodiesel), HVO-Diesel und Biomethan, welche auf die deutsche THG-Quote angerechnet wurden, sowie 1,5 % auf Strom, der nur zu Teilen aus erneuerbaren Quellen stammte. Der Großteil dieses Verbrauchs wird durch den motorisierten Individualverkehr, den Straßengüterverkehr und die Luftfahrt verursacht. Der Verkehr ist damit laut nationalem Inventarbericht für ca. 20 % der THG-Emissionen in Deutschland verantwortlich; hinzu kommen die THG-Emissionen für den internationalen, von Deutschland abgehenden Verkehr in Luft- und Schifffahrt. Insgesamt wurden durch den Verkehr im Jahr 2019 THG-Emissionen in Höhe von 196 Mio. t CO_2-Äq. (national 163 Mio. t CO_2-Äq. sowie international 33 Mio. t CO_2-Äq.) freigesetzt. Im Jahr 2020 sind diese im nationalen Verkehr um ca. 11 % auf 146 Mio. t CO_2-Äq. gesunken, maßgeblich als Folge der COVID-19-Pandemie. Mit Blick auf die kurzfristigen Klimaziele bis 2030 liegt der aktuelle Stand bei Elektromobilität und erneuerbaren Energien hinter den Annahmen der Verkehrsszenarien. Es zeigt sich, dass es für die Erreichung der Klimaziele von zentraler Bedeutung ist, alle Maßnahmen zur Reduktion der THG-Emissionen zu ergreifen, sie aber auch aufeinander abzustimmen. Ein kontinuierliches Monitoring und konsequentes Nachsteuern sind hierbei unerlässlich.

Produktionstechnologien zur Bereitstellung von erneuerbaren Kraftstoffen

Neben erneuerbarem Strom sind heute die wesentlichen verfügbaren und etablierten Technologien zur Produktion von erneuerbaren Kraftstoffen:

- die Ver-/Umesterung von öl- und fetthaltigen Biomassen bzw. Rest- und Abfallstoffen zu FAME,
- das Hydrotreatment von öl- und fetthaltigen Biomassen bzw. Rest- und Abfallstoffen zu paraffinischen Kraftstoffsubstituten aus dem Diesel- (HVO oder HEFA) und Kerosinbereich (HEFA-SPK),

- die alkoholische Fermentation von zucker- und stärkehaltigen Biomassen zu Bioethanol und
- die anaerobe Fermentation (Vergärung) von Anbaubiomassen, Abfall- und Reststoffen sowie tierischen Exkrementen zu Biomethan.

Diese Technologien konkurrieren teils um die gleichen Ressourcen. So wird insbesondere mit steigenden Produktionskapazitäten von HVO/HEFA-Kraftstoffen der Druck auf FAME-Anlagen wachsen. Weitere Technologien (z. B. Fermentation von lignocellulosehaltiger Biomasse zu Bioethanol) besitzen bereits eine hohe Technologiereife und sind teilweise schon regional verfügbar, konnten sich jedoch noch nicht vollständig im Markt etablieren. Der Fokus in der aktuellen Entwicklung liegt bei den rein strombasierten Technologien (Power-to-X, E-Fuels) sowie strom- und biomassebasierten Hybridtechnologien (SynBioPTX). Hier sind grundsätzlich verschiedene Herangehensweisen denkbar. Während zum einen die Unterstützung biobasierter Routen mittels PTX-Ansätzen (beispielsweise durch Einbindung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff in HEFA- und Synthese-/Raffinerieprozessen) diskutiert wird, finden auch Konzepte zum Einsatz biogenen Kohlenstoffs (z. B. über biogenes Kohlenstoffdioxid aus Bioethanol- und Biomethananlagen) in PTX-Prozessen Beachtung. Welche dieser Optionen im Markt realisiert wird, hängt neben den regionalen Gegebenheiten maßgeblich von den Rahmenbedingungen und den Preisentwicklungen für erneuerbare Energien im Verkehrssektor ab.

Ressourcen und ihre Mobilisierung

Die Ressourcenverfügbarkeit ist der erste Teil der Bereitstellungskette erneuerbarer Energieträger für den Verkehrssektor. Die für die Biokraftstoffproduktion geeigneten biogenen Ressourcen lassen sich dabei gemäß dem regulatorischen Kontext sowie ihrer physikalisch-chemischen Eigenschaften klassifizieren, Letzteres betrifft vor allem ihre Eignung für die unterschiedlichen Produktionsverfahren. Die wesentlichen Ausgangsstoffe von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs sind neben erneuerbarem Strom vor allem Wasser für die Herstellung von grünem Wasserstoff durch Elektrolyse sowie eine Kohlenstoffquelle (meist CO_2) für dessen Weiterverarbeitung zu kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen.

Bei der Produktion von Bioethanol spielen bisher nahezu ausschließlich Hauptprodukte aus der Landwirtschaft eine Rolle, wobei bereits deutliche Bestrebungen erkennbar sind, die Rohstoffpalette auf lignocellulosebasierte Nebenprodukte wie beispielsweise Stroh zu erweitern. Auch bei der Produktion von FAME und HVO-Diesel kommen überwiegend Hauptprodukte wie Raps-, Soja- oder Palmöl zum Einsatz, neben denen bereits 20 % der Ressourcen auf Altspeisefette (UCO) sowie zunehmend auch weitere alternative Ressourcen wie Tallöl oder Reststoffe der Palmölproduktion entfällt. Die Nutzung von elektrischer Energie im Verkehrssektor umfasst weltweit etwa 1,4 EJ, was einem Anteil von etwas mehr als 1 % entspricht und wovon wiederum etwa 25 % aus erneuerbaren Quellen stammt. Strombasierte Kraftstoffe spielen bisher kaum eine Rolle, werden aber zunehmend gefordert und gefördert.

Eine Quantifizierung des theoretischen, technischen, wirtschaftlichen sowie vor allem des Umsetzungspotenzials für erneuerbare Kraftstoffe ist vor allem auf internationaler Ebene noch mit erheblichen Unsicherheiten und daraus resultierenden Bandbreiten verbunden. Das Umsetzungspotenzial für den Verkehrssektor kann für biogene Ressourcen insgesamt als eher niedrig bis begrenzt sowie für strombasierte Kraftstoffe als begrenzt bis eher hoch eingeschätzt werden. Durch Forschung und Entwicklung muss der Kenntnisstand zum Status quo und den perspektivischen Entwicklungen erneuerbarer Ressourcen noch maßgeblich verbessert werden, um so ihren Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung im Verkehrssektor besser bewerten und auch im Sinne einer Biomassestrategie steuern zu können.

MARKTÜBERSICHT

Die weltweiten Produktionsmengen von erneuerbaren Energien für den Verkehr sind bis 2019 auf ca. 4 EJ (1.124 TWh bzw. 97 Mtoe) gestiegen, was lediglich 3 % des weltweiten Energiebedarfs im Verkehr ausmacht. Die wesentlichen Energieträger sind aktuell Bioethanol, FAME und HVO-Diesel. Mit Beginn der COVID-19-Pandemie im Jahr 2020 war erstmals wieder eine Stagnation bei der Produktion zu beobachten. In Europa lagen die Produktionsmengen im Jahr 2020 bei 108 PJ Bioethanolkraftstoff, 409 PJ FAME sowie weiteren 149 PJ für HVO-Diesel, wovon 13 PJ Bioethanol und 126 PJ FAME in Deutschland produziert wurden. Biomethan, Strom und Wasserstoff sind als Kraftstoffe weiter von untergeordneter, wenn auch zunehmender Bedeutung.

Der Handel mit Biokraftstoffen ist sowohl durch eine starke globale als auch eine regionale regulatorische Abhängigkeit geprägt. Das Einführen von Antidumpingzöllen, THG-Quoten oder Kraftstoffquoten sowie Verbote einzelner Ressourcen kann etablierte Handelswege kurzfristig unterbinden und gleichzeitig neue Wege schaffen. Mit dem Verbot von Palmöl als Ressource für quotenfähige erneuerbare Kraftstoffe bahnt sich ab 2023 bereits die nächste Veränderung an.

Deutschland war im Jahr 2020 mit 0,87 Mio. m³ (24 PJ) ein Netto-Importeur für Bioethanol sowie mit 0,88 Mio. t (32 PJ) ein Netto-Exporteur für FAME. Die in Deutschland genutzte HVO-Menge wird zudem vollständig importiert, im Jahr 2020 in Höhe von 1,05 Mio. t (46 PJ). Der Export von in Deutschland produzierten Biokraftstoffen beschränkt sich im Wesentlichen auf Europa. Die weltweit wichtigsten Exportländer für Bioethanol sind die USA, Brasilien und China, für FAME sind dies Argentinien, Malaysia und China.

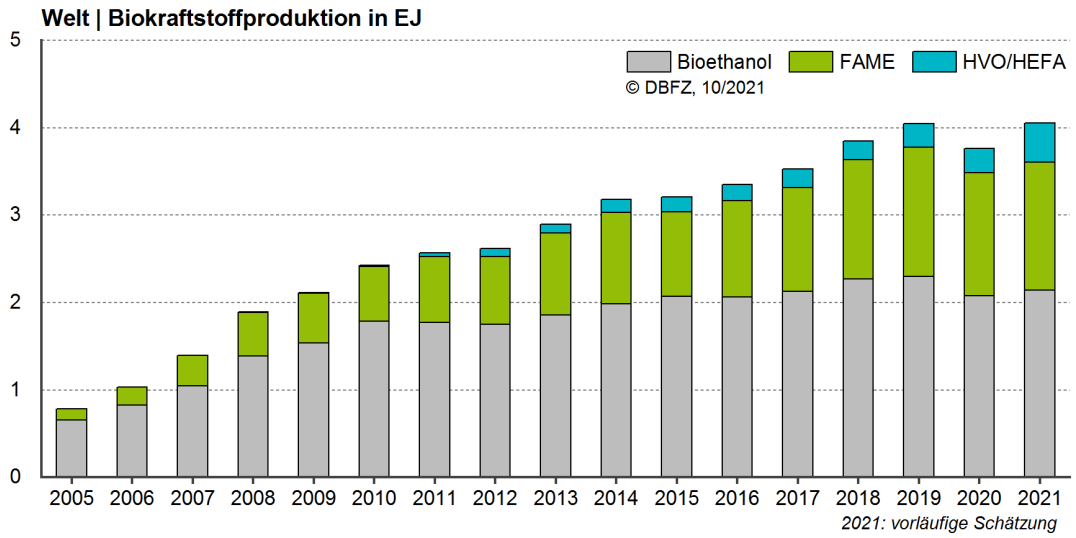


Abbildung 5-2 Entwicklung weltweiter Produktionsmengen an Biokraftstoffen

ÖKOLOGISCHE UND ÖKONOMISCHE ASPEKTE DER NACHHALTIGKEIT

Während für die kommerziell verfügbaren erneuerbaren Kraftstoffe Bioethanol, FAME, HVO-Diesel, Biomethan und erneuerbarer Strom konkrete Ist-Zahlen für THG-Emissionen (auf Grundlage der entsprechenden Zertifizierungssysteme) und Marktpreisinformationen vorliegen, sind bei allen nicht kommerziell verfügbaren erneuerbaren Kraftstoffen, welche sich in der Regel noch im Forschungs- oder Demonstrationsstadium befinden, nur Abschätzungen anhand geeigneter Publikationen möglich, welche mit entsprechenden Unsicherheiten einhergehen.

Im nationalen Verkehr wird bis heute die THG-Minderung nahezu ausschließlich durch nachhaltige Biokraftstoffe realisiert (2020 ca. 13,2 Mio. t CO_2-Äq. bei einer durchschnittlichen THG-Minderung von 83 % gegenüber der fossilen Referenz). Die seit 2015 geltende THG-Quote, mit dem Anreiz, insbesondere Biokraftstoffe mit einer hohen THG-Minderung zu nutzen, führte zu einem Anstieg der jährlichen THG-Vermeidung im Verkehr bei gleichzeitiger Reduktion der dafür benötigten Biokraftstoffmengen. Perspektivisch kann eine Vielzahl weiterer erneuerbarer Optionen mit hohem THG-Minderungspotenzial in den Markt gelangen, insofern sich die jeweiligen Technologien etablieren und eine entsprechende Nachfrage im Markt entsteht. Insbesondere Kraftstoffe auf Basis von erneuerbarem Strom sowie auf Basis von Abfall- und Reststoffen zeigen anhand der ausgewerteten Studien ein großes Potenzial hinsichtlich der Einsparung von THG-Emissionen auf. Zugleich sind die strombasierten Kraftstoffoptionen mit im Regelfall sehr hohen Gestehungskosten und hohen mobilisierbaren Kraftstoffpotenzialen sowie fortschrittliche Biokraftstoffe mit niedrigeren Gestehungskosten und im Vergleich zu den strombasierten Kraftstoffen geringeren mobilisierbaren Kraftstoffpotenzialen verbunden. Aktuell scheinen die Technologierouten zu Methan die effizientesten zu sein. Letztendlich werden die THG-Vermeidungskosten innerhalb der einzelnen Verkehrsbereiche neben den technischen Herausforderungen in der Infrastruktur entscheidend dafür sein, welche erneuerbaren Kraftstoffe in den Markt gelangen. Derzeit weisen die etablierten Kraftstoffe Biomethan, FAME und Bioethanol die geringsten Kosten für die Anwendung im Straßenverkehr auf.

Neben den Emissionen, die aus der Bereitstellung der Kraftstoffe resultieren, werden auch die Emissionen für den Lebensweg des Fahrzeugs (Herstellung, Nutzung, Entsorgung/Recycling) diskutiert. Während der Nutzung des Fahrzeugs sind die verwendeten Energieträger für das Abgasverhalten der Fahrzeuge maßgeblich. Strom und Wasserstoff in Brennstoffzellen haben gegenüber den anderen diskutierten Energieträgern den Vorteil, dass sie keine Luftschadstoffe und CO_2-Emissionen während der Nutzung freisetzen und infolge der hohen Antriebswirkungsgrade von Elektromotoren effizienter gegenüber Verbrennungsmotoren sind. Andere Energieträger, wie Methan, Methanol und Ethanol, können aufgrund ihrer vorteilhaften chemischen Eigenschaften (z. B. Kohlenstoff-Wasserstoff-Verhältnis oder Sauerstoffgehalt) CO_2-Emissionen und Luftschadstoffe reduzieren. Letztendlich ist in der ökobilanziellen Betrachtung von Fahrzeug und Kraftstoff und unter Bewertung von Produktion, Distribution, Nutzung und Entsorgung bereits heute eine deutliche THG-Minderung möglich, wenn

- erneuerbare Rein- oder Mischkraftstoffe mit hohen erneuerbaren Anteilen in Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor oder
- batterieelektrische Fahrzeuge mit einem hohen Anteil an erneuerbarem Strom

anstelle von fossilen Rein- oder Mischkraftstoffen mit geringem erneuerbarem Anteil (hier vor allem E10 und B7) oder Strom aus fossilen Energieträgern verwendet werden. Daneben wird aber auch entscheidend sein, die THG-Emissionen in den vorgelagerten Sektoren zu reduzieren, beispielsweise bei der Stahl- und Aluminiumproduktion von Fahrzeugteilen oder bei der Batterieherstellung. Auch die Recyclingfähigkeit von Fahrzeugkomponenten geht in eine umfassende Bewertung der Umweltwirkungen mit ein.

Das Ziel der ökonomischen Bewertung ist es, Konzepte oder Technologien auf Basis von Referenzkonzepten auf ihre wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit zu prüfen. Als Grundlage dafür muss ein einheitlicher Rahmen in Form einer Bilanzgrenze festgelegt werden. Ein direkter Vergleich zwischen Energieträgern im Demonstrationsstadium und solchen, die kommerziell verfügbar sind, ist nur bedingt möglich.

Anwendung von erneuerbaren Energien im Verkehr

Das Inverkehrbringen von Kraftstoffen und Strom für den Verkehrssektor wird in der 10. Bundes-Immissionsschutzverordnung (10. BImSchV) geregelt. Hier werden mit Ausnahme von Bunkerkraftstoffen der Luftfahrt und der internationalen Schifffahrt die Kraftstoffqualitäten vorgegeben. Für den Straßenverkehr erfolgt eine Nennung konkreter Prüf- und Anforderungsnormen des Deutschen Instituts für Normung (z. B. DIN EN 228 für Ottokraftstoff und DIN EN 590 für Dieselkraftstoff), um Mindesteigenschaften der Kraftstoffe sicherzustellen. Innerhalb dieser Normen wird zum Teil auch die Nutzung von erneuerbaren Kraftstoffen in Form von Mischkraftstoffen aus fossilen und erneuerbaren Anteilen oder Reinkraftstoffen beschrieben. Diese Vorgaben sind insofern wichtig, als sich alle Beteiligten mit ihrem jeweiligen Nutzungsbezug daran orientieren müssen: Kraftstoffproduzenten haben verbindliche Vorgaben zur Erfüllung gewisser physikalischer und chemischer Kraftstoffeigenschaften, welche Inverkehrbringer für die Bewertung aller sicherheitsrelevanten Aspekte innerhalb der Lieferkette nutzen und mit denen Fahrzeughersteller ihre Produkte auf die vorgegebenen Kraftstoffqualitäten (z. B. hinsichtlich Schadstoffemissionen) optimieren können. Endnutzer können sich zugleich auf eine Mindestkraftstoffqualität innerhalb der deutschen Tankstelleninfrastruktur verlassen. Für eine maximale Kompatibilität im Sinne der Materialverträglichkeit und Performance von Kraftstoffen zur bestehenden Infrastruktur bzw. zum Fahrzeugbestand ist es wichtig, die Vorgaben der 10. BImSchV einzuhalten. Für die flächendeckende Einführung neuer Kraftstoffoptionen müssen diese entsprechend zunächst genormt und ausreichend getestet werden, bevor sie in die 10. BImSchV aufgenommen werden können.

Entwicklungsperspektiven von erneuerbaren Energien im Verkehr

Perspektivisch sind zahlreiche erneuerbare Energieträger für die Nutzung im Verkehrssektor geeignet und erforderlich. Ihre jeweiligen Potenziale sind jedoch begrenzt, und ihre Verwendung als Kraftstoff konkurriert sowohl mit einer potenziellen Nutzung in anderen Sektoren (z. B. Strom- und Wärmebereitstellung oder stoffliche Nutzung wie in der Chemieindustrie) als auch innerhalb des Verkehrssektors selbst zwischen den verschiedenen Verkehrsträgern Straße, Schiene, Wasser, Luft und landgebundenen Non-Road-Verkehrsträgern. Selbst die notwendigen Ressourcen stehen bereits in einer vielfältigen Nutzungskonkurrenz. Eine hinsichtlich Bereitstellung und Nutzung optimierte Verteilung dieser Potenziale auf die Verkehrsträger ist daher die zentrale Herausforderung bei zu entwickelnden Strategien und Maßnahmen. Fest steht, dass eine weitgehende Elektrifizierung des Verkehrs als zentraler Baustein für eine Klimaneutralität des Sektors unerlässlich ist. Dies betrifft insbesondere den motorisierten Individualverkehr und in großen Teilen den straßengebundenen Güterverkehr. Andere Verkehrsbereiche, wie Schifffahrt und Luftfahrt, der schwere überregionale Güterverkehr, aber auch die 2045 noch vorhandene Bestandsflotte an Pkw und Lkw mit Verbrennungsmotor, werden weiterhin von flüssigen oder gasförmigen Energieträgern abhängig sein. Diese Energieträger gilt es, erneuerbar, klimaneutral und möglichst kompatibel mit dem Bestand bereitzustellen. Die nachfolgende Abbildung 9-3 zeigt die verschiedenen erneuerbaren Optionen für das Jahr 2045 aus Sicht der Autorinnen und Autoren auf.

Abbildung 9-3 Fahrzeug-Energieträger-Matrix für Deutschland in 2045 (grün – sehr wahrscheinliche Option, schwarz – eventuell eine Option, hellgrau – Option für Restbestand)

Abstract

DBFZ Report No. 44 examines the monitoring of the use of renewable energies in transport. The report focuses on renewable biomass-based and electricity-based fuels and electricity within the context of a changing framework. The report is an update and expansion of the previous DBFZ Report No. 11 (Monitoring of the Biofuel Sector, 4th Edition) [Naumann (2019)]. Because the report has been comprehensively revised and its content expanded upon, it has been given a new title and is being published as a first edition. In future, essential information will be made available online at https://www.dbfz.de/Monitoring-EE-im-Verkehr. Here, complex figures that are presented in simplified form in the report will be reproduced in detail.

The report will start with a summary of the current legal framework and the main policy objectives for renewable energy and will describe the status quo in transport as well as its infrastructure. The report will go on to cover the steps of the supply chain for renewable energy sources and their use, followed by a classification in ecological and economic terms. Finally, these topics will be presented in abbreviated form as part of specific profiles of the individual renewable fuel options and renewable electricity, as well as jointly in two vehicle-energy source matrices for the years 2030 and 2045.

Political and legal Framework

The political and legal framework has a fundamental impact on all individual aspects of the supply and application chain of renewable energies in the transport sector as well as on their market development and competitiveness. For example, fuel production from specific resources can be encouraged or restricted, chemical and physical material properties can be prescribed through fuel standards, and their targeted application in individual sectors can be controlled.

At the national level, the Federal Climate Change Act (Bundes-Klimaschutzgesetz or KSG) and the quota for reducing greenhouse gas (GHG) emissions regulated by the Federal Immission Control Act (Bundes-Immissionsschutzgesetz or BImSchG) are important drivers for the integration of renewable energy sources in the transport sector. The KSG sets out Germany's climate targets until 2045, which include reducing GHG emissions in Germany's transport sector (from 163 million metric tons of CO_2 equivalent (CO_2-eq.) in 2019 to 85 million metric tons by 2030) and requiring Germany to be climate neutral across all sectors from 2045 onwards. The KSG requires specific measures to be taken to achieve targets if individual interim targets are not met, but does not specify these measures. In addition to the CO_2 fleet regulation, the GHG quota as regulated by the Federal Immission Control Act (BImSchG) is currently the key instrument being used in the transport sector to meet the 2030 targets. It effected a significant increase in the specific GHG abatement from renewable fuels used in Germany since coming into force in 2015.

The latest amendments to both laws are a reaction to the Paris Climate Agreement as well as to various European directives (such as the Renewable Energy Directive) and European regulations (such as the Effort Sharing Regulation). On an international level, numerous countries, in addition to the European Union, have set mandatory targets for increasing the share of renewable energies in transport, particularly in North and South America and Southeast Asia. A series of further regulatory measures on climate protection will soon follow at the European level under the banner of "Fit for 55". Here, in accordance with a European Climate Law, directives on renewable energies in aviation and maritime transport are already being drafted and directives on renewable energies, energy taxation, emissions trading, and infrastructure for alternative fuels, as well as guidelines on climate, environmental, and energy subsidies

are being further developed having a direct or indirect link to the transport sector. Because passenger and freight transport operates across national borders, European discussions and a regulatory course-setting are essential for a climate-neutral transformation of the transport sector.

THE TRANSPORT SECTOR AND ITS INFRASTRUCTURE

The transport sector in Germany has one of the highest vehicle densities of 580 per 1,000 inhabitants in the world, comprising around 59 million vehicles out of the more than 2 billion vehicles worldwide. The number of vehicles on the road continues to rise. However, there has been a change in the type of drive system used, particularly in passenger cars. Whereas ten years ago almost all new vehicles were equipped with an internal combustion engine, today around 25 % of new passenger cars are battery-electric or at least plug-in hybrid vehicles. Based on various transport scenarios, this area must be rigorously expanded in order to achieve the climate policy targets by 2045. A restructuring of the vehicle stock is proceeding very slowly due to the long lifetimes of vehicles. In 2030, more than 40 million vehicles with combustion engines will still be in use, and in 2045, there will still be parts of the transport sector that will be difficult to electrify. As a result, the use of renewable fuels in transport needs to be promoted.

In 2019, the energy demand in Germany for fuels and electricity in areas of the transport sector such as road, aviation (incl. international aviation), rail and shipping (incl. international shipping) amounted to 2,739 PJ (761 TWh or 65.4 Mtoe) out of the 121 EJ (33,600 TWh or 2,890 Mtoe) needed worldwide. Of this, only 4.4 % came from the renewable fuels bioethanol, fatty acid methyl ester (FAME or colloquially: biodiesel), HVO diesel, and biomethane, which counted towards the German GHG quota, and 1.5 % came from electricity, only some of which was produced from renewable sources. The majority of this consumption can be traced back to private vehicles, road freight transport and aviation. According to the National Inventory Report, transport is thus responsible for around 20 % of the GHG emissions in Germany. Added to this are the GHG emissions for international air and sea transport departing from Germany. In 2019, GHG emissions from transport totaled 196 million t CO_2-eq. (163 million t CO_2-eq. nationally and 33 million t CO_2-eq internationally). In 2020, emissions decreased by around 11 % to 146 Mt CO_2-eq. in national transport, largely as a result of the COVID-19 pandemic. With a view to the short-term climate targets up to 2030, electromobility and renewables currently lag behind the assumptions made in transport scenarios. In order to achieve the climate targets, all measures to reduce GHG emissions need to be taken and coordinated with one another. Continuous monitoring and systematic adjustments are essential in this regard.

PRODUCTION TECHNOLOGIES FOR PROVISION OF RENEWABLE FUELS

In addition to renewable electricity, the main renewable fuel production technologies available today include:

- the esterification/transesterification of biomass with an oil and fat content and/or residual and waste materials for the production of FAME,
- the hydrotreatment of biomass with an oil and fat content or residual and waste materials for the production of paraffinic fuel substitutes for diesel (HVO or HEFA) and kerosene (HEFA-SPK)
- the alcoholic fermentation of biomass with a sugar and starch content for the production of bioethanol
- the anaerobic fermentation (digestion) of agricultural biomass, waste and residuals, and animal excrements for the production of biomethane.

These technologies compete in part for the same resources. In particular, as production capacities of HVO/HEFA fuels increase, pressure on FAME plants will grow. Other technologies (e.g., fermentation of lignocellulosic biomass to bioethanol) already have a high level of technological maturity and are to some extent already available on a regional basis; however, they have not yet been fully able to establish themselves on the market. Development is currently focusing on purely electricity-based technologies (power-to-X, e-fuels) and electricity- and biomass-based hybrid technologies (SynBioPTX). In principle, different approaches are conceivable here. While there is support for biobased pathways using PTX technology (for example, by incorporating electrolytically produced hydrogen in HEFA processes and synthesis/refinery processes), concepts for using biogenic carbon (e.g., via biogenic carbon dioxide from bioethanol and biomethane plants) in PTX processes are also receiving attention. Which of these options will establish themselves on the market depends not only on regional conditions, but also to a large extent on the general conditions and price developments of renewable energies in the transport sector.

Mobilizing resources

Resource availability is the first element of the renewable energy supply chain for the transport sector. The biogenic resources suitable for producing biofuels can be classified based on the regulatory context and their physical and chemical properties. The latter mainly concerns their suitability with regard to the different production processes. In addition to renewable electricity, the main feedstocks of renewable fuels of non-biogenic origin are primarily water (for producing green hydrogen by electrolysis) and a carbon source (usually CO_2) which can be processed further into fuels that contain carbon.

Up to now, the production of bioethanol has been based almost exclusively on primary agricultural products, although there are already clear signs of efforts to expand the range of raw materials to include lignocellulose-based by-products such as straw. FAME and HVO diesel production also predominantly uses primary products such as rapeseed, soybean, or palm oil; however, used cooking oils (UCO) already account for 20 % of the resources and, increasingly, alternative resources such as tall oil or residues from palm oil production are being used. Around 1.4 EJ of electricity are used in the transport sector worldwide, which amounts to a share of just over 1 %. Of this, about 25 % comes from renewable sources. Electricity-based fuels have yet to play a significant role, however demand and support for them are on the rise.

Quantifying the theoretical, technical, economic, and, above all, the implementation potential of biogenic and other renewable fuels at the international level is still associated with a considerable degree of uncertainty and range. The implementation potential for biogenic resources in the transport sector is believed to be rather low to limited overall. For electricity-based fuels, it is believed to be limited up to rather high. Research and development are required in order to significantly improve the state of knowledge on the status quo and the prospective developments of renewable resources so that their contribution to a sustainable development in the transport sector can be better evaluated and better managed in terms of a biomass strategy.

Overview of the market

By 2019, global production volumes of renewable energy for the transport sector had increased to about 4 EJ (1.124 TWh or 97 Mtoe), which represents only 3 % of the global energy demand for transport. Currently, the main energy sources are bioethanol, FAME, and HVO diesel. Production stagnated for the first time in successive years with the onset of the COVID 19 pandemic in 2020. In Europe, production volumes in 2020 amounted to 108 PJ of bioethanol fuel, 409 PJ of FAME, and another 149 PJ for HVO diesel, of which 13 PJ of bioethanol and 126 PJ of FAME were produced in Germany.

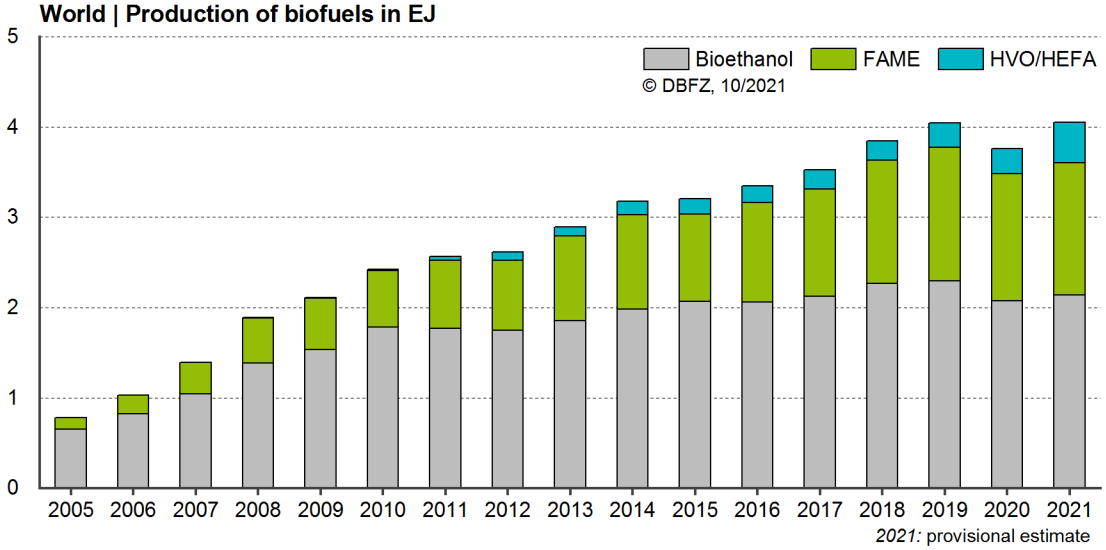


Figure 5-2 Worldwide production volumes of biofuels

Trade in biofuels, which is highly dependent on both global and regional regulations, plays an essential role in distribution. The introduction of anti-dumping duties, GHG or fuel quotas, as well as bans on certain resources, can halt established trade routes in the short term while creating new ones. The next change is already on the horizon with the ban on palm oil as a resource for fuels starting in 2023.

In 2020, Germany was a net importer of bioethanol at 0.87 million m³ (24 PJ) and a net exporter of FAME at 0.88 million t (32 PJ). All of the HVO used in Germany is also imported amounting to 1.05 million t (46 PJ) in 2020. The export of biofuels produced in Germany is mainly limited to Europe. The main bioethanol exporting countries worldwide are the USA, Brazil, and China; for FAME these are Argentina, Malaysia, and China.

ECOLOGICAL AND ECONOMIC ASPECTS OF SUSTAINABILITY

Actual GHG emission figures (based on the corresponding certification systems) and market price information are available for commercially available renewable fuels (bioethanol, FAME, HVO diesel, biomethane) and for renewable electricity. In contrast, for all non-commercially available renewable fuels, which are generally still in the research or demonstration phase, it is only possible to make estimations based on relevant publications resulting in a corresponding level of uncertainty.

In the national transport sector, GHG reductions to date have almost exclusively been achieved through sustainable biofuels (approximately 10 million tons in 2019, with an average GHG reduction of 83 % over the fossil reference). The GHG quota, which has been in place since 2015, creates an incentive for the use of biofuels with a high GHG reduction potential. This has led to an increase in annual GHG emissions avoidance in transport and a simultaneous reduction in the quantities of biofuel required for this. In the future, a range of other renewable options with high GHG mitigation potential may enter the market once the respective technologies become established and a corresponding market demand is created. According to the evaluated studies, fuels based on renewable electricity and on waste and residual materials show a particularly high potential in terms of GHG emission savings. At the same time, electricity-based fuel options are generally associated with very high production costs and high mobilizable fuel potentials. Further, advanced biofuels are associated with lower production costs and, compared to electricity-based fuels, lower mobilizable fuel potentials. Currently, the technology pathways to methane appear to be the most efficient. Ultimately, the GHG emission abatement costs within each

area of the transport sector, as well as the technical challenges with respect to infrastructure, will determine which renewable fuels enter the market. Currently, the established fuels biomethane, FAME, and bioethanol have the lowest costs for road applications.

In addition to emissions resulting from the provision of fuels, emissions resulting throughout the vehicle's life cycle (production, use, disposal/recycling) are also being discussed. The energy sources used to power the vehicles decisively affect the vehicles' emission behavior. Electricity and hydrogen in fuel cells have an advantage over other energy sources in that they do not emit air pollutants and CO_2 emissions during use and are more efficient than internal combustion engines as a result of the high drive efficiencies of electric motors. Other energy sources, such as methane, methanol, and ethanol, can reduce CO_2 emissions and air pollutants as a result of their beneficial chemical properties (e.g., carbon-to-hydrogen ratio or oxygen content). Ultimately, it is apparent from life cycle assessments of vehicles and fuels and evaluations of production, distribution, use, and disposal that a significant GHG reduction is already possible today if

- renewable pure or blended fuels with a high renewable content are used in vehicles with an internal combustion engine or
- battery-electric vehicles with a high proportion of renewable electricity

are used instead of pure fossil fuels, blended fuels with a low renewable energy content (here mainly E10 and B7), or electricity from fossil energy sources. However, it will also be crucial to reduce GHG emissions in upstream sectors, for example in the production of vehicle parts made of steel and aluminum or in battery manufacturing. The recyclability of vehicle components is also included in the comprehensive environmental impact assessment.

The scope of economic evaluation is to assess the economic benefits of concepts or technologies in comparison with reference concepts. As a basis for this, a uniform framework must be established in the form of a system boundary. A direct comparison between energy carriers at the demonstration stage and those that are commercially available is only possible to a limited extent

THE USE OF RENEWABLE ENERGY IN TRANSPORT

The 10th Ordinance on the Implementation of the Federal Immission Control Act (10th BImSchV) regulates the marketing of fuels and electricity in the transport sector. It specified fuel qualities with the exception of bunker fuels for aviation and international shipping. For road transport, specific standards for testing and requirements have been specified by the German Institute for Standardization (e.g., DIN EN 228 for gasoline and DIN EN 590 for diesel) in order to ensure minimum fuel qualities. In some cases, these standards also regulate the use of renewable fuels in the form of blended fuels made from fossil fuels and renewables and pure fuels. These requirements are important in that all parties involved must comply with them in their respective fields of application: Fuel producers have binding specifications for the fulfillment of certain physical and chemical fuel properties which distributors use when evaluating all safety-relevant aspects within the supply chain and which vehicle manufacturers can use to optimize their products for the defined fuel qualities (e.g., with regard to harmful emissions). End users can also rely on a minimum level of fuel quality within the German service station infrastructure. It is important to comply with the requirements of the 10th BImSchV to ensure maximum material compatibility and fuel performance in the existing infrastructure or vehicle stock. New fuel options must first be standardized and sufficiently tested before they can be introduced on a widespread scale and included in the 10th BImSchV.

Development perspectives of renewable energy in transport

In the future, a range of renewable energy sources will be suitable and needed for the transport sector. However, their respective potentials are limited, and their use as fuel competes both with potential use in other sectors (e.g., electricity and heat supply or material use such as in the chemical industry) and between the various modes of transport within the transport sector itself including road, rail, water, air, and land-based non-road transport. Even the necessary resources are already competing with each other for use. An optimized distribution of these potentials among the modes of transport in terms of provision and use is, therefore, a key challenge for the strategies and measures needing to be developed. One thing is clear: extensive electrification of transport is an essential building block for climate neutrality in the sector. This applies in particular to private motorized vehicles and, to a large extent, road freight. Other areas of the transport sector, such as shipping and aviation, heavy interregional freight transport, and even the stock of cars and trucks with internal combustion engines that will still be around in 2045, will continue to depend on liquid or gaseous energy sources. These energy sources must be provided in a renewable, climate-neutral manner that is as compatible as possible with the existing stock. Figure 9-3 below shows the various renewable options for the year 2045 from the authors' perspective.

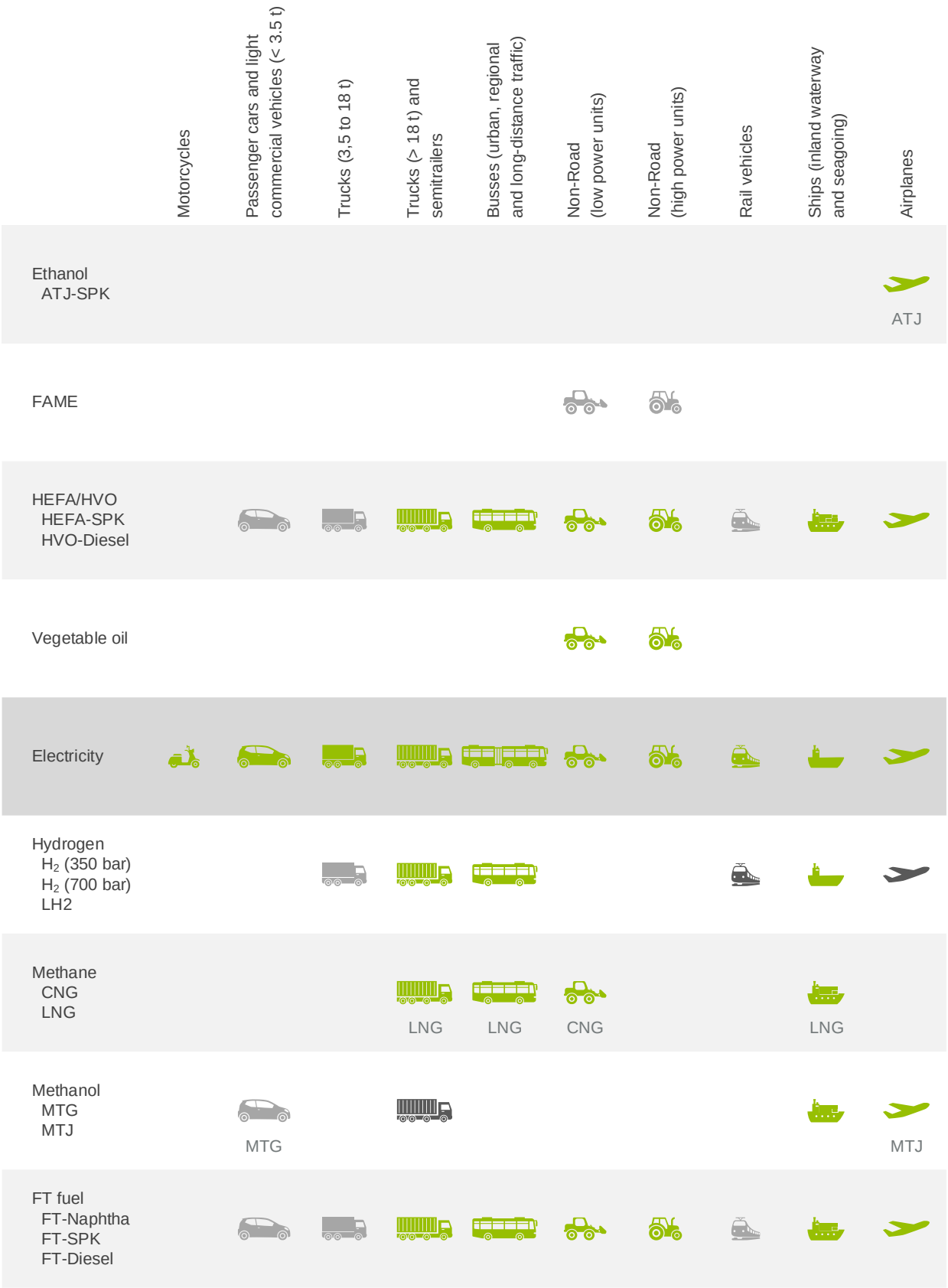


Figure 9-3 Vehicle-energy-matrix for 2045 (green – very probable option, black – possible option, light gray – option for remaining stock)

1 Politischer und rechtlicher Rahmen

KARIN NAUMANN, NIELS DÖGNITZ UND JÖRG SCHRÖDER

1.1 Einordnung

Die rechtlichen Rahmenbedingungen im Verkehrssektor haben sich in den letzten Jahren in einem Spannungsfeld zwischen internationalen Übereinkommen, rechtlichen Vorgaben der Europäischen Union und deren nationaler gesetzlicher Umsetzung entwickelt. Dabei änderte sich der Fokus immer wieder. Standen zunächst vor allem im nationalen Kontext neben Klimaschutz auch Aspekte wie regionale Wertschöpfung und Versorgungssicherheit im Vordergrund, so änderte sich die Zieldefinition mit der Etablierung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie hin zur Substitution fossiler Energien durch erneuerbare Alternativen. Beginnend mit der Europäischen Kraftstoffqualitätsrichtlinie sowie nationalen Quoten beispielsweise in Deutschland und mittlerweile in Schweden verschiebt sich die zentrale Zielgröße mit dem Vorschlag zur Revision der Erneuerbare-Energien-Richtlinie zunehmend hin zur Treibhausgas-(THG-)Reduktion im gesamten Verkehrssektor.

Weiterführende Informationen:

Eine Übersicht über die wesentlichen Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien im Verkehr sind in Abbildung 1-1 dargestellt. Neben der räumlichen Bezugsebene (horizontal) erfolgte eine Zuordnung zu den Kategorien Kraftstoffe, Fahrzeuge und Infrastruktur (vertikal). Je nach Kategorie gibt es dabei unterschiedlich übergreifende Verknüpfungen und direkte Abhängigkeiten. Durch Gruppierungen werden zudem inhaltliche Zugehörigkeiten oder Nachrangigkeiten verdeutlicht. Symbolisch wurde, soweit möglich, der Geltungsbereich für bestimmte Verkehrsträger gekennzeichnet. Diese sind in Abschnitt 2 erläutert. Ohne symbolische Kennzeichnung bezieht sich die Regelung auf alle Verkehrsmittel bzw. den gesamten Verkehrssektor. Die übergeordneten und damit alle Sektoren umfassenden Klimaziele werden weltweit verhandelt und vereinbart durch das Klimaschutzabkommen der Vereinten Nationen, die Klimarahmenkonvention. Für die Europäische Union erfolgt die Umsetzung dieses Abkommens wiederum im Rahmen des Green Deal bzw. des European Climate Law sowie in Deutschland im Klimaschutzgesetz. In diese Rahmenbedingungen ordnen sich die meisten der nachfolgend beschriebenen gesetzlichen Vorgaben ein oder beziehen sich gar explizit darauf. Die Instrumente unterscheiden sich dabei in ihrer Verbindlichkeit. Internationale Vereinbarungen beziehen sich überwiegend auf transnationale Verkehrsmittel. Dies trifft somit auf Vereinbarungen insbesondere aus Luft- und Schifffahrt zu. Lediglich beim Transport gefährlicher Güter sind für alle Verkehrsmittel übergreifende Bestimmungen festgelegt, welche dann auf Länderebene wiederum in die entsprechenden Gesetze integriert wurden. Die Europäische Union setzt den Rahmen für den Anteil an erneuerbaren Energien und Kraftstoffen im Verkehr, die damit verbundene THG-Vermeidung und deren Besteuerung sowie für Regelungen zur Kraftstoffqualität und den Umgang mit chemischen Stoffen. Für Fahrzeuge werden Zulassungen und öffentliche Beschaffungen geregelt sowie Infrastruktur für deren Anpassung auf alternative Kraftstoffe vorgegeben. Die nationalen Gesetze beziehen sich in vielen Teilen auf die genannten internationalen Vereinbarungen und europäischen Vorgaben und setzen damit den verbleibenden verbindlichen Rechtsrahmen (in Abbildung 1-1 in Form von Pfeilen dargestellt). Die gesetzlichen Regelungen in Deutschland können über die internationalen oder europäischen Festlegungen hinausgehen oder andere Schwerpunkte setzen.

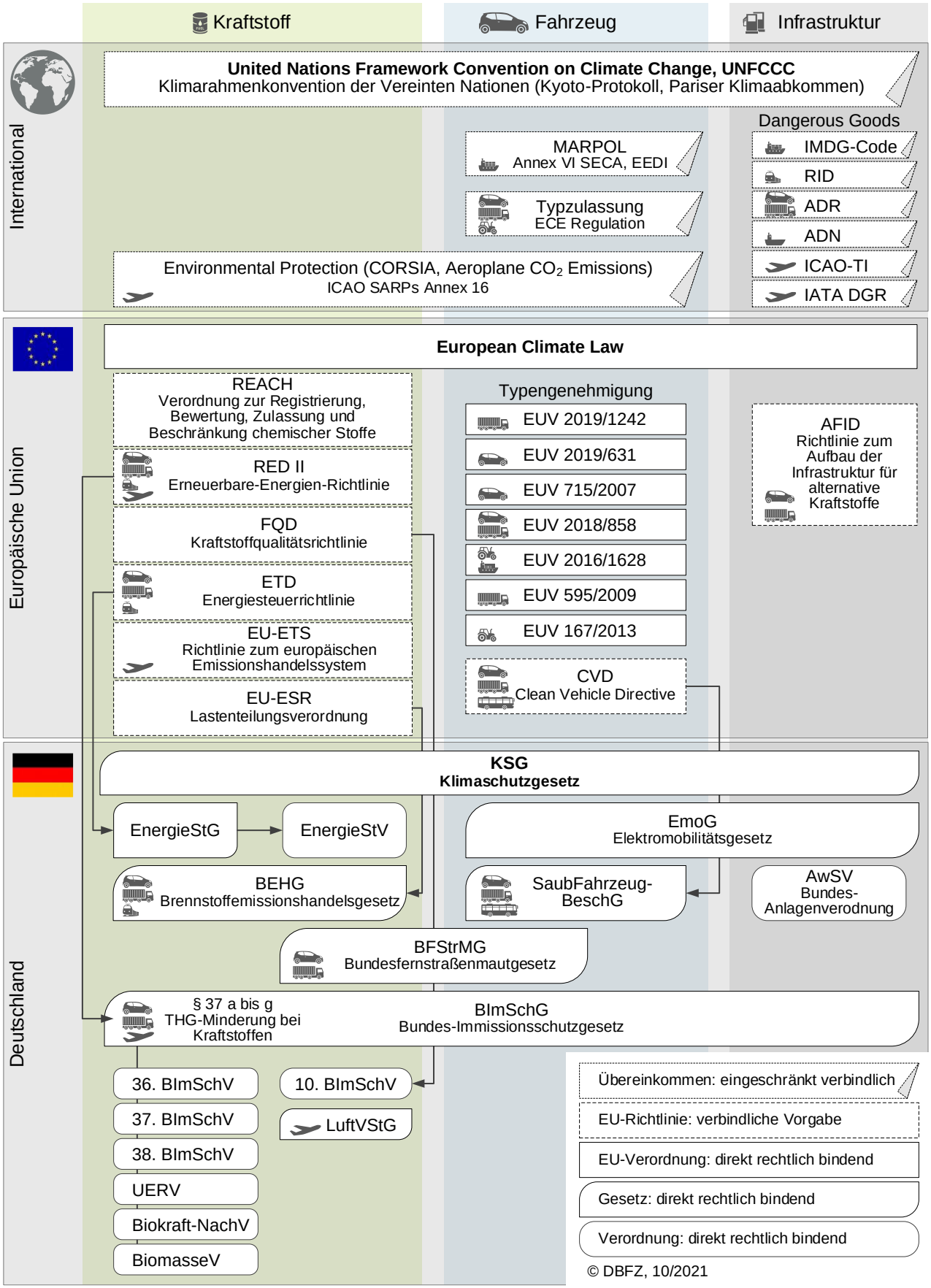


Abbildung 1-1 Übersicht bestehender rechtlicher Rahmenbedingungen im Verkehrssektor

1.2 Historische Einführung

Der Biokraftstoffmarkt wird maßgeblich von politischen Zielsetzungen und daraus resultierenden rechtlichen Rahmenbedingungen beeinflusst. Diese haben sich im Laufe der vergangenen Jahre stark verändert und können im Einzelnen im DBFZ Report 11 innerhalb der vier Auflagen nachgelesen werden [Naumann (2012); Naumann (2014); Naumann (2016); Naumann (2019)]. Neben Zielsetzungen für den Anteil erneuerbarer Energien und die Treibhausgasvermeidung im Verkehr sowie den daraus resultierenden Strategien sind vor allem die europäischen Richtlinien und die nationalen Gesetzgebungen von entscheidender Bedeutung.

In der Europäischen Union wurde in einem Vorschlag für eine *Richtlinie zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen* [KOM(2001) 547 (2001)] 2001 erstmals eine Mindestquote von 2 % Biokraftstoffanteil empfohlen. Da bei diesem Anteil nicht von einer signifikanten Verringerung der THG-Emissionen im Verkehrsbereich ausgegangen wurde, sollte dann der Anteil auf über 5 % erhöht und ein Beimischungszwang eingeführt werden. Ausgehend davon trat am 08.05.2003 die *Richtlinie 2003/30/EG zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor* in Kraft. Darin wurden die europäischen Mitgliedstaaten aufgefordert, im Jahr 2005 2 % der benötigten Kraftstoffe im Verkehrssektor mit Biokraftstoffen zu decken. Bis 2010 sollte dieser Anteil auf 5,75 % erhöht werden. [Richtlinie 2003/30/EG (2003)]

Zur Umsetzung der EU-Richtlinie zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor (2003/30/EG) und der EU-Richtlinie zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (2003/96/EG) wurde in Deutschland 2006 das Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (**BImSchG**) und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften (Biokraftstoffquotengesetz, **BioKraftQuG**) erlassen. Dadurch wurden erstmals im § 37a BImSchG Mindestanteile von Biokraftstoffen im Otto- und Dieselkraftstoff vorgeschrieben. Zusätzlich zu den Mindestquoten für die Beimischung wurde eine Gesamtquote für Biokraftstoffe festgelegt, die bis 2015 auf 8 % steigen sollte. Außerdem wurde durch das BioKraftQuG der § 50 im Energiesteuer-Gesetz [COM(2016) 767 (2017); EnergieStG (2006)] und damit die vormalige Steuerentlastung für Biokraftstoffe neu geregelt. Für Biodiesel (FAME) und reines Pflanzenöl wurden bis 2012 jährlich sinkende Steuerentlastungen festgelegt.

Durch das *Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen* wurde 2009 [BioKraftFÄndG (2009)] die Quote für Biokraftstoffe im **BImSchG** verringert. Demnach war eine energiebezogene Gesamtquote von 5,25 % zu erfüllen. Von 2010 bis 2014 war die Biokraftstoffquote auf 6,25 % festgelegt. Die Mindestquote für den Anteil von Biokraftstoffen am Dieselkraftstoff blieb konstant bei 4,4 %, während die Mindestquote für den Anteil von Biokraftstoffen am Ottokraftstoff von 3,6 % auf 2,8 % reduziert wurde. Zudem wurde eine Option zur Erfüllung der Quote durch die Nutzung von Biomethan als Kraftstoff rechtlich implementiert.

Ebenfalls im Zuge des BioKraftFÄndG wurde mit Wirkung ab 2015 die Quote in Deutschland geändert von einem zu erreichenden energetischen Anteil an Biokraftstoffen hin zu einer zu erreichenden THG-Vermeidung im Verkehr, der sogenannten THG-Quote. Dabei blieben die Biokraftstoffe weiterhin die wichtigste Option zur Erfüllung der Quote, die zunächst 3 %, dann 4,5 % ab 2017 und schließlich 7 % ab 2020 betragen sollte. Durch eine weitere Änderung mit Geltung ab 01.01.2015 wurden diese Quotenstufen auf 3,5 % ab 2015, 4,0 % ab 2017 und 6,0 % ab 2020 angepasst. Durch die parallel steigende spezifische THG-Vermeidung der zertifizierten Biokraftstoffe nahm der absolute Bedarf an Biokraftstoffen trotz steigender Quote nur geringfügig zu. Parallel erfolgte die Implementierung der

Nachhaltigkeitsanforderungen analog der RED in nationales Recht. Die Nachweisführung erfolgt mithilfe zugelassener Zertifizierungssysteme, wobei zwischen national und auf EU-Ebene zugelassenen Systemen unterschieden wird.

Die in Deutschland genutzte Biokraftstoffmenge wurde bisher massiv durch die rechtlichen Rahmenbedingungen beeinflusst. Während sie aufgrund steuerlicher Vergünstigungen in den Jahren bis 2007 stark gestiegen war, ist sie infolge der genannten Änderungen anschließend wieder deutlich zurückgegangen und blieb zwischen 2009 und 2019 auf vergleichbarem Niveau. Auch die Anteile der eingesetzten Biokraftstoffoptionen sowie die für deren Produktion eingesetzten Rohstoffe haben sich mit den Rahmenbedingungen geändert.

In der Richtlinie 2009/28/EG wurde erstmals das gemeinsame Ziel der EU von 10 % erneuerbaren Energien im Verkehrssektor bis 2020 definiert. Sie wird auch kurz **RED** (von engl.: Renewable Energy Directive = Erneuerbare-Energien-Richtlinie) genannt. Biokraftstoffe müssen, um auf die gesetzten Ziele anrechenbar zu sein, umfangreiche Nachhaltigkeitskriterien erfüllen. Auch diese wurden hier erstmals konkret formuliert. Biokraftstoffe mussten demnach ein THG-Minderungspotenzial von mindestens 35 % gegenüber fossilen Kraftstoffen aufweisen. Diese erforderliche Mindesteinsparung an THG-Emissionen gegenüber der fossilen Referenz erhöhte sich auf 50 % ab 2017 bzw. 60 % ab 2018 für Neuanlagen. Der Bilanzierungsrahmen umfasst die gesamte Kette vom Anbau bis zur Nutzung der Kraftstoffe. [Richtlinie 2009/28/EG (2009)]

Eine erste Aktualisierung erfuhr die RED durch die Richtlinie (EU) 2015/1513. Wesentliche Punkte der Änderungen betrafen vor allem die Erfüllungsoptionen des 10%-Ziels im Jahr 2020:

- maximal 7 % Biokraftstoffe aus Getreide und sonstigen Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen, Ölpflanzen und aus als Hauptkulturen vorrangig für die Energiegewinnung auf landwirtschaftlichen Flächen angebauten Pflanzen;
- mindestens 0,5 % und 2-fache Anrechnung von erneuerbaren, nicht biogenen Kraftstoffen und Biokraftstoffen aus Rohstoffen des Anhangs IX Teil A (Abfall- und Reststoffe, Algen und Bakterien, PTX, keine Altspeisefette und tierischen Fette);
- 2-fache Anrechnung von erneuerbaren und Biokraftstoffen aus Rohstoffen des Anhangs IX (Abfall- und Reststoffe, Algen und Bakterien, PTX sowie Altspeisefette und tierische Fette);
- 2,5-fache (Schienenverkehr) bzw. 5-fache (Straßenverkehr) Anrechnung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen.

Aufbauend darauf wurde mit dem Geltungsbereich bis 2030 die sogenannte RED II (Richtlinie 2018/2001, welche allgemein als RED II bezeichnet wird, da sie die ursprüngliche RED 2009/28/EC ersetzte) entwickelt, welche in Abchnitt 0 f. beschrieben wird.

1.3 International

Das *Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (engl.: United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC)*, welches 1994 in Kraft trat, bildet die Grundlage für alle internationalen Bemühungen bezüglich des Klimaschutzes [UNFCCC (2021b)] und wurde bisher durch 197 Staaten – und damit nahezu alle Staaten der Welt – ratifiziert. Neben den weithin bekannten Konferenzen von Kyoto bis Kopenhagen sind für die aktuellen und absehbaren gesetzlichen Rahmenbedingungen vor allem die gemeinsam erzielten Ergebnisse der Konferenz von Paris entscheidend. Diese Konferenz schloss mit dem **Übereinkommen von Paris** ab, welches ein rechtsverbindlicher internationaler Vertrag über den Umgang mit dem Klimawandel ist [United Nations

(2016)]. Es wurde von 196 Vertragsparteien unterzeichnet und trat am 4. November 2016 in Kraft. Ziel ist es, die globale Erwärmung im Vergleich zum vorindustriellen Niveau auf deutlich unter 2 °C, vorzugsweise auf 1,5 °C, zu begrenzen [UNFCCC (2021a)]. Schon bei einer globalen Erwärmung von 1,5 °C werden Hitzewellen sowie Starkregenereignisse und somit Überschwemmungen in vielen Regionen der Welt deutlich häufiger auftreten und verheerender sein. Außerdem können besonders bei stärkerer globaler Erwärmung auch bislang unwahrscheinliche, aber katastrophale Ereignisse nicht ausgeschlossen werden, etwa die starken Änderungen in der räumlichen Verteilung von Niederschlagsmustern oder der Zusammenbruch der Eisschilde der Arktis und Antarktis [IPCC (2021)]. Die unterzeichnenden Länder streben daher an, so schnell wie möglich einen globalen Scheitelpunkt der THG-Emissionen und bis Mitte des Jahrhunderts eine klimaneutrale Welt zu erreichen. Auf diese Zielsetzungen richten sich in den letzten Jahren mehr und mehr Gesetzentwürfe aus.

Die weiteren internationalen Vereinbarungen beziehen sich hauptsächlich auf international operierende Verkehrsträger wie Flugzeuge und Schiffe. Perspektivisch sind verbindliche Regulierungen unerlässlich, die erforderliche Konsensfindung ist auf dieser Ebene jedoch herausfordernd.

Für den Flugverkehr sind Regelungen in der Konvention der internationalen Zivilluftfahrtorganisation (engl.: International Civil Aviation Organization - ICAO) verankert [BAZL (2021)]. In *Annex 16 Volume III* sind die Berechnungen für CO_2-Emissionen von Flugzeugen beschrieben [BAZL (2017)]. *Annex 16 Volume IV* ist unter dem Kürzel **CORSIA** für *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation* bekannt [CORSIA (2018)]. Darin sind alle Fluggesellschaften verpflichtet, beginnend ab 2019 ihre CO_2-Emissionen einmal jährlich zu melden. Seit dem 1. Januar 2021 läuft eine freiwillige Pilotphase und internationale Flüge unterliegen Ausgleichsverpflichtungen. Ab einer Phase 2, beginnend 2027, ist die Teilnahme für alle Staaten verpflichtend, deren Luftfahrzeugbetreiber mehr als 0,5 % der globalen Luftverkehrsleistung im Jahr 2019 verursachten. Alle Emissionen dieser Betreiber, welche zukünftig über die Emissionen von 2019 hinausgehen, müssen mittels verschiedener anerkannter Ausgleichsprogramme kompensiert werden [IATA (2021a)].

Im Schiffsverkehr gilt seit 2005 das *Internationale Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe* (**MARPOL**-Übereinkommen) zur Verhütung der Meeresverschmutzung (Annex I–V) und der Verschmutzung der Luft (Annex VI) durch Seeschiffe. In der *Anlage VI* wurden unter anderem Grenzwerte für Stickoxide und Schwefeloxide festgelegt [MARPOL Annex VI (2021)].

International geregelt ist außerdem die Beförderung von gefährlichen Gütern und Stoffen für alle Verkehrsträger. Alle in Tabelle 1-1 genannten Regelungen sind neben Deutschland auch in vielen anderen Ländern rechtlich bindend.

Tabelle 1-1 Übersicht der internationalen Regelungen zu Gefahrgütern für verschiedene Verkehrssektoren

Verkehrsträger	Regelungen	Hauptinhalt	Quelle
Schiff	International Maritime Dangerous Goods Code (IMDG-Code)	Regelt die geltenden Anforderungen an die jeweiligen Stoffe und Gegenstände, sowohl in Bezug auf den Inhalt als auch im Hinblick auf das Layout.	[IMDG-Code (1974)]
	Europäische Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen (ADN)	Enthält Bestimmungen über gefährliche Stoffe und Gegenstände sowie Bestimmungen über deren Beförderung an Bord von Binnenschiffen. Befasst sich mit Anforderungen und Verfahren für Inspektionen, der Ausstellung von	[UNECE (2021)]

Verkehrsträger	Regelungen	Hauptinhalt	Quelle
		Zulassungsbescheinigungen sowie der Ausbildung und Prüfung von Sachverständigen.	
Flugzeug	ICAO-TI	Legen die Bestimmungen für Gefahrengüter im Luftverkehr fest.	[ICAO (2021)]
	IATA DGR	Baut auf ICAO-TI auf und ist der von Fluggesellschaften anerkannte Standard.	[IATA (2021b)]
Straße	Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR)	Regelt Gefahrguteinstufung und Sicherheitsmaßnahmen sowie Kennzeichnung und Dokumentation. Fordert Gefahrgutführerschein, Sachkenntnisse aller Beteiligten und Gefahrgutbeauftragten in Unternehmen.	[ADR (2019)]
Schiene	Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter (RID)	Regelungen entsprechen inhaltlich weitgehend dem ADR.	[RID (2021)]

1.4 Europäische Union

Mit der *Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen* [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)], im Allgemeinen **RED II** genannt, wurde mit Blick auf die Dekade bis 2030 der Regelungsrahmen der RED (2009/28/EG) erweitert. Sie definiert ein verbindliches Ziel für den Gesamtanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch der Europäischen Union bis 2030. Neben der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen im Wärme- und Kältesektor und im Verkehrssektor werden Kriterien für die Nachhaltigkeit sowie für spezifische THG-Einsparungen von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen vorgeschrieben. Im Verkehrssektor sollen die Mitgliedstaaten durch die Implementierung in nationales Recht sicherstellen, dass der Anteil erneuerbarer Energien im Straßen- und Schienenverkehr im Jahr 2030 mindestens 14 % beträgt. Zudem wird ein separates Ziel für den im Verkehrssektor genutzten Anteil fortschrittlicher (flüssiger oder gasförmiger) Biokraftstoffe definiert. Diese sind dadurch gekennzeichnet, dass sie aus im Anhang IX A definierten biobasierten Rest- und Abfallstoffen produziert werden (siehe Abschnitt 4.1.2). Ihr Beitrag soll im Jahr 2022 mindestens 0,2 %, im Jahr 2025 mindestens 1 % sowie bis 2030 mindestens 3,5 % des Endenergiebedarfs im Straßen- und Schienenverkehr betragen. Zudem werden Rand- und Rahmenbedingungen zur Erreichung dieser beiden Ziele gesetzt:

- Begrenzung des Anteils von Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen auf 7 %
- Begrenzung des Anteils von Biokraftstoffen aus gebrauchtem Speiseöl und tierischen Fetten auf 1,7 % (Anhang IX B)
- Beendigung der Nutzung von Biokraftstoffen mit hohem iLUC-Risiko (engl.: Indirect Land Use Change - iLUC), (d. h. aus Palmöl) bis 2030
- Erhöhung des fossilen Basiswertes auf 94 g CO_2-Äq./MJ
- Mehrfachanrechnungen auf die Ziele:
  - 2-fache Anrechnung fortschrittlicher Biokraftstoffe aus definierten Rohstoffen (Anhang IX A)
  - 2-fache Anrechnung von Biokraftstoffen aus gebrauchtem Speiseöl und tierischen Fetten (Anhang IX B)

4-fache Anrechnung von erneuerbarem Strom, genutzt im Straßenverkehr

1,5-fache Anrechnung von erneuerbarem Strom, genutzt im Schienenverkehr

1,2-fache Anrechnung für erneuerbare Kraftstoffe im Luft- und Seeverkehr.

[Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)]

Die zwischenzeitlich definierten bzw. angehobenen europäischen Klimaziele sind mit 55 % THG-Einsparung über alle Sektoren bis 2030 sehr ambitioniert. Im Rahmen des Green Deal wurde daher bereits ein überarbeiteter Entwurf für die RED II veröffentlicht (Abschnitt 1.6.1).

Die Implementierung der Vorgaben der RED II in nationales Recht sollte in den Mitgliedstaaten mit Frist zum 30.06.2021 erfolgt sein. Neben Deutschland sind auch weitere Mitgliedstaaten dieser Frist nicht gerecht geworden [USDA Foreign Agricultural Service (2021)]. Die Mitgliedstaaten haben bei der Implementierung einen gewissen Spielraum, der dazu führt, dass sich die nationalen Regelungen im Detail sehr unterscheiden können. So orientieren Deutschland und Schweden ihre Vorgaben an einem Ziel zur Vermeidung von THG-Emissionen, während die übrigen Mitgliedstaaten das Ziel am zu erreichenden Anteil erneuerbarer Energien ausrichten, wie Abbildung 1-2 zeigt.

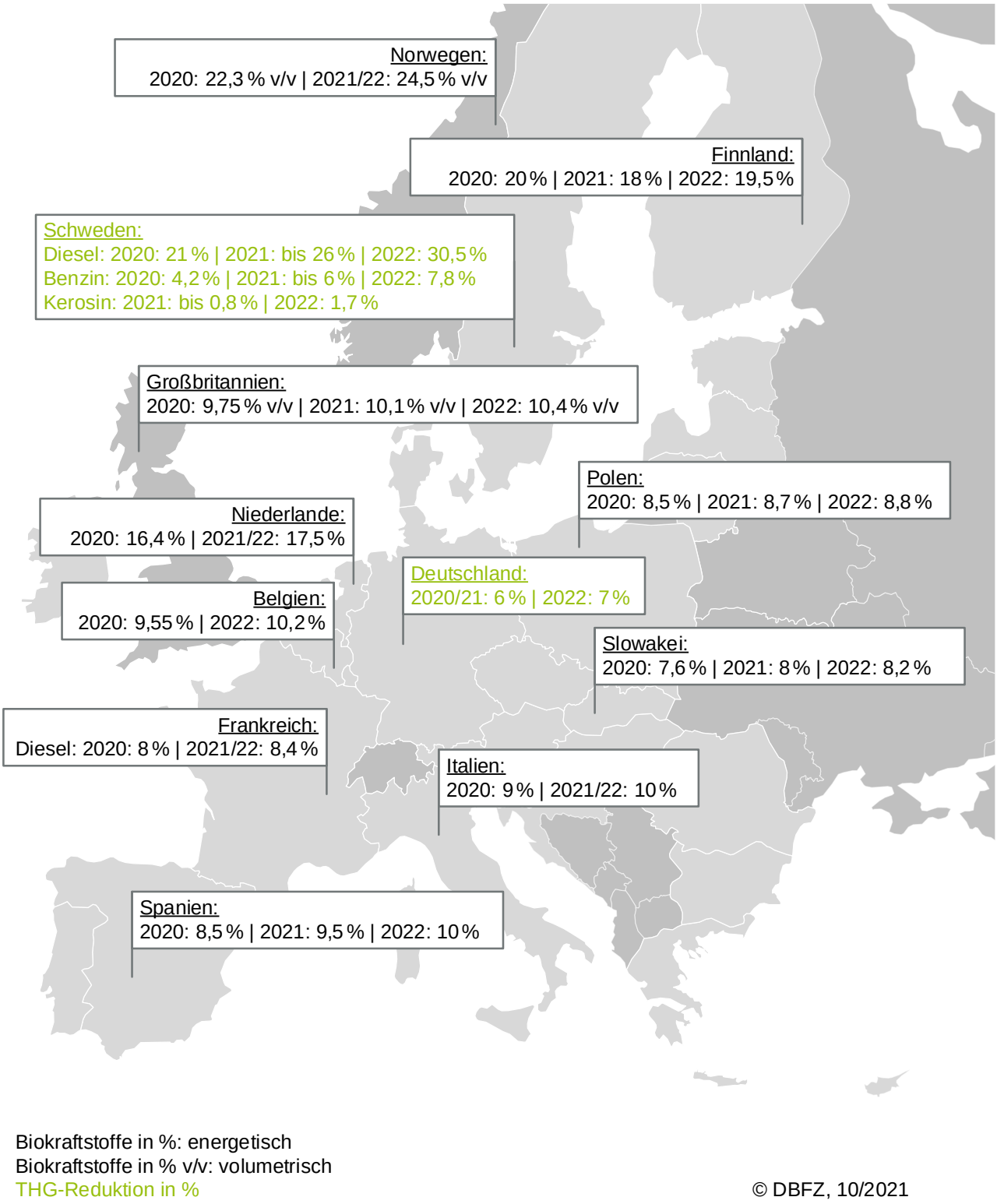


Abbildung 1-2 Ausgewählte nationale Quoten und Ziele in Europa von 2020 bis 2022, Datenbasis: [IHS Markit (2021g); UFOP (2021)]

Die *Verordnung zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe* (**REACH**) Nr. 1907/2006 vom 18. Dezember 2006 gilt als Verordnung direkt in allen EU-Mitgliedstaaten [Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 (2021)]. Sie gibt den Rahmen vor für den Umgang mit allen Chemikalien, welche in der EU im Umlauf sind, wobei die Stoffe bei der Europäischen Chemikalienagentur (ECHA) registriert werden müssen. Dies betreffen auch alle Kraftstoffe, die in den Verkehr gebracht werden, unabhängig von ihrer Produktionsmenge. Einen Revisionsvorschlag, welcher auf eine schadstofffreie Umwelt abzielt, möchte die Kommission Ende 2022 vorlegen [VCI Online (2021)].

Die *Energiesteuerrichtlinie* (Energy Taxation Directive (**ETD**)) *2003/96/EG* regelt die Besteuerung von Energieträgern im Verkehr sowie von Strom und fossilen Energieträgern zum Heizen [ETD (2021)]. Der Hauptzweck ist die EU-weite Festsetzung von Mindeststeuersätzen. Hintergrund ist einerseits eine übergreifende Besteuerung zur Vermeidung von Ungleichheiten in der Union und andererseits eine gemeinsame Besteuerung unter den Zielen des Klimaschutzes. Auf eine derzeit in Vorbereitung befindliche Anpassung wird in Abschnitt 1.6.1 eingegangen.

Zur Erreichung der CO_2-Einsparziele wurde das *Europäische Emissionshandelssystem* (European Emissions Trading Scheme (**EU-ETS**)) etabliert. Seit 2015 zielt es vor allem auf die Emissionsreduktion in der Energiewirtschaft und in energieintensiven Industrien ab und bezieht seit 2012 auch die Luftfahrt mit ein, sowohl gewerbliche als auch nicht gewerbliche Luftfahrzeugbetreiber. Nach erheblichen Widerständen gelten jedoch bis zum 31.12.2023 folgende Ausnahmen:

- Flüge von oder nach Flugplätzen in Ländern außerhalb des europäischen Wirtschaftsraums sowie
- Flüge von, zu und innerhalb von bestimmten Gebieten in äußerster Randlage der EU

werden im EU-ETS nicht berücksichtigt [UBA (2021c)].

Luftfahrzeugbetreiber müssen demnach derzeit für jede aus ihrer innereuropäischen Luftverkehrstätigkeit resultierende Tonne Kohlenstoffdioxid eine Emissionsberechtigung nachweisen [UBA (2021c)]. Sie erhielten bis 2020 eine kostenlose Zuteilung an Emissionszertifikaten, welche den Emissionen des Jahres 2016 entsprach. Ab 2021 ist vorgesehen – wie bei stationären Anlagen –, den linearen Reduktionsfaktor gemäß Artikel 9 der Emissionshandelsrichtlinie anzuwenden. Dieser beträgt 2,2 % pro Jahr [Richtlinie 2009/29/EG (2009)].

Mit der *Verordnung zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris* (Lastenteilungsverordnung – engl.: Effort Sharing Regulation (**ESR**)) [Verordnung (EU) 2018/842 (2018)] wurden für die Mitgliedstaaten Ziele festgelegt, die die meisten Sektoren betreffen, die nicht unter das EU-Emissionshandelssystem fallen. Diese nationalen Ziele für beispielsweise die Sektoren Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft und Abfall basieren auf dem relativen Wohlstand der Mitgliedstaaten, der durch das Bruttoinlandsprodukt (BIP) pro Kopf ermittelt wird. Auf eine derzeit in Vorbereitung befindliche Anpassung wird in Abschnitt 1.6.1 eingegangen.

Die *Kraftstoffqualitätsrichtlinie* (Fuel Quality Directive (**FQD**)) *98/70/EG* wurde ursprünglich zur Vereinheitlichung der Qualitätsstandards der fossilen Kraftstoffe eingeführt [Richtlinie 98/70/EG (1998)]. Seit der Aktualisierung der Kraftstoffqualitätsrichtlinie 2009 ist hierin jedoch, neben den technischen Standards der Kraftstoffe für den Straßenverkehr, eine Verpflichtung für Kraftstofflieferanten enthalten, die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen der Kraftstoffe um 10 % zu senken. So sollte bis zum Jahr 2020 eine Reduktion um 6 % durch die Verwendung erneuerbarer Energien und Kraftstoffe sowie optional um weitere zweimal 2 % durch technische oder bilanzielle Optionen wie beispielsweise Gutschriften im Rahmen des Kyoto-Protokolls erreicht werden.

Neben dem direkten regulativen Rahmen für Energieträger im Verkehr und deren Infrastruktur werden indirekt über die vorhandenen *Europäischen Regelungen zu Fahrzeugzulassungen* (**TYPE APPROVAL**) mit Typ-Prüfung und Marktüberwachung vor der Anwendung neuer Kraftstoffe und Kraftstoffblends aufgrund des Aufwands für Typzulassungen größere Hürden aufgestellt. Die in Abschnitt 2 dargestellten Fahrzeugtypen müssen – mit Ausnahme von seegehenden Schiffen, Flugzeugen und Baumaschinen – in Europa eine sogenannte Typengenehmigung besitzen. Diese umfasst u. a. Vorgaben an Fahrzeugsicherheit (bspw. Airbags, Lenkassistent), Konstruktion (bspw. Form und Aufbau des Lkw-Führerhauses) und Emissionen (bspw. EURO-Abgasnormen, CO_2-Emissionen) und werden in den internationalen ECE-Regelungen definiert. Insbesondere die Typengenehmigung im Kontext Emissionen erfolgt unter Verwendung spezieller Kraftstoffe (bspw. Pkw mit Benzinmotor mit Kraftstoff nach EN 228). Nur unter Verwendung dieser Bezugskraftstoffe wird letztendlich der ordnungsgemäße Betrieb des Fahrzeugs sichergestellt (fit for purpose) und vom Hersteller gewährleistet. Bei Fahrzeugen mit Dieselmotor werden mittlerweile im Pkw- und Schwerlastbereich Fahrzeuge vereinzelt für den Betrieb mit mehreren Kraftstoffen (EN 590 und EN 15940) freigegeben. In Frankreich wurde zudem der Weg beschritten, für einen Umrüstsatz vom Benzinfahrzeug zum Flex Fuel Vehicle (FFV) mit E85-Kraftstoff eine staatliche Typengenehmigung zu erteilen. Mit dieser Systematik bleibt die Gewährleistung trotz Änderung im Aufbau des Antriebs für Nutzerinnen und Nutzer bestehen (siehe Exkurs „Etablierung von E85 als erneuerbarer Kraftstoff in Frankreich“).

Die *Richtlinie über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge* (Clean Vehicle Directive (**CVD**)) *2019/1161* fördert in öffentlichen Ausschreibungen den weiteren Einsatz von emissionsarmen und emissionsfreien Fahrzeugen [Richtlinie (EU) 2019/1161 (2019)]. Die Richtlinie gilt für Personenkraftwagen (Pkw), Lieferwagen, Lastkraftwagen (Lkw) und Busse (außer Reisebusse), wenn diese bezogen werden über Kauf-, Pacht-, Miet- oder Mietkaufverträge gemäß den Verpflichtungen der EU-Vergabevorschriften. Die Richtlinie definiert ein „sauberes Fahrzeug“ wie folgt:

- Saubere leichte Nutzfahrzeuge: alle Pkw oder Transporter, die die folgenden Emissionsgrenzwerte erfüllen:
  - bis 31. Dezember 2025: nicht mehr als 50 g/km CO_2 und bis zu 80 % der geltenden Grenzwerte für reale Fahremissionen (RDE) für Stickoxide und Partikelanzahl,
  - ab 1. Januar 2026: nur noch emissionsfreie Fahrzeuge.
- Saubere schwere Nutzfahrzeuge: alle Lkw oder Busse, die einen der folgenden alternativen Kraftstoffe verwenden: Wasserstoff, batterieelektrische (einschließlich Plug-in-Hybride), Erdgas (sowohl CNG (Komprimiertes Erdgas, engl. Compressed Natural Gas) als auch LNG (Flüssigerdgas, engl. Liquified Natural Gas), einschließlich Biomethan)), flüssige Biokraftstoffe, synthetische und paraffinische Kraftstoffe, Flüssiggas.

Für die einzelnen Mitgliedstaaten gelten verschiedene Mindestziele für den Anteil an sauberen Fahrzeugen – für die westlichen Staaten meist 38,5 %, für die osteuropäischen weniger (von Bulgarien 17,9 % bis Tschechien 29,7 %). In Deutschland ist die Umsetzung durch das **SAUBFAHRZEUGBESCHG** geregelt, welches in Abschnitt 1.5.3 beschrieben wird.

Bezüglich des Aufbaus einer *Infrastruktur für alternative Kraftstoffe* fordert die *Richtlinie 2014/94* (Alternative Fuel Infrastructure Directive (**AFID**)) die Mitgliedstaaten auf, nationale Politikrahmen für die Marktentwicklung alternativer Kraftstoffe und ihrer Infrastruktur zu entwickeln [Richtlinie 2014/94/EU (2014)]. Gemäß den Vorgaben soll eine angemessene Anzahl an Tankstellen entstehen für:

a) Erdgasversorgung für den Verkehr:
   - LNG in Seehäfen bis Ende 2025, in Binnenhäfen bis Ende 2030 sowie im transeuropäischen Netz für Verkehr (engl.: Trans-European Networks-Transport – TEN-V) für schwere Nutzfahrzeuge bis Ende 2025 (Durchschnittsabstand zwischen Tankstellen ungefähr 400 km),
   - CNG in Ballungsräumen bis Ende 2020 sowie im Kernnetz bis Ende 2025 (Durchschnittsabstand zwischen Tankstellen ungefähr 150 km),
   - Wasserstoffversorgung für den Straßenverkehr (öffentlich zugänglich, unverbindlich),

b) Ladepunkte für Stromversorgung:
   - im Straßenverkehr: in Ballungsräumen bis Ende 2020 sowie im Kernnetz bis Ende 2025,
   - von Binnen- und Seeschiffen (landseitig) im Kernnetz bis Ende 2025.

Außerdem sieht die Richtlinie die Verwendung gemeinsamer technischer Spezifikationen für Ladepunkte und Tankstellen vor und bereitet den Weg für die Erstellung geeigneter Verbraucherinformationen zu alternativen Kraftstoffen.

Die Richtlinie enthält eine regelmäßige Berichtspflicht (alle drei Jahre, nächster Bericht 2022) über den Stand der Umsetzung eines entsprechenden nationalen Strategierahmens und der Verwirklichung der angestrebten Ziele. Im letzten Bericht von 2019 listete Deutschland für 2018 im Straßenverkehr in Summe 17.245 Elektrizitätsladepunkte, 862 CNG- und 4 LNG-Tankstellen auf. Die obigen Anforderungen der Richtlinie sah das im Jahr 2019 zuständige Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) demnach als erreichbar an [BMVI (2019)]. Auf den aktuellen Vorschlag zur Änderung der Richtlinie wird in Abschnitt 1.6.1 eingegangen.

1.5 Deutschland

Die zentrale gesetzliche Grundlage für Maßnahmen zur Umsetzung des Pariser Klimaabkommens ist in Deutschland seit 2019 das **BUNDES-KLIMASCHUTZGESETZ** [KSG (2019)]. Mit Blick auf das angepasste europäische Klimaziel für 2030 sowie infolge des Beschlusses des Bundesverfassungsgerichts vom 29.04.2021, welcher einen verbindlichen Pfad bis zur Klimaneutralität fordert, hat die Bundesregierung am 12.05.2021 das Gesetz angepasst [Bundesregierung (2021)]. Damit ergibt sich ein Ziel zur Reduktion der jährlichen Treibhausgasemissionen von mindestens 65 % im Jahr 2030 gegenüber 1990. Neben diesem Gesamtziel werden spezifische Ziele für einzelne Sektoren in Form von Emissionsgrenzen definiert; diese sind in Tabelle 1-3 dem Status quo gegenübergestellt. Im Jahr 2024 sollen die jährlichen Minderungsziele pro Sektor für die Jahre 2031 bis 2040 festgelegt werden und spätestens 2032 die jährlichen Minderungsziele für die Jahre 2041 bis 2045 (2034 pro Sektor). Im Jahr 2045 soll Deutschland dann die Treibhausgasneutralität erreichen.

Für den Verkehrssektor bedeutet die Emissionsbegrenzung im Jahr 2030 eine Reduktion der Emissionen innerhalb der verbleibenden Jahre von 164 (2019) auf 85 Mio. t CO_2-Äquivalente. Die verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen in den Jahren 2010 bis 2020 sowie die zulässigen Emissionsmengen für die Jahre 2020 bis 2030 sind in Tabelle 1-2 und in Tabelle 1-3 aufgeführt.

Tabelle 1-2 Jahresemissionsmengen in Mio. t CO_2-Äq. nach Sektoren von 2010 bis 2020, Datenbasis: [UBA (2021a), (2021d)]

Sektor	2010	2012	2014	2016	2018	2019	2020
Energie	368	377	359	344	309	258	221
Industrie	188	180	180	192	190	187	178
Gebäude	149	131	119	125	116	123	120
Verkehr	153	154	159	165	163	164	146
davon im Straßenverkehr	*148*			*160*	*158*		
Landwirtschaft	69	70	72	72	68	68	66
Abfallwirtschaft und Sonstiges	15	13	12	10	10	9	9

Das Umweltbundesamt erstellt jeweils bis zum 15. März für das zurückliegende Kalenderjahr (erstmals für 2020) die Daten der Treibhausgasemissionen in den Sektoren. Für 2020 zeigen diese (vorläufigen) Daten, dass alle Sektoren – auch der Verkehrssektor – unterhalb der zulässigen Emissionsmenge geblieben sind, das Ziel also erreicht wurde. Nicht zuletzt die massiven pandemiebedingten Auswirkungen vor allem auf das Verkehrsaufkommen haben hier einen relevanten Beitrag geleistet. Inwiefern dies auch noch Relevanz für 2021 und 2022 hat, bleibt abzuwarten. Weisen die jährlichen Emissionsdaten eine Überschreitung der zulässigen Jahresemissionsmenge für den Verkehrssektor in einem Berichtsjahr aus, so erfolgt eine Bewertung der Emissionsdaten durch den Expertenrat für Klimafragen. Liegt diese vor, muss das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) der Bundesregierung innerhalb von drei Monaten ein Sofortprogramm für den Verkehrssektor vorlegen, welches die Einhaltung der zulässigen Jahresemissionsmengen für die folgenden Jahre sicherstellt.

Mit dem Klimaschutzgesetz werden ein Rahmen und eine Kontrollfunktion für die zukünftigen gesetzlichen Regulierungen und Verordnungen definiert, welche an Verbindlichkeit die bisherigen Festlegungen deutlich übertreffen.

Tabelle 1-3 Zulässige Jahresemissionsmengen in Mio. t CO_2-Äq. nach Sektoren von 2020 bis 2030, [Bundesregierung (2021)]

Sektor	2020	2021	2022	2024	2026	2028	2030
Energie	368		257				108
Industrie	188	182	177	165	149	132	118
Gebäude	149	113	108	97	87	77	67
Verkehr	153	145	139	128	117	105	85
Landwirtschaft	69	68	67	65	62	59	56
Abfall etc.	15	9	8	7	6	5	4

1.5.1 Rechtlicher Rahmen für Kraftstoffe aus erneuerbaren Quellen

Die Vorgaben der Erneuerbare-Energien-Richtlinie für den Verkehrssektor werden in Deutschland über § 37a–h des *Gesetzes zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge* (Bundes-Immissionsschutzgesetz (**BImSchG**)) und die nachgeordneten Verordnungen zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (**36., 37., und 38. BImSchV**) implementiert. Tabelle 1-4 enthält eine Übersicht der darin enthaltenen Verpflichtungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen für die Jahre 2022 bis 2030. Analog zur RED II gibt es neben dem übergeordneten Ziel eine Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe aus dafür definierten biogenen Rohstoffen bzw. Ressourcen. Darüber hinaus erfolgt eine verbindliche Festlegung einer Unterquote für die Luftfahrt ab 2026. Hier existieren noch keine europäischen Vorgaben, sie sollen jedoch zukünftig etabliert werden, wie in Abschnitt 1.6.1 beschrieben.

Tabelle 1-4 Ziele der nationalen RED-II-Umsetzung in Deutschland, Power-to-Liquid (PTL), Datenbasis: [THGMQWG (2021)]

Ziele	Mindestanteil	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
THG-Quote Flüssigkraftstoffe	THG-Minderung	7,0 %	8,0 %	9,25 %	10,5 %	12,0 %	14,5 %	17,5 %	21,0 %	25,0 %
Fortschrittliche Biokraftstoffe (Anhang IX, A)	Straße (energetisch)	0,2 %	0,3 %	0,4 %	0,7 %	1,0 %	1,0 %	1,7 %	1,7 %	2,6 %
PTL-Kerosin	Luft (energetisch)					0,5 %	0,5 %	1,0 %	1,0 %	2,0 %

An die Erfüllung der vorgegebenen Quoten sind weitere Rahmenbedingungen geknüpft hinsichtlich der Begrenzung oder mehrfachen Anrechnung einzelner Optionen. Diese sind in Tabelle 1-5 zusammenfassend dargestellt. Die deutsche THG-Quote orientiert sich dabei zwar am Rahmen der RED II (Abschnitt 1.4), weicht in den Details der Ausgestaltung allerdings auch davon ab.

Tabelle 1-5 Randbedingungen für Erfüllungsoptionen innerhalb der THG-Quote der RED-II-Umsetzung in Deutschland, Hinweis: erfolgt keine Angabe je Jahr, gibt es keine Vorgaben bzgl. der Mindest-/Maximalanteile, Datenbasis: [38. BImSchV (2021)]

Erfüllungsoption	Erläuterung	Bedingung
Fortschrittliche Biokraftstoffe im Straßenverkehr (38. BImSchV, Anlage 1)	Mengen oberhalb des Mindestanteils, ausgenommen POME	2-fache Anrechnung für Mengen oberhalb des energetischen Mindestanteils
Biokraftstoffe aus Altspeiseölen (UCO) und tierischen Fetten (38. BImSchV, Anlage 4)	Anteil energetisch	maximal 1,9 %
Konventionelle Biokraftstoffe aus Rohstoffen, die auch den Nahrungs- und Futtermittelsektor bedienen	Anteil energetisch	maximal 4,4 %
Biokraftstoffe aus Rohstoffen mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderung (Palmöl)		ab 2022: maximal 0,9 % ab 2023: 0 %

Erfüllungsoption	Erläuterung	Bedingung
Grüner Wasserstoff und Folgeprodukte (PTX-Kraftstoffe)	Einsatz in Raffinerien und Anwendung im Straßenverkehr	2-fache Anrechnung
Elektrischer Strom	Strom für Elektrofahrzeuge[1]	3-fache Anrechnung; Anpassungsmechanismus[2]
Batteriegestützter Elektroantrieb und brennstoffzellengestützter Elektroantrieb	Faktorisierung von elektrischem Strom und Wasserstoff	Anpassungsfaktor für die Antriebseffizienz: 0,4
Upstream Emission Reduction (UER)	THG-Vermeidung durch UER	bis 2026: maximal 1,2 % ab 2027: 0 %

Die Inverkehrbringer von Otto- und Dieselkraftstoffen sind zur Erfüllung der Quote zur THG-Vermeidung verpflichtet und müssen diese entsprechend den rechtlichen Anforderungen gegenüber der Quotenstelle nachweisen. Das Verfahren zu Handel und Nachweis der THG-Quote ist in Abbildung 1-3 vereinfacht schematisch dargestellt. Derzeit wird der überwiegende Teil der Quote durch die Beimischung von Biokraftstoffen in Otto- und Dieselkraftstoff realisiert (Mitte der Abbildung). In diesem Fall wird der erneuerbare Kraftstoff als Erfüllungskomponente der Quote vom Verpflichteten selbst in Verkehr gebracht, und der Nachweis erfolgt direkt gegenüber der zuständigen Quotenstelle beim Hauptzollamt. Sofern die Erfüllung der Quote durch einen Kraftstoff, jedoch nicht durch die Beimischung in Otto- oder Dieselkraftstoff erfolgt, muss eine Übertragung der Verpflichtung zur Quotenerfüllung vom Verpflichteten, dem Mineralölunternehmen, an eine(n) Dritte(n) erfolgen, dargestellt im rechten Teil der Abbildung. Diese(r) weist dann anstelle der/des Verpflichteten die entsprechende Erfüllung gegenüber der Quotenstelle nach. Dies ist beispielsweise bei Biomethan als erneuerbarem Substitut für CNG oder LNG oder bei der Anrechnung von erneuerbaren Reinkraftstoffen wie beispielsweise Biodiesel oder Pflanzenöl der Fall. Die Anrechnung von Strom im Straßenverkehr erfolgt gemäß dem im linken Teil der Abbildung dargestellten Vorgehen. Zur Anrechnung auf die THG-Quote kann die Menge an Strom gelangen, die über öffentlich zugängliche Ladepunkte oder über nicht öffentlich zugängliche Ladepunkte entnommen wurde. Letzteres ergibt sich aus dem Nachweis durch den Stromanbieter oder einen Dritten über die Anzahl an Stromkunden, auf die nachweislich ein reines Batterieelektrofahrzeug zugelassen ist, in Verbindung mit einem Schätzwert von 2.000 kWh pro Jahr und Fahrzeug für Pkw, 3.000 kWh für leichte Nutzfahrzeuge der Klasse N 1 sowie 72 000 kWh für Busse [Bekanntmachung Anrechnung Strom (2021)]. Diese Schätzwerte sind bis auf Weiteres ab dem Kalenderjahr 2022 anzuwenden, bis zum Jahr 2021 wurde für batterieelektrische Pkw ein Wert von 1.943 kWh pro Jahr und Fahrzeug verwendet [Bekanntmachung Anrechnung Strom (2017)]. Die resultierende Minderung kann wiederum über einen entsprechenden Handel und die formale Übertragung der Quotenverpflichtung auf eine(n) Dritte(n), in diesem Fall die Stromanbieter, auf die Quote Anrechnung finden [38. BImSchV (2021)]. Der Emissionsfaktor für Strom für den Verkehrssektor wird jährlich angepasst und im Vorjahr durch das Umweltbundesamt (UBA) festgelegt und veröffentlicht. Für das Kalenderjahr 2021 beträgt er 147 kg CO_2-Äq./GJ (UBA 2020), für das Kalenderjahr 2022 nur noch 119 kg CO_2-Äq./GJ [Bekanntmachung THG-Minderung (2021)]. Die Ermittlung der Treibhausgasvermeidung erfolgt nach einer definierten Methode (Abbildung 1-4).

Inverkehrbringer von flüssigen oder gasförmigen biogenen Kraftstoffen können diese nur dann auf die Quotenverpflichtung anrechnen lassen, wenn sie belegen können, dass diese die gemäß Biokraft-NachV

[1] Strom aus öffentlichen und privaten Ladepunkten
[2] gesetzlich vorgegebener maximaler Ausbau, bei Überschreitung erfolgt Anpassung der Gesamtquote

(Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung)) erforderlichen Nachhaltigkeitskriterien erfüllen [Biokraft-NachV (2009)]. Dieser Nachweis wird über die staatliche Web-Anwendung Nachhaltige-Biomasse-Systeme (Nabisy) der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) erbracht.

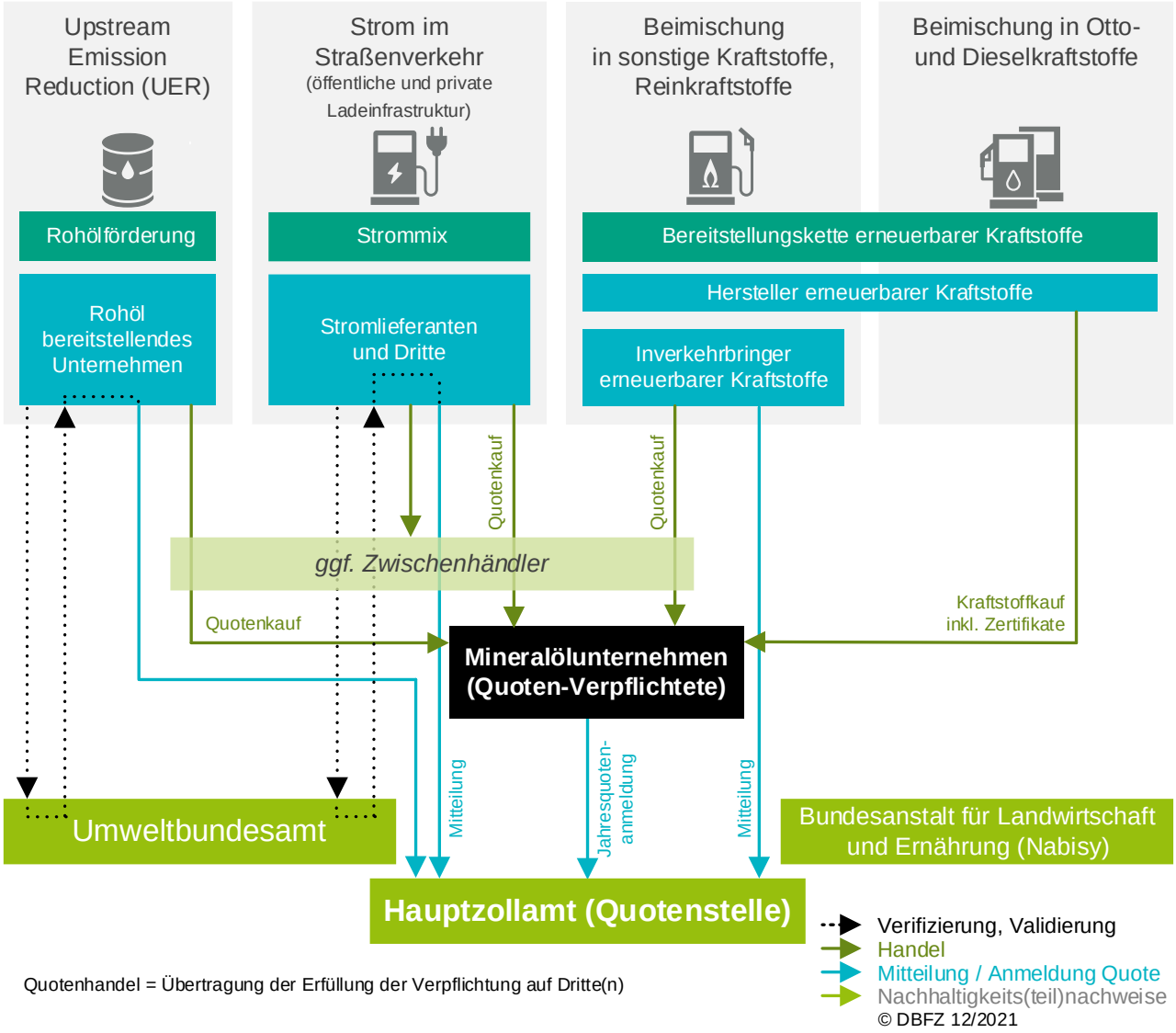


Abbildung 1-3 Quotennachweis und -handel in Deutschland (Übertragung der Erfüllung der Verpflichtung auf Dritte), Hinweis: vereinfachte schematische Darstellung ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Quotenhandel entspricht Übertragung der Erfüllung der Verpflichtung auf Dritte(n), weiterführende Informationen: [DV THG-Quote (2016)]

Die THG-Vermeidung, siehe auch Abschnitt 7.3.1, gemäß dem Ziel der Quote berechnet sich grundsätzlich aus dem Verhältnis von (realen) Emissionen im Verkehr (Abbildung 1-4, in der Formel als Zähler) gegenüber einem Referenzwert (in der Formel als Nenner). Den Zähler bildet die Summe der jeweils eingesetzten energetischen Menge des Kraftstoffes multipliziert mit dessen spezifischem Emissionsfaktor (oder einem Standardwert) unter Berücksichtigung von Mehrfachanrechnungen und eventuellen Faktoren der Antriebseffizienz. Der Nenner stellt wiederum die Summe aller im Zähler berücksichtigten Energiemengen, inklusive eventueller Mehrfachanrechnungen, multipliziert mit dem Basiswert von 94,1 kg CO_2-Äq./GJ dar. Bis zum Verpflichtungsjahr 2026 werden zudem vorgelagerte

Emissionsminderungen (engl.: Upstream Emission Reduction – UER) bis maximal 1,2 % in der Quote berücksichtigt.

$$THG - Quote \leq 100\,\% - \frac{\sum(eingesetzte\ Menge\ Kraftstoff \times Emissionsfaktor \times Antriebsfaktor \times Faktor\,für\ die\ Mehrfachanrechnung) - UER}{\sum(eingesetzte\ Menge\ der\ Kraftstoffart \times Faktor\ für\ die\ Mehrfachanrechnung) \times Basiswert}$$

Abbildung 1-4 Vereinfachte Formel zur Berechnung der THG-Quote ab 2022, detaillierte Formel unter https://www.dbfz.de/Monitoring-EE-im-Verkehr/rahmenbedingungen [Naumann (2021b)]

Weiterführende Informationen:

Der fossile Kraftstoffmix bestimmt zunächst aufgrund definierter Emissionsfaktoren für alle fossilen Flüssigkraftstoffoptionen die Höhe der erforderlichen THG-Vermeidung. So erfordert der derzeit relativ hohe Anteil von Dieselkraftstoff faktisch eine höhere THG-Vermeidung als nur die gemäß BImSchG vorgegebenen Mindestanteile. Alle Faktoren sowie Randbedingungen zur Quote sind in Tabelle 1-5 zusammengefasst, die Berechnung folgt einer komplexen Systematik, die Formel dazu kann auf der Website abgerufen. [DBFZ (2022)]

Die *Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen* (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (**BIOKRAFT-NACHV**)) trat 2009 in Kraft, um die Vorgaben der EU-Richtlinien 2009/30/EG und 2009/28/EG zu erfüllen, wobei für 2022 eine Revision geplant ist. Biokraftstoffe, die auf die Biokraftstoffquote angerechnet werden, müssen die in der Verordnung enthaltenen Kriterien erfüllen. Die Berechnung der THG-Emissionen erfolgt nach der in der Verordnung festgelegten Methodik. Der Nachweis über die Einhaltung dieser Anforderungen erfolgt über dafür installierte Zertifizierungssysteme. [Biokraft-NachV (2009)] Seit Januar 2011 müssen alle in Deutschland auf die Quote angerechneten Biokraftstoffe entsprechend den Anforderungen der Biokraft-NachV zertifiziert sein. Der Nachweis über die Erfüllung der Anforderungen erfolgt über Zertifizierungssysteme, welche auf nationaler Ebene durch die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) bzw. auf europäischer Ebene durch die Europäische Kommission zugelassen sein müssen.

Die *Verordnung zur Anrechnung von Upstream-Emissionsminderungen auf die Treibhausgasquote* (Upstream-Emissionsminderungs-Verordnung (**UERV**)) regelt die Ermittlung und Anrechnung von Upstream-Emissionsminderungen sowie deren Nachweisführung. Upstream-Emissionen sind sämtliche Treibhausgasemissionen, die entstehen, bevor der Raffinerierohstoff für fossile Otto-, Diesel- und Flüssiggaskraftstoffe in die Raffinerie oder Verarbeitungsanlage gelangt. Auf Basis der UERV können bis zu 1,2 % Treibhausgasvermeidung durch die Reduktion der Emissionen dieser Vorkette auf das Treibhausgasminderungsziel nach § 37a BIMSCHG angerechnet werden. [UERV (2018)] Für das Quotenjahr 2020 wurden Emissionsminderungen durch UER in Höhe von insgesamt 783.000 t CO_2-Äq. verifiziert (eigene Berechnung auf Basis von [DEHSt (2021)], Stand 21.12.2021), was einem Beitrag von etwa 0,37 % zur THG-Quote entspricht.

Die *Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen* (Zehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (**10. BIMSCHV**)) stellt Anforderungen an die Beschaffenheit von Ottokraftstoffen, Dieselkraftstoff, Biodiesel, Ethanolkraftstoff, Flüssiggaskraftstoff, Erdgas und Biogas sowie Pflanzenölkraftstoff jeweils im geschäftlichen Verkehr mit den Verbraucherinnen und Verbrauchern [10. BImSchV (2019)]. Sie gibt Inhalt und Form der Auszeichnung der Kraftstoffe und die an den Kraftfahrzeughersteller oder -einführer gerichteten Anforderungen an die Bekanntmachung der empfohlenen Kraftstoffqualitäten vor. Teilweise werden Verweise auf spezifische Kraftstoffnormen verwendet (siehe Abschnitt 6.1). So müssen etwa Dieselkraftstoffe, die an Endverbraucher verkauft werden, der DIN EN 590 oder der DIN EN 14214

entsprechen (§ 4(1)). Andere Dieselkraftstoffnormen wie beispielsweise die DIN EN 15940 (paraffinische Dieselkraftstoffe), der der biobasierte Reinkraftstoff HVO-Diesel (Diesel aus hydroprozessierten Pflanzenölen, engl.: Hydrotreated Vegetable Oils – HVO) zugeordnet wird, sind laut 10. BImSchV für Deutschland nicht zugelassen.

1.5.2 Besteuerung

Das *Energiesteuergesetz* (**EnergieStG**) setzt die Vorgaben der ETD auf nationaler Ebene um und regelt die Besteuerung von fossilen und erneuerbaren Energieträgern. Eine Steuerreduktion für reine Biokraftstoffe im Straßenverkehr (§ 50) ist seit 2018 nicht mehr enthalten. Über das unten beschriebene BEHG ist jedoch eine zusätzliche klimawirksame Besteuerung etabliert worden.

In § 57 ist die Steuerentlastung für Energieerzeugnisse, die in Betrieben der Land- und Forstwirtschaft eingesetzt werden, geregelt. Diese beträgt entsprechend Absatz 5 seit dem 01.01.2013:

1.	Gasöle (Diesel):		214,80 EUR/1.000 l
2.	Biokraftstoffe:	Biodiesel (FAME):	450,33 EUR/1.000 l
		Pflanzenöl:	450,00 EUR/1.000 l

Diese Steuerentlastung wird rückwirkend auf Antrag für (zunächst voll versteuerte) Kraftstoffe gewährt [EnergieStG (2015)].

Mittelbar auf die Nutzung von Biokraftstoffen wirken sich sowohl die aktuell noch etablierte Begünstigung fossiler Gaskraftstoffe, wie CNG und LNG sowie LPG (engl. Liquified Petroleum Gas – Flüssiggas), als auch deren biogene Substitute, wie beispielsweise Biomethan, aus. Es gilt nach § 2 Steuertarif Absatz 1 und 2 bis zum 31.12.2026 für gasförmige Kohlenwasserstoffe und bis zum 31.12.2022 für unvermischte Flüssiggase ein ermäßigter Steuersatz [EnergieStG (2006)]. Jedoch steigen die Steuersätze kontinuierlich an, bei den gasförmigen Kohlenwasserstoffen von 13,90 EUR/MWh (bis 2023) bis 27,33 EUR/MWh (2026). Ab dem 1. Januar 2027 gilt dann der reguläre Steuersatz von 31,80 EUR/MWh. Bei den Flüssiggasen gilt nach dem ermäßigten Satz von 363,94 EUR/t 2022 ab 2023 der reguläre Steuersatz von 409 EUR/t. Die entsprechende *Verordnung zur Durchführung des Energiesteuergesetzes* (Energiesteuer-Durchführungsverordnung (**EnergieStV**)) regelt Details zur Umsetzung des EnergieStG [EnergieStV (2006)].

Das *Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen* (Brennstoffemissionshandelsgesetz (**BEHG**)) bezweckt ab 2021 die Minderung von Treibhausgasemissionen in den Bereichen, die bislang nicht vom Europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) erfasst sind [BEHG (2019)]. Es dient in diesem Sinne der Umsetzung der auf diese Bereiche abstellenden EU-Lastenteilungsverordnung (Effort Sharing Regulation – ESR) [Verordnung (EU) 2018/842 (2018)] sowie der nationalen Klimaschutzziele insbesondere in den Sektoren Gebäude und Verkehr, wobei die europäische Binnenluftfahrt bereits dem EU-ETS unterliegt. Hierfür etabliert das Gesetz einen sukzessiv steigenden Preis für THG-Emissionen aus Brenn- und Kraftstoffen. Für die Dauer des Verkaufs beträgt der Festpreis pro Emissionszertifikat laut § 10 BEHG [BEHG (2019)]:

- 2021: 25 EUR,
- 2022: 30 EUR,
- 2023: 35 EUR,
- 2024: 45 EUR,
- 2025: 55 EUR.

Der Preiskorridor für die Versteigerung der Zertifikate ab 2026 beträgt 55 bis 65 EUR für ein Emissionszertifikat.

Derzeit ist die Maut für mit Gas betriebene Fahrzeuge reduziert, was einen, wenn auch nicht unmittelbaren, Einfluss auf die Nutzung von Gaskraftstoffen im Verkehr und damit auch potenziell von deren biogenen Substituten zur Folge hat. Laut dem *Gesetz über die Erhebung von streckenbezogenen Gebühren für die Benutzung von Bundesautobahnen und Bundesstraßen* (Bundesfernstraßenmautgesetz (**BFSTRMG**)) ist für die Benutzung bestimmter Verkehrswege durch mittelschwere und schwere Nutzfahrzeuge eine sogenannte Maut zu entrichten. Dies gilt für Fahrzeuge oder Fahrzeugkombinationen, die für den Güterkraftverkehr bestimmt sind oder verwendet werden und deren zulässiges Gesamtgewicht mindestens 7,5 Tonnen beträgt. Eine der definierten Ausnahmen gilt bei der Verwendung von mit Erdgas betriebenen Fahrzeugen, welche lediglich die Mautteilsätze für die Infrastrukturkosten (0,08 bis 0,174 EUR/km) und die verursachten Lärmbelastungskosten (0,002 EUR/km) zu entrichten haben. Der Mautteilsatz für die verursachten Luftverschmutzungskosten von 0,011 bis 0,085 EUR/km entfällt.

1.5.3 Fahrzeuge und Infrastruktur

Die deutsche Bundesregierung setzt mit verschiedenen Aktionsplänen Ziele für eine Reduktion der THG-Emissionen im Verkehr. Hierbei werden auch Zielvorgaben für Fahrzeuge und Infrastruktur gegeben, welche aktuell noch keinen rechtsverbindlichen Charakter aufweisen. Bekannte Beispiele für diese Aktionspläne sind:

- der Nationale Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe im Jahr 2016 als Teil der Umsetzung der Richtlinie 2014/94/EU (**AFID**) [BMVI (2016)],
- das *Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050* von 2019, u. a. mit einer Zieldefinition des Fahrzeugbestands von 7 bis 10 Mio. Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 [BMU (2019)] und
- die *Nationale Wasserstoffstrategie* von 2020 mit Markthochlaufzielen für die Wasserstoffanwendung.

Ein erster verbindlicher Rechtsrahmen für die Beschaffung von emissionsfreien oder -reduzierten Fahrzeugen und die damit verbundene Umstrukturierung der Fahrzeugflotte sowie die Anpassung der Infrastruktur wurde bisher lediglich im Straßenverkehr geschaffen.

Mit dem *Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge* (Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz (**SAUBFAHRZEUGBESCHG**)) werden bei der öffentlichen Auftragsvergabe verbindliche Mindestziele für emissionsarme und -freie Pkw sowie für leichte und schwere Nutzfahrzeuge in Bezug auf die Beschaffung vorgegeben [SaubFahrzeugBeschG (2021)]. Die Vorgaben verpflichten die öffentliche Hand sowie eine Auswahl bestimmter privatrechtlich organisierter Akteure (z. B. Post- und Paketdienste, Müllabfuhr) dazu, zukünftig einen Teil der Fahrzeuge emissionsarm oder -frei anzuschaffen. Pkw sowie leichte und schwere Nutzfahrzeuge müssen die Grenzwerte zu CO_2- und Luftschadstoffemissionen gemäß CVD einhalten. [SaubFahrzeugBeschG (2021)] Mit Bezug auf erneuerbare Kraftstoffe eröffnet das Gesetz durch Nennung der Kraftstoffnorm DIN EN 15940 für paraffinische Dieselkraftstoffe erstmals eine Möglichkeit der Nutzung von HVO- und FT-Diesel-betriebenen Fahrzeugen in Deutschland. Fraglich bleibt allerdings, inwiefern dies mit den in der 10. BImSchV enthaltenen Beschränkungen in Einklang zu bringen ist.

Um den Ausbau der Elektromobilität voranzutreiben und weitere Anreize für Elektromobilität zu setzen, ermöglicht das *Gesetz zur Bevorrechtigung der Verwendung elektrisch betriebener Fahrzeuge* (**EMOG**)

Vorteile für verschieden eingestufte Elektrofahrzeuge. Damit gewährt der Gesetzgeber Kommunen die Möglichkeit, unter individuellen Einschränkungen über eigene Rechtsordnungen, Elektromobilität vor Ort besonders zu fördern. Das Gesetz ist zunächst bis Ende 2026 befristet. Die sogenannten Bevorrechtigungen nach dem Gesetz gelten:

- für das Parken auf öffentlichen Straßen oder Wegen,
- bei der Nutzung von für besondere Zwecke bestimmten öffentlichen Straßen oder Wegen oder Teilen von diesen,
- durch das Zulassen von Ausnahmen von Zufahrtsbeschränkungen oder Durchfahrtsverboten sowie
- im Hinblick auf das Erheben von Gebühren für das Parken auf öffentlichen Straßen oder Wegen.

Die *Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen* (**AwSV**) regelt den Schutz von Gewässern. Sie gilt beispielsweise für ortsfeste Anlagen wie Betankungsanlagen beim Umgang mit wassergefährdenden Stoffen oder deren Gemischen, zu denen alle gängigen Kraftstoffe zählen. [AwSV (2017)]

1.6 Zukünftige Entwicklungen

1.6.1 Europäische Union

Als Reaktion auf Klimawandel und Umweltzerstörung, welche als „existenzielle Bedrohungen für Europa und die Welt“ beschrieben werden, wurde in der Europäischen Union eine neue Wachstumsstrategie entworfen [Europäische Kommission (2019)]. Dieser **European Green Deal** [Europäische Kommission (2021)] soll den Übergang zu einer modernen, ressourceneffizienten und wettbewerbsfähigen Wirtschaft schaffen, in der bis 2050

- keine Netto-Treibhausgasemissionen mehr freigesetzt werden,
- das Wirtschaftswachstum von der Ressourcennutzung abgekoppelt wird und
- niemand, weder Mensch noch Region, im Stich gelassen wird.

Unter dieser Maßgabe wurde ein umfangreiches Maßnahmenpaket, zusammengefasst als **Fit for 55** (Bezug nehmend auf die Treibhausgasreduktion von 55 %, welche bis 2030 erreicht werden soll), entwickelt. Die entsprechende Änderung des europäischen Rechtsrahmens soll bis Ende 2022 erfolgen, weshalb selbige hier zunächst nur teilweise und im Entwurfsstadium dargestellt werden kann und die nationalen Umsetzungen noch einige Jahre in Anspruch nehmen werden.

Im Rahmen des Green Deal wurden zentrale Ziele für 2030 und darüber hinaus angepasst [Europäische Kommission (2021)]:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen um 50 bis 55 % (gegenüber 1990, vormals 40 %),
- Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen von mindestens 40 % (vormals 32 %),
- Energieeinsparung beim Endenergie- und Primärenergieverbrauch von 36 bis 39 % (vormals 32,5 %) und
- Senkung der Emissionen von Pkw und Lkw um 55 % bzw. 50 % (vormals 37,5 % und 30 %) sowie emissionsfreie Neuwagen bis 2035.

Die Veröffentlichung des Green Deal wurde mit einer umfangreichen Novelle vieler Entwürfe für neue Richtlinien (die Kommission listet 82 Aktionen in diesem Zusammenhang [Europäische Kommission

(2020)]) angekündigt. Die derzeit wichtigsten Vorschläge der Europäischen Kommission im Kontext erneuerbarer Energien für den Verkehrssektor werden im Folgenden dargestellt, wobei eine Einigung und Verabschiedung auf europäischer Ebene sowie die anschließende nationale Implementierung erst mit entsprechender zeitlicher Verzögerung erfolgen werden (siehe auch Zusammenstellung in Tabelle 1-4).

Das **EUROPÄISCHE KLIMAGESETZ** (European Climate Law) beinhaltet als ein zentraler Baustein des Green Deal folgende Aspekte:

- Klimaneutralität: Reduktion der Treibhausgasemissionen als rechtlich verbindliches Ziel für alle EU-Institutionen und die nationalen Regierungen
  - um 50 bis 55 % bis 2030 und
  - auf netto null bis 2050;
- Schaffung eines planungssicheren Geschäftsumfelds für Industrie und Investoren, in dem das Tempo der Emissionsreduzierung von 2030 bis 2050 festgelegt ist und das aufzeigt, was in welchem Tempo getan werden muss;
- Begleitung der Umsetzung durch regelmäßige Berichterstattung über die Fortschritte und Instrumente, um aufzuholen, wenn jemand in Rückstand gerät;
- Übergang zu einer gerechten und wohlhabenden Gesellschaft mit einer modernen, ressourcen-effizienten und wettbewerbsfähigen Wirtschaft;
- Anpassung an die Auswirkungen des Klimawandels. [Europäisches Klimagesetz (2021)]

Die überarbeitete Renewable Energy Directive (revised **RED II**), welche sich aus den Änderungen des Vorschlags der Europäischen Kommission und des Rates ergibt [COM(2021) 557 (2021)], erhöht das Gesamtziel für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch der Europäischen Union von vormals 32 % auf nunmehr 40 % im Jahr 2030. Für den Verkehrssektor beinhaltet sie darüber hinaus im Wesentlichen folgende Ziele:

A. Die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor sollen bis 2030 um 13 % gesenkt werden durch die Nutzung erneuerbarer Energien, der Zielpfad soll durch die Mitgliedstaaten definiert werden (dies entspricht einem veränderten Ansatz gegenüber dem bisher definierten relativen energetischen Anteil von 14 % für 2030 in der aktuellen RED II).

B. Der Anteil an nachhaltigen fortschrittlichen Biokraftstoffen soll von mindestens 0,2 % im Jahr 2022 auf 0,5 % im Jahr 2025 und 2,2 % im Jahr 2030 steigen (gegenüber 1,75 % ohne doppelte Anrechnung in der aktuellen RED II).

C. Der Anteil erneuerbarer Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs (engl.: Renewable Fuels of Non-Biological Origin - RFNBO) soll bis 2030 einen Anteil von 2,6 % erreichen (einschließlich Wasserstoff).

Dabei stellt für die beiden Unterziele (B und C), die sich jeweils auf den Energieanteil beziehen, der Gesamtendenergiebedarf im Verkehrssektor die Referenzgröße dar. Bezogen auf diese beiden Unterziele wird die Verwendung der Energieträger im Luft- oder Seeverkehr 1,2-fach angerechnet.

Bei der Zielerreichung müssen folgende geänderte Rahmenbedingungen Berücksichtigung finden:

- keine weitere mehrfache Anrechnung von Erfüllungsoptionen;
- Berücksichtigung erneuerbarer Kraftstoffe nicht biologischer Herkunft auch dann, wenn sie als Zwischenprodukte für die Herstellung von konventionellen Kraftstoffen verwendet werden;
- Ausnahme von Verpflichtung zur Erfüllung der Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe möglich für Inverkehrbringer von Strom und dessen Folgeprodukten im Verkehrssektor;

- Berechnung der spezifischen Treibhausgasreduktion der Erfüllungsoptionen wie folgt:
  - für Biokraftstoffe und Biogas durch Multiplikation der Menge dieser Kraftstoffe mit den ermittelten Emissionseinsparungen (Wegfall der Möglichkeit für regional unterschiedliche typische Werte für den Rohstoffanbau); hierfür gilt die fossile Vergleichsgröße mit 94 g CO_2-Äq./MJ;
  - bei erneuerbaren Kraftstoffen nicht biologischen Ursprungs und recycelten Kohlenwasserstoffen durch Multiplikation der Menge dieser Kraftstoffe mit ihren Emissionseinsparungen, die gemäß noch zu erlassender delegierter Rechtsakte ermittelt werden;
  - bei Strom aus erneuerbaren Energiequellen durch Multiplikation der Menge an Strom aus erneuerbaren Quellen; hierfür gilt der Vergleichswert für fossile Brennstoffe ECF(e) von 183 g CO_2-Äq./MJ.

Folgende Regelungen bleiben gegenüber der RED II unverändert:

- Begrenzung von Biokraftstoffen aus biogenen Ressourcen, die auch für den Nahrungs- und Futtermittelbereich geeignet sind, sowie
- Begrenzung von Biokraftstoffen aus Rohstoffen des Anhangs IX Teil B (tierische und Altspeisefette).

Der Entwurf zur Änderung der *Richtlinie über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union* (**EU-ETS**) [Proposal EU-ETS (2021)] sieht vor, dass die Emissionen aus den derzeitigen EU-ETS-Sektoren (Stromsektor, verarbeitende Industrie, Flugverkehr sowie der Ausweitung auf den Seeverkehr) bis 2030 um 61 % gegenüber dem Stand von 2005 gesenkt werden, was einer Anhebung um 18 % entspricht. Um dieses Ziel zu erreichen, wird eine stärkere jährliche Emissionsreduktion um 4,2 % (bisher 2,2 %) etabliert. Darüber hinaus wird die kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten an die Bedingung geknüpft, dass für Anlagen, die keine der in ihren Energieaudits empfohlenen kosteneffizienten Dekarbonisierungsmaßnahmen umsetzen, die kostenlosen Zertifikate um 25 % gekürzt werden.

Die Erweiterung des Emissionshandels um den Sektor Seeverkehr betrifft ausschließlich die CO_2-Emissionen von großen Schiffen, unabhängig davon, in welchem Land sie registriert sind. Die Ausweitung wird alle Emissionen von Schiffen, die auf Fahrten innerhalb der EU einen EU-Hafen anlaufen (intra-EU), 50 % der Emissionen aus Fahrten, die außerhalb der EU beginnen oder enden (extra-EU), und Emissionen von Schiffen an Liegeplätzen in EU-Häfen umfassen.

Im Rahmen des EU-ETS wird ein neues separates Emissionshandelssystem für den Straßenverkehr und für Gebäude etabliert. Dabei sind analog zur Systematik der RED die Inverkehrbringer von Kraft- und Brennstoffen beteiligt, und nicht die Endanwender bzw. die Verbraucherinnen und Verbraucher. Ab 2026 gilt hierfür eine Emissionsobergrenze. Diese wird jährlich gesenkt, um bis zum Jahr 2030 eine Emissionsreduktion von 43 % gegenüber 2005 zu erreichen.

Die Energiebesteuerung, für die die *Energiesteuerrichtlinie* (**ETD**) den gemeinsamen Rahmen der EU definiert, spielt eine zentrale Rolle für die Erreichung der Klimaschutzziele [ETD (2021)]. Die angepassten Vorschriften folgen dabei einer völlig überarbeiteten Systematik. Zunächst wird eine neue Struktur der Mindeststeuersätze definiert. Diese basieren nunmehr auf dem tatsächlichen Energiegehalt und der Umweltleistung von Brennstoffen und Strom in Euro pro Gigajoule:

- 10,75 €/GJ für konventionelle fossile Brennstoffe sowie nicht nachhaltige Biokraftstoffe,
- 7,17 €/GJ für Erdgas, Flüssiggas und nicht erneuerbare Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs (für eine Übergangszeit von zehn Jahren),
- 5,38 €/GJ für nachhaltige, aber nicht fortschrittliche Biokraftstoffe sowie
- 0,15 €/GJ für Strom (unabhängig von seiner Nutzung), fortschrittliche nachhaltige Biokraftstoffe und Biogas sowie erneuerbare Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs; für zehn Jahre gilt dieser Tarif auch für kohlenstoffarmen Wasserstoff und verwandte Kraftstoffe (z. B. Ammoniak, Bio-LNG).

Außerdem wird die Besteuerungsgrundlage erweitert, indem mehr Erzeugnisse in den Anwendungsbereich aufgenommen und einige der derzeitigen Befreiungen und Ermäßigungen gestrichen werden, woraus viel weniger Spielraum für die Mitgliedstaaten resultiert. Die vollständige Befreiung von Kerosin und Schweröl von der Energiesteuer für Fahrten innerhalb der EU entfällt.

Gemäß dem Vorschlag für eine *Verordnung zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr* (**ReFuelEU Aviation**) [Proposal 2021/0205 (2021)] müssen die Flugkraftstofflieferanten zukünftig sicherstellen, dass der gesamte Flugkraftstoff, der den Luftfahrzeugbetreibern an jedem Flughafen der Union zur Verfügung gestellt wird, einen Mindestanteil an nachhaltigem Flugkraftstoff (Sustainable Aviation Fuel – SAF) enthält, einschließlich eines Mindestanteils an synthetischem Flugkraftstoff (Tabelle 1-6). Für Deutschland würde der Mindestanteil von 5 % für 2030 gemessen am Flugtreibstoffverbrauch im Jahr 2019 (Abschnitt 2.4) einer Menge von 22 PJ entsprechen.

Tabelle 1-6 Mindestanteile SAF laut ReFuelEU bis 2050, Datenbasis: [Proposal EU-ETS (2021)]

Gültig ab	Mindestanteil SAF	Mindestanteil synthetischer Flugkraftstoffe
01.01.2025	2 %	–
01.01.2030	5 %	0,7 %
01.01.2035	20 %	5 %
01.01.2040	32 %	8 %
01.01.2045	38 %	11 %
01.01.2050	63 %	28 %

Verfehlungen dieser Quote sollen mit einem Bußgeld belegt werden, das mindestens dem doppelten Preisdelta zwischen fossilem Kerosin und SAF entspricht, und die betreffenden Lieferanten müssen dieses Defizit im darauffolgenden Berichtszeitraum zumindest ausgleichen. Biokraftstoffe auf Basis von Lebens- und Futtermitteln sind genauso wie Wasserstoff und Elektrizität keine Erfüllungsoptionen im Rahmen dieser Richtlinie.

Gemäß dem Vorschlag einer *Verordnung über die Nutzung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Kraftstoffe im Seeverkehr* (**FUELEU MARITIME**) [FuelEU Maritime (2021)] sollen die Treibhausgasemissionen durch den Treibstoffbedarf in der maritimen Schifffahrt schrittweise reduziert werden um:

- 2 % ab 2025,
- 6 % ab 2030,
- 13 % ab 2035,
- 26 % ab 2040,
- 59 % ab 2045,
- 75 % ab 2050.

Der Referenzwert hierfür wird noch festgelegt und soll sich an der durchschnittlichen Treibhausgasintensität der an Bord von Schiffen verbrauchten Energie im Jahr 2020 orientieren. Zudem sollen ab 2030 grundsätzlich alle Container- und Fahrgastschiffe während ihrer Liegezeit im Hafen über Landstrom versorgt werden.

Der Entwurf zur Aktualisierung der *Richtlinie für eine Infrastruktur für alternative Kraftstoffe* (**AFID**) sieht, im Vergleich zur bisherigen Vorschrift, viele Konkretisierungen und ein klareres Zielbild der infrastrukturellen Verbesserungen für 2030 vor, teilweise bereits für 2025 [Proposal 2021/0223 (COD) (2021)]. Die Vorschläge beinhalten unter anderem:

- Für jedes zugelassene batterieelektrische leichte Nutzfahrzeug soll eine Gesamtleistung von mindestens 1 kW über öffentlich zugängliche Ladestationen bereitgestellt werden.
- Bis 2025 sollen im gesamten Kernnetz[3] öffentlich zugängliche Ladepools für batterieelektrische Fahrzeuge mit einem maximalen Abstand von 60 km eingesetzt werden.
- Bis 2030 sollen öffentlich zugängliche Wasserstofftankstellen mit einer Mindestkapazität von 2 t/Tag und mit einer Zapfsäule von mindestens 700 bar mit einem maximalen Abstand von 150 km entlang des Kernnetzes erstellt werden (flüssiger Wasserstoff alle 450 km).

Gemäß dem Entwurf besteht für LPG- und CNG-Fahrzeuge bereits ein ausreichendes Infrastrukturnetz in der gesamten Union. Da sie allmählich durch emissionsfreie Antriebe ersetzt werden sollen, wird lediglich noch eine begrenzte gezielte Politik für den Ausbau der LNG-Infrastruktur, die auch dekarbonisierte Kraftstoffe liefern kann, als notwendig erachtet, um bis 2025 die verbliebenen Lücken in den Hauptnetzen zu schließen.

Die Umsetzung dieser Infrastrukturvorgaben liegt bei den EU-Mitgliedstaaten. Während der letzten Regulierungsrunde haben die Mitgliedstaaten entsprechend eingegriffen, sodass alle Anforderungen des AFID als unverbindliche Empfehlungen in der Gesetzgebung verankert wurden [Mock (2021)].

Der Vorschlag zur Änderung der *Lastenteilungsverordnung* (Effort Sharing Regulation (**EU-ESR**)) passt als Teil des Green Deal die bereits definierten Reduktionsziele der Mitgliedstaaten bis zum Jahr 2030 an. Für Deutschland soll das Reduktionsziel von vormals 38 % auf 50 % gegenüber 2005 steigen. [COM/2021/555 (2021)]

Der Entwurf einer delegierten *Verordnung zur Festlegung der technischen Bewertungskriterien, anhand deren bestimmt wird, unter welchen Bedingungen davon auszugehen ist, dass eine Wirtschaftstätigkeit*

[3] Das Kernnetz der transeuropäischen Verkehrsnetze (TEN-V) umfasst die Hauptquerungsrouten durch die Länder und soll bis 2030 fertiggestellt sein. In Deutschland sind die wesentlichen querenden Autobahnen und wenige Bundesstraßen betroffen. (BMVI (2021b))

einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz oder zur Anpassung an den Klimawandel leistet, […] entwirft ein einheitliches EU-Klassifizierungssystem (**TAXONOMIE**). Mittelbar für erneuerbare Energieträger im Verkehrssektor relevant ist diese Verordnung durch den Vorschlag von Bewertungskriterien, ob eine Wirtschaftstätigkeit als nachhaltig angesehen wird. Betroffen von diesen Festlegungen sind Finanzmarktteilnehmer, große Firmen sowie die EU und die Mitgliedstaaten bei der Ausgestaltung von Standards. Betroffen sind somit alle gesetzlichen und regulatorischen Entwürfe (hinsichtlich Forschung, Förderung, Besteuerung usw.), welche sich zukünftig auf die Taxonomie beziehen werden.

Exkurs 1: Umsetzungszeitraum europäischer Verordnungen am Beispiel der RED II

Die zeitlichen Erfordernisse des Prozesses von der Zieldefinition über die Konsensfindung auf europäischer Ebene bis hin zur Implementierung, das heißt Gesetzgebung und -umsetzung auf nationaler Ebene, sind nicht zuletzt mit Blick auf die Dringlichkeit des Handelns beim Thema Klimaschutz und Treibhausgasreduktion von zentraler Bedeutung. In Tabelle 1-7 wird am Beispiel deutlich, dass vom ersten Entwurf der Europäischen Kommission zur RED II bis zu deren Implementierung und Inkrafttreten auf nationaler Ebene in Deutschland, bezogen auf den Verkehrssektor (§ 37a–g BImSchG und zugehörige Verordnungen), etwa fünf Jahre vergangen sind. Da sich die demokratischen Gesetzgebungsprozesse der Europäischen Union und Deutschlands nur begrenzt beschleunigen lassen, muss auch für zukünftige Anpassungen von vergleichbaren Fristen ausgegangen werden. Umso wichtiger ist es, langfristige Ziele zu definieren, entsprechende Rahmen zu setzen und frühzeitig auf Anpassungsbedarfe zu reagieren. Mit Blick auf den 1. Entwurf der überarbeiteten RED II [COM(2021) 557 (2021)], veröffentlicht am 14.07.2021, ist daher mit einer verbindlichen nationalen Implementierung nicht vor 2025 zu rechnen.

Tabelle 1-7 Zeitlicher Ablauf der Entstehung europäischer Richtlinien und deren Umsetzung in nationales Recht am Beispiel der RED II

Zeitlicher Ablauf	Umsetzungsschritt	Ebene/Beteiligte
30.11.2016	Veröffentlichung 1. Entwurf RED II	Europäische Kommission
	Trilog-Verfahren zur Konsensfindung und Erarbeitung Beschlussversion	Kommission/Rat/Parlament
04.12.2018	Beschluss	Europäischer Rat
24.12.2018	Inkrafttreten Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II	Europäisches Recht
22.09.2020	1. Referentenentwurf deutsche Umsetzung	Deutsche Bundesregierung
	Beteiligung Öffentlichkeit und Ressortabstimmung	
02.02.2021	Kabinettsbeschluss	Deutsche Bundesregierung
20.05.2021	Beschluss des Bundestags	Deutscher Bundestag
30.06.2021	Späteste Umsetzung in nationales Recht (von vielen Ländern, auch Deutschland, nicht eingehalten)	Länderparlamente
01.10.2021	Inkrafttreten nationaler Umsetzungen (mit etlichen Verzögerungen)	

1.6.2 Deutschland

Die deutsche Bundesregierung definiert im Rahmen verschiedener Strategien, Programme und Aktionspläne die Zielrichtungen für eine nachhaltige Entwicklung von Mobilität und Verkehr, vor allem zur Reduktion der verkehrsbedingten Emissionen. Diese weisen zwar noch keinen direkten rechtsverbindlichen Charakter auf, unterstützen jedoch den politischen und gesellschaftlichen Diskurs und bereiten den Weg für konkrete rechtsverbindliche Rahmenbedingungen.

Der im November 2016 beschlossene **KLIMASCHUTZPLAN 2050** beinhaltet klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung mit Blick auf das langfristige Ziel einer weitestgehend CO_2-freien Wirtschaft bis 2050. Neben mittelfristigen Zwischenzielen (Meilensteinen) schließt das für den Verkehrssektor auch konkrete Handlungsfelder und Maßnahmen ein:

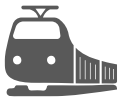
Straßenverkehr

- THG-Minderung durch die Kombination aus Effizienzsteigerung der Fahrzeuge und verstärktem Einsatz THG-neutraler Energie

- Pkw-Verkehr: Reduktion der direkten THG-Emissionen ohne Nutzungseinschränkungen gegenüber bisherigem Fahrzeugbestand durch Plug-in-Hybridantriebe, reine Elektrofahrzeuge mit höherer Reichweite sowie Brennstoffzellenantriebe; ambitionierte Fortentwicklung der CO_2-Zielwerte für die Pkw-Neuwagenflotte in entsprechender EU-Verordnung 2017
- Leichte Nutzfahrzeuge: Leichtbautechnologien zur Steigerung der Nutzlast und zur Ausweitung der Reichweite im Bereich der E-Mobilität

- Schwere Nutzfahrzeuge: weitere Effizienzsteigerung der Verbrennungsmotoren und Getriebe, Hybridisierung, Verbesserung der Aerodynamik, Einsatz rollwiderstandoptimierter Reifen, Anpassungen der Fahrzeuglänge sowie Verwendung von Wasserstoff und Flüssigerdgas (LNG) beziehungsweise EE-Methan in optimierten Gasmotoren, elektrische Antriebe
- Digitalisierung: dient u. a. effizienterer Nutzung der Verkehrsinfrastruktur

Schienenverkehr



- Zielgerichtete Investitionen in das Schienennetz (einschließlich Elektrifizierung von Schienenwegen) sowie die Setzung zielgerichteter Rahmenbedingungen zur Verlagerung von der Straße auf die Schiene
- Effektive Verbesserung der intermodalen Wettbewerbsbedingungen für den klimafreundlichen Schienenverkehr

Radverkehr

- Attraktive Radverkehrsinfrastruktur im Stadt-Umland-Bereich
- Bessere Verknüpfung an den Schnittstellen zum Öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV)
- Größere Verbreitung von Lastenfahrrädern
- Verkehrsverringerung durch regionale Produktions- und Konsumstrukturen

Fußverkehr

- Attraktive Straßenräume
- Berücksichtigung klimafreundlicher Verkehrsoptionen im Planungsprozess

Luft- und Seeverkehr

- Emissionsminderungen durch alternative Antriebstechnologien und -konstruktionen sowie technische Anpassungen
- Prüfung der Möglichkeiten zur Beimischung biogener und EE-strombasierter Kraftstoffe

Allgemein

- Förderung des Einsatzes und der Nutzung von treibhausgasarmen oder treibhausgasneutralen Verkehrsmitteln (nicht motorisierter Verkehr oder motorisierter Verkehr auf Basis erneuerbarer Energien)
- Prüfung der schrittweisen und aufkommensneutralen Umgestaltung der den Verkehr betreffenden Abgaben und Umlagen, um spürbaren finanziellen Vorteil aus möglichst THG-armem Verkehrsverhalten zu generieren

  [BMUB (2016)]

Im Zuge der geplanten Aktualisierung des Klimaschutzplans im Jahr 2022 [BMU (2021)] werden die Meilensteine und Maßnahmen an das höhere Ambitionsniveau des zwischenzeitlich verabschiedeten und geänderten Klimaschutzgesetzes angepasst werden müssen.

Dem Wasserstoff wird eine zentrale Rolle bei der Weiterentwicklung und Vollendung der Energiewende zugeschrieben. Daher hat die Bundesregierung eine **NATIONALE WASSERSTOFFSTRATEGIE** verfasst [BMWi (2020)]. Vor allem grüner Wasserstoff (aus erneuerbarem Strom über Elektrolyse, Abschnitt 3.8.2) spielt hier eine zentrale Rolle:

- Förderung der wasserstoffbasierten Mobilität
- Nutzung von Wasserstoff als Basis für synthetische Kraft- und Brennstoffe
- Wasserstoff als wesentliches Element der Sektorkopplung
- Neue Dekarbonisierungspfade über Strom aus erneuerbaren Energien und grünem Wasserstoff sowie seinen Folgeprodukten (Power-to-X)
- Dekarbonisierungsoption für wesentliche Industriepfade (Ammoniak, Stahl, Zement).

Aufbauend auf dem **REGIERUNGSPROGRAMM ELEKTROMOBILITÄT** existieren zahlreiche Strategien, Gesetze und Verordnungen auf unterschiedlichen Ebenen [BMVI (2021a)]. Diese verfolgen vornehmlich das Ziel, die Anzahl der elektrisch betriebenen Pkw sowie die Anzahl v. a. öffentlicher, aber auch privater Ladepunkte zu erhöhen. Eine Auswahl der für 2030 definierten Ziele:

- Sieben bis zehn Mio. Elektrofahrzeuge
- Eine Million öffentlich zugängliche Ladepunkte
- Errichtung von 100.000 Ladepunkten auf den Betriebsgeländen der Automobilindustrie und des angeschlossenen Handels

- Realisierung von etwa einem Drittel der Fahrleistung im schweren Straßengüterverkehr elektrisch oder auf Basis strombasierter Kraftstoffe
- Entsprechend ausreichend Tank- und Ladeinfrastruktur.

Die beiden Optionen Elektromobilität und Wasserstoff werden begleitet von umfangreichen Fördermaßnahmen wie beispielsweise den Kaufprämien Umweltbonus und Innovationsprämie [BAFA (2021b)] sowie den Investitionszuschüssen für öffentliche und private Ladeinfrastruktur [BMVI (2020)].

Der nationale *Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe* aus dem Jahre 2016 ist ein Teil der Umsetzung der Richtlinie 2014/94/EU (**AFID**) [BMVI (2016)]. Der Aufbau dieser Infrastruktur ist in Deutschland nicht direkt gesetzlich verankert, sondern wird entsprechend dem Strategierahmen [BMVI (2016)] durch verschiedene Maßnahmen direkt und indirekt gefördert (Abschnitt 1.5.3).

2 Verkehr und seine Infrastruktur

JÖRG SCHRÖDER UND KARIN NAUMANN

2.1 Fahrzeugbestand

Weiterführende Informationen:

Fahrzeuge lassen sich nach verschiedenen Kriterien, wie beispielsweise Verkehrsträger, Anwendungsbereich oder Gewichtsklasse, unterteilen. Abbildung 2-1 zeigt die in diesem Report verwendete Unterteilung auf. Eine Besonderheit stellen die Land-, Forst- und Baumaschinen dar, die (außer Fahrzeuge mit Straßenzulassung, wie Zugmaschinen) nicht dem Verkehr zugeordnet werden, jedoch die klassischen Energieträger des Verkehrs verwenden. Die Unterteilung orientiert sich an den EG-Fahrzeugklassen im Straßenverkehr [Verordnung (EU) 168/2013 (2013); Verordnung (EU) 167/2013 (2013); Verordnung (EU) 2018/858 (2018)] sowie an den Kriterien des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI, seit Dezember 2021 BMDV) für Schiene, Luft und Wasser [KBA (2021h)].

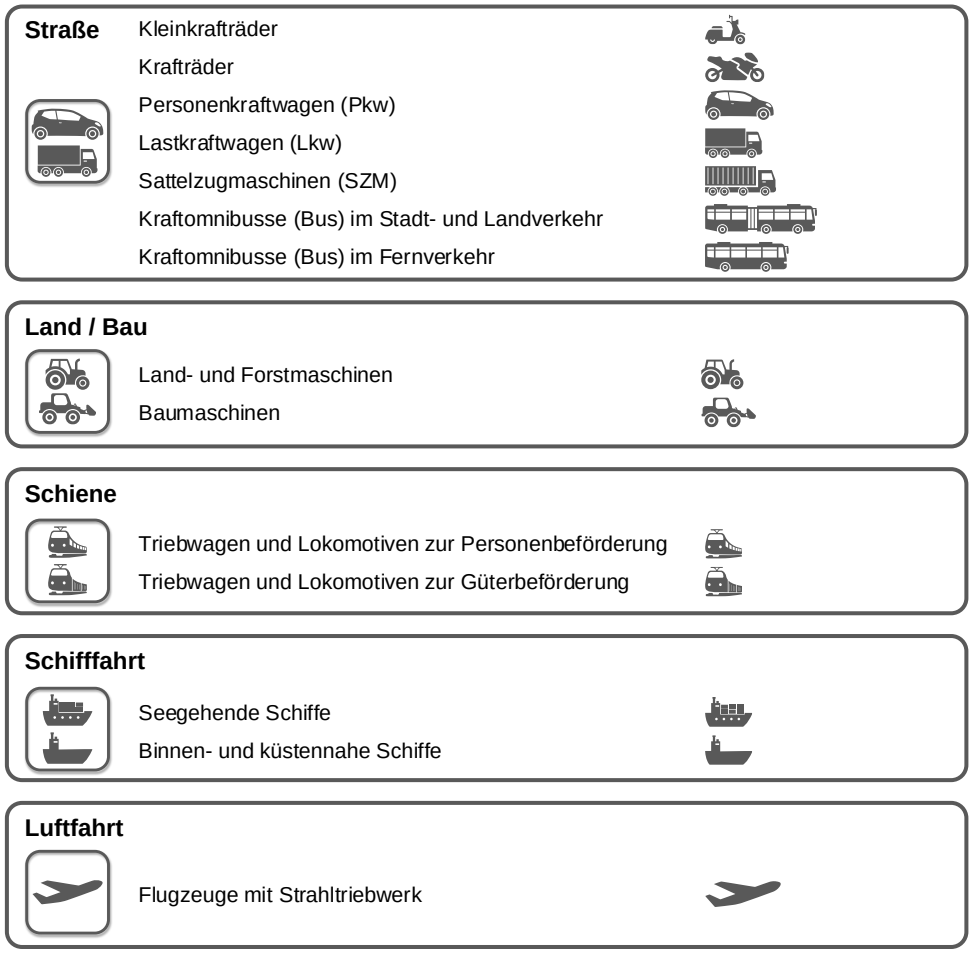


Abbildung 2-1 Unterteilung der Fahrzeugtypen nach Anwendung, Datenbasis: [Verordnung (EU) 168/2013 (2013); Verordnung (EU) 167/2013 (2013); Verordnung (EU) 2018/858 (2018); KBA (2021h)]

Weltweit stehen für die Mobilität von Personen und Gütern ca. 2 Mrd. Fahrzeuge zur Verfügung [Davis (2020); Motorcyclesdata (2021); OICA (2021); UBA (2020)]. Die wesentlichen Segmente sind hierbei Personenkraftwagen, straßengebundene Nutzfahrzeuge und Krafträder. In Deutschland liegt der Bestand bei ca. 59 Mio. Fahrzeugen (Abbildung 2-2) [KBA (2021i)]. Insbesondere weltweit wird der Fahrzeugbestand in den kommenden Jahrzehnten aufgrund einer zunehmenden Bevölkerungszahl sowie deren Mobilisierung stark steigen. Als Indikator kann die Fahrzeugdichte von Fahrzeugen pro 1.000 Einwohnerinnen und Einwohnern in den einzelnen Ländern herangezogen werden. Während in den meisten Ländern der Europäischen Union, in Nordamerika, Japan und Australien diese Fahrzeugdichte über 500 liegt, ist sie beispielsweise in den bevölkerungsreichsten Regionen Chinas und Indiens bei 83 bzw. 18. Ähnlich sieht die Situation in Afrika aus. In Deutschland ist die Fahrzeugdichte für Personenkraftwagen von 509 im Jahr 2010 auf 580 Ende 2020 gestiegen. [Destatis (2021a); KBA (2021i); Our World in Data (2021)]

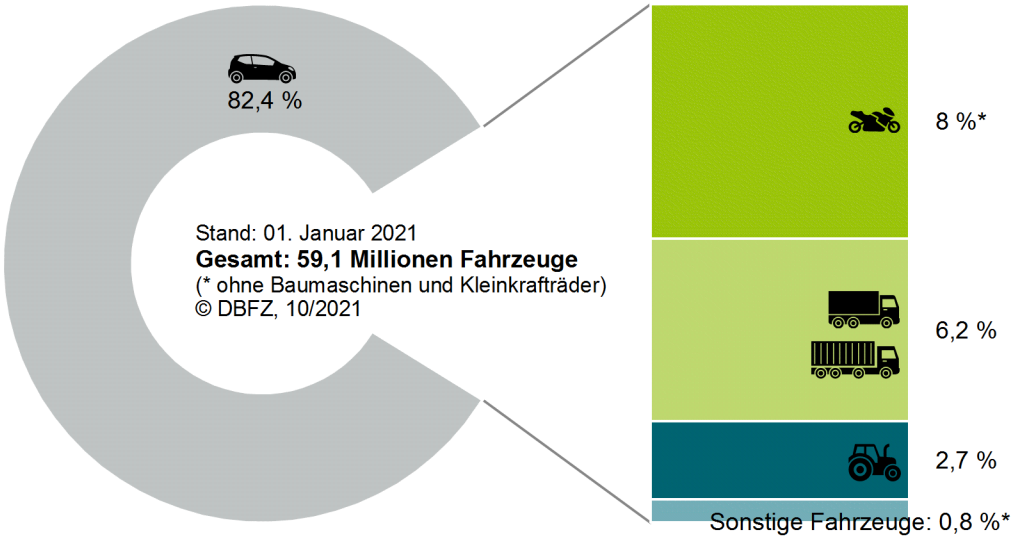


Abbildung 2-2 Fahrzeugbestand in Deutschland, sonstige Fahrzeuge: Busse, Flugzeuge, Binnenschiffe, seegehende Schiffe, Triebwagen und Lokomotiven, Datenbasis [KBA (2021h), (2021k)]

Die Entwicklung in den vergangenen zehn Jahren zeigt, dass die Anzahl der Pkw, Lkw und Sattelzugmaschinen in Deutschland deutlich zugenommen hat (Abbildung 2-3). Gleichzeitig sind eine Stagnation und sogar ein Rückgang bei Bussen, Schienenfahrzeugen, Binnenschiffen und Flugzeugen zu erkennen. Beide Aspekte können ein Indiz für einen Widerspruch gegenüber den seitens der Bundesregierung gestellten Zielen sein, dass man mithilfe einer Verkehrsverlagerung von der Straße zur Schiene sowohl im Individual- als auch im Güterverkehr energieintensive Verkehrswege vermeiden, Straßen entlasten und letztlich Treibhausgasemissionen reduzieren wolle.

Der Fahrzeugbestand weist dabei eine deutlich unterschiedliche Altersstruktur auf (Abbildung 2-4). Während vor allem straßengebundene Nutzfahrzeuge (Lastkraftwagen und Sattelzugmaschinen), Busse und Personenkraftwagen schnell ihren Bestand austauschen (durchschnittliches Alter: unter zehn Jahre), liegen die übrigen Fahrzeugsegmente bei über zehn bzw. teilweise bei über 20 Jahren. Die Altersstruktur des Fahrzeugbestands ist insofern wichtig, als die Einführung erneuerbarer Energien zumeist mit einem Tausch bzw. einer Neubeschaffung der Fahrzeuge verbunden ist, wenn Fahrzeuge nicht umgerüstet werden können oder erneuerbare Energieträger nicht komplementär zu fossilen Energieträgern sind.

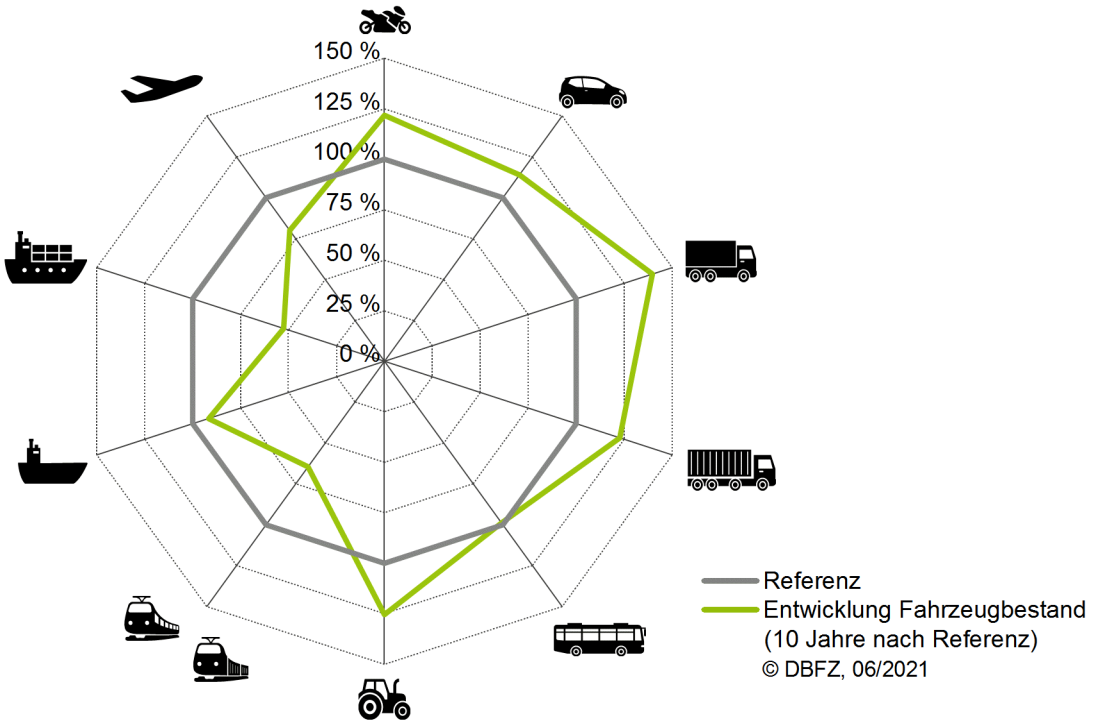


Abbildung 2-3 Entwicklung des Fahrzeugbestands in Deutschland innerhalb von zehn Jahren, Referenzjahr 2010, Referenzjahr Schiene: 2005, Hinweise: Darstellung ohne Kleinkrafträder und Baumaschinen, Datenbasis: [KBA (2011), (2021b), (2021h), (2021i)]

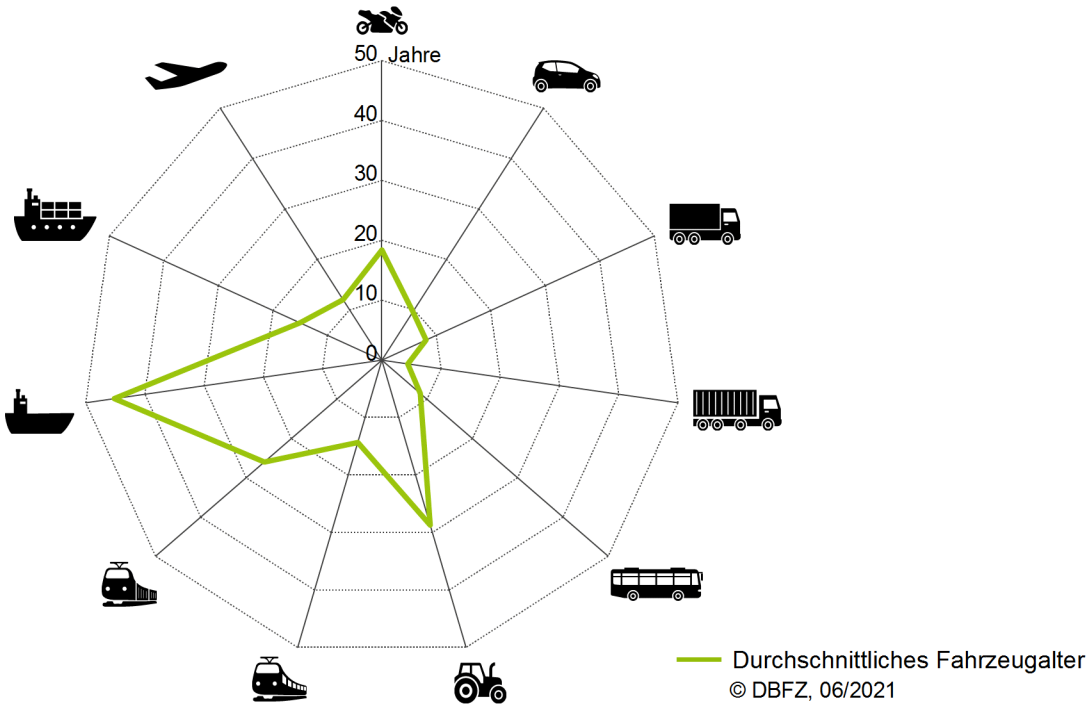


Abbildung 2-4 Durchschnittliches Fahrzeugalter in Deutschland, aufgeteilt nach Fahrzeugtypen, Hinweise: Darstellung ohne Kleinkrafträder und Baumaschinen, Flugzeug bezieht sich auf Fahrzeugbestand der Lufthansa AG, Regional- und Güterbahn bezieht sich auf Fahrzeugbestand der Deutsche Bahn AG, Datenbasis: [Deutsche Bahn AG (2016); Deutscher Bundestag (2019), (2020); KBA (2010), (2020b); Schönebein (2021); Stoffels (2020)]

Im Folgenden wird auf den Status quo und den aktuellen Trend für den deutschen, europäischen und weltweiten Fahrzeugbestand und die charakteristischen Eigenschaften der verschiedenen Fahrzeugtypen im Detail eingegangen.

KRAFTRÄDER umfassen alle zwei- und dreirädrigen Fahrzeuge. Statistisch erfasst werden alle zulassungspflichtigen Fahrzeuge mit einer maximal zulässigen Geschwindigkeit von größer 45 km/h. Beim Kraftfahrt-Bundesamt waren zum Stichtag 01.01.2021 4,7 Mio. Krafträder gemeldet, mit ca. 200.000 Neuanmeldungen im Jahr 2020. Dies bedeutet einen Zuwachs des Bestands um 24 % in den vergangenen zehn Jahren. Krafträder waren im Jahr durchschnittlich 18,7 Jahre alt. [KBA (2021i)]

Zu den Krafträdern gehören auch **KLEINKRAFTRÄDER (MOPEDS, MOFAS UND MOKICKS)** mit einer maximal zulässigen Geschwindigkeit von kleiner 45 km/h. Diese werden jedoch aufgrund der fehlenden Fahrzeugzulassung in Deutschland statistisch nicht erfasst. Der Bestand liegt schätzungsweise bei ca. 2 Mio. Kleinkrafträdern in Deutschland. [KBA (2021k)]

In der EU (EU-27) sind über 22 Mio. und weltweit bereits über 300 Mio. Krafträder gemeldet. Inklusive Kleinkrafträdern werden über 50 Mio. Fahrzeuge pro Jahr zugelassen. Vor allem im asiatischen Raum haben sich Krafträder als primäres motorisiertes Verkehrsmittel etabliert. Wie in Deutschland handelt es sich dabei um einen stark wachsenden Markt. [Eurostat (2021e); Motorcyclesdata (2021); Rogers (2008)]

Während Krafträder in der Regel einen Verbrennungsmotor (Benzin) als Antrieb nutzen, gewinnen Elektro-Kleinkrafträder in vielen Ländern an Bedeutung [Grand View Research (2021)].

PERSONENKRAFTWAGEN (PKW) sind Kraftfahrzeuge der Personenbeförderung mit mindestens vier Rädern und mit höchstens acht Sitzplätzen (außer dem Fahrersitz). Beim Kraftfahrt-Bundesamt waren zum Stichtag 01.01.2021 48,2 Mio. Pkw gemeldet. Dies bedeutet einen Anstieg um 14 % in den vergangenen zehn Jahren bei Zulassungszahlen zwischen 2,9 Mio. Pkw (2020) und 3,6 Mio. Pkw (2019) pro Jahr. Das durchschnittliche Fahrzeugalter ist im gleichen Zeitraum von 8,3 auf 9,8 Jahre gestiegen. [KBA (2021k)]

In der EU (EU-27) sind über 241 Mio. (Stand 2019) und weltweit über 1,2 Mrd. Pkw gemeldet, bei weltweit über 63 Mio. verkauften Einheiten im Jahr 2019. [Eurostat (2021g); OICA (2021)]

Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor (engl.: Internal Combustion Engine Vehicle – ICEV) sowie Benzin- und Dieselkraftstoff als Energieträger dominieren weiterhin den Pkw-Bestand in Deutschland (Abbildung 2-5). Der Anteil an weiteren Antriebsformen ist im Pkw-Segment im Vergleich zu den anderen Segmenten überproportional hoch, befindet sich jedoch mit insgesamt 1,6 Mio. Fahrzeugen auf einem niedrigen Niveau. Hier weisen Hybridfahrzeuge ohne externe Ladungsoption der Traktionsbatterie (engl.: Hybrid Electric Vehicle – HEV) mit 724.228 Fahrzeugen und Fahrzeuge mit Flüssiggas/LPG als Energieträger mit 346.765 Fahrzeugen den größten Bestand auf. Der Trend bei den batterieelektrischen Fahrzeugen (engl.: Battery Electric Vehicle – BEV) und Plug-in-Hybridfahrzeugen (engl.: Plug-in Hybrid Electric Vehicle – PHEV) mit 309.083 bzw. 279.861 Fahrzeugen im Bestand zeigt insbesondere in den vergangenen zwei Jahren nach oben. Es ist zu erwarten, dass die Elektrifizierung im Pkw-Bestand in den kommenden Jahren deutlich an Fahrt aufnehmen wird. Hier zeigen die verschiedenen Fördermaßnahmen, wie etwa Kaufprämien, ihren Einfluss (Abbildung 2-6). Währenddessen sind die Neuzulassungen von Pkw mit Flüssiggas/LPG und Erdgas/Methan als Energieträger mit unter 1.000 Fahrzeugen sowie von Brennstoffzellenfahrzeugen (engl.: Fuel Cell Electric Vehicle - FCEV) mit unter 100 Fahrzeugen pro Monat marginal. [KBA (2021m)]

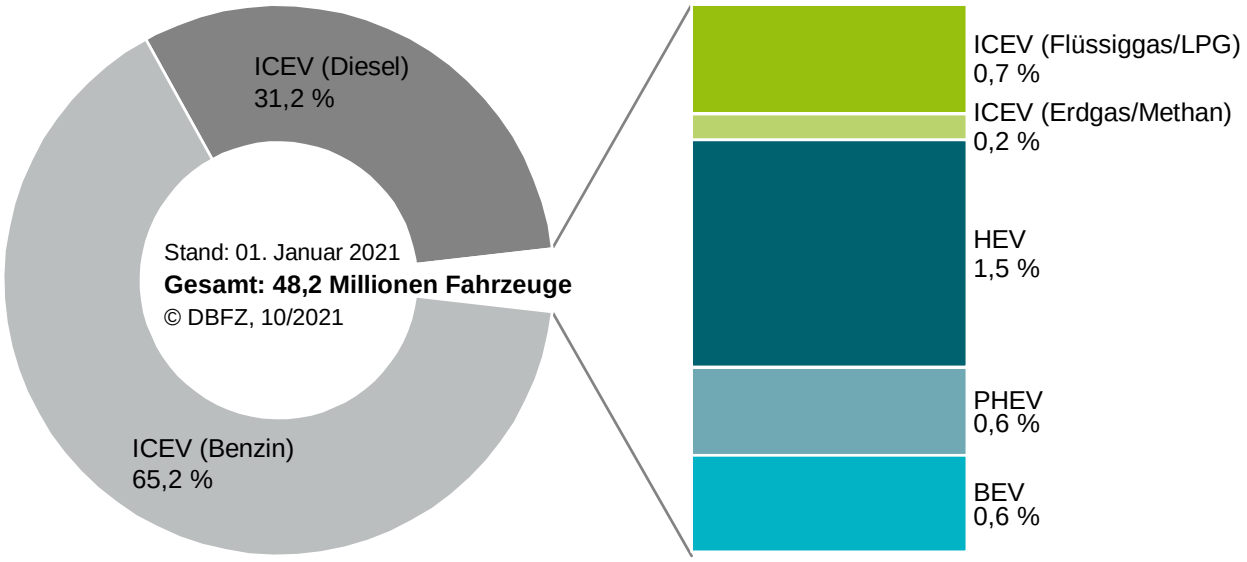


Abbildung 2-5 Pkw-Bestand in Deutschland, aufgeteilt nach Antriebsart und Kraftstoff, Datenbasis: [KBA (2020c), (2021l)]

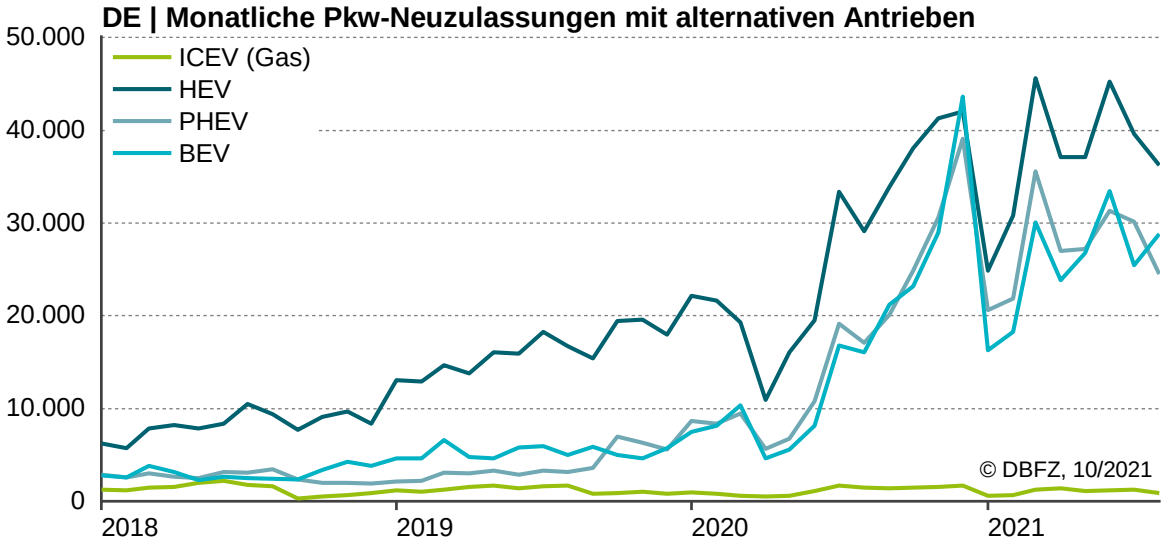


Abbildung 2-6 Pkw-Neuzulassungen in Deutschland aufgeteilt nach alternativen Antrieben, Datenbasis: [KBA (2019), (2021f), (2021g)]

Zu den **NUTZFAHRZEUGEN ZUR LASTENBEFÖRDERUNG** zählen Lastkraftwagen (Lkw) und Sattelzugmaschinen (SZM). Beides sind Nutzfahrzeuge, die nach ihrer Bauart und Einrichtung zum Transport von Gütern im Straßenverkehr bestimmt sind. Lastkraftwagen schließen damit auch Fahrzeuge mit einer zulässigen Gesamtmasse unterhalb von 3,5 t, sogenannte leichte Nutzfahrzeuge (LNF), ein. Beim Kraftfahrt-Bundesamt waren zum Stichtag 01.01.2021 3,4 Mio. Lkw und weitere 218.469 SZM gemeldet (Abbildung 2-7). Dies bedeutet einen Anstieg um 39 % in den vergangenen zehn Jahren. Die Neuzulassungszahlen lagen bei 343.708 Lkw und 38.620 SZM im Jahr 2019. Das entspricht ca. 10,5 % des Fahrzeugbestands. Das durchschnittliche Fahrzeugalter liegt aktuell bei 8,2 Jahren für Lkw und 4,6 Jahren bei SZM. [KBA (2020a), (2021c), (2021i), (2021k)]

In der EU (EU-27) sind über 36 Mio. (Stand 2019) und weltweit knapp 400 Mio. Lkw und SZM gemeldet, bei weltweit ca. 27 Mio. verkauften Einheiten im Jahr 2019 [Davis (2020); Eurostat (2021g)].

Bei den mittelschweren und schweren Nutzfahrzeugen dominiert der dieselbetriebene Verbrennungsmotor als Antriebsform. Dieser hat einen Anteil von nahezu 100 %. In den vergangenen zwei Jahren hat sich zusätzlich ein kleiner Bestand an mit Erdgas bzw. Biomethan betriebenen Fahrzeugen in Deutschland entwickelt (Stichtag 01.01.2021 – LNG: 493 und CNG: 1.694). Hingegen ist bei den LNF eine größere Verteilung zwischen den verschiedenen Antriebsformen zu erkennen (Anteil Diesel: 89 %, Benzin: 7 %, BEV: 2 %, Rest: 2 %). [KBA (2021l), (2021m)]

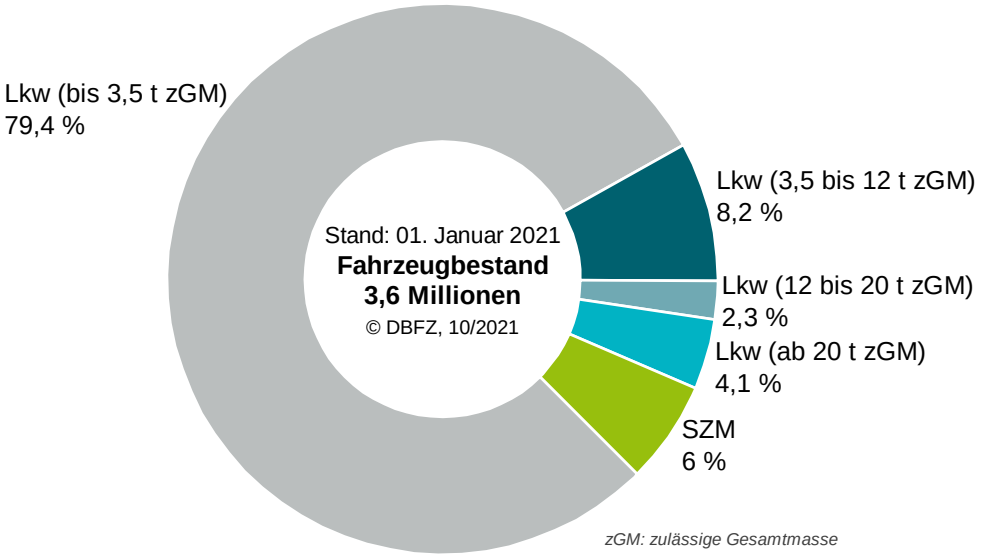


Abbildung 2-7 Fahrzeugbestand an Lastkraftwagen und Sattelzugmaschinen in Deutschland, aufgeteilt nach zulässiger Gesamtmasse, Datenbasis: [KBA (2021a)]

BUSSE (KRAFTOMNIBUSSE) sind in Abgrenzung zum Pkw als Fahrzeuge zur Beförderung von neun oder mehr Personen ausgelegt. Beim Kraftfahrt-Bundesamt waren zum Stichtag 01.01.2021 75.548 Busse gemeldet. Damit ist die Zahl an gemeldeten Fahrzeugen in den vergangenen zehn Jahren nahezu unverändert (Rückgang um 1 %). Die Neuzulassungszahlen lagen 2020 bei 6.460 Fahrzeugen (8,6 % des Bestands). Das durchschnittliche Fahrzeugalter liegt aktuell bei 8,5 Jahren. [KBA (2021k), (2021l)]

In der EU (EU-27) sind ca. 800.000 Busse (Stand 2019) gemeldet, bei ca. 44.000 neu zugelassenen Einheiten im Jahr 2019 [Eurostat (2021f), (2021g)].

Ähnlich wie bei den Nutzfahrzeugen dominiert auch hier der Dieselantrieb (Anteil von 95 %) gegenüber alternativen Antrieben (CNG: 1 %, BEV: 1 %, HEV: 3 %) [KBA (2021l)].

LUFTFAHRZEUGE umfassen Verkehrsflugzeuge und -hubschrauber, die von Fluggesellschaften oder Privatbetreibern im öffentlichen Verkehr betrieben werden und deren Haupteinsatzzweck kommerziell ausgerichtet ist. 2018 lag der Fahrzeugbestand von Flugzeugen bei 1.134 und von Hubschraubern bei 636 in Deutschland. In der EU lag die Zahl der gemeldeten Flugzeuge bei ca. 6.000 im Jahr 2018 und weltweit bei ca. 33.000. Basierend auf dem Bestand der Lufthansa AG liegt das durchschnittliche Alter bei zwölf Jahren, kann aber in Abhängigkeit von den verwendeten Flugzeugtypen sehr stark schwanken. [Eurostat (2021k); KBA (2021h); Stoffels (2020)]

Im Normalfall werden Verkehrsflugzeuge mit Strahltriebwerken und Kerosin betrieben. Bei Kurzstreckenflugzeugen sowie Frachtflugzeugen sind zusätzlich noch zumeist ältere Propellermaschinen gemeldet.

BINNENSCHIFFE umfassen Frachtschiffe, Schlepper, Schubboote, Schub-Schleppboote, Schuten, Leichter und Fahrgastschiffe, die in Binnengewässern wie Flüssen und Seen eingesetzt werden. In Deutschland werden ca. 4.000 Fahrzeuge in dieser Kategorie betrieben (Stand 2019). Als Antriebsform werden Verbrennungsmotoren mit Dieselkraftstoff genutzt. Die Fahrzeuge weisen ein mittleres Alter von 45 Jahren auf. Damit ist ein kurzfristiger Austausch der Flotte in diesem Segment sehr schwierig. Ein Tausch oder eine Erneuerung der Antriebseinheit während des Nutzungszeitraums ist üblich. [Deutscher Bundestag (2019); Eurostat (2021d); KBA (2021h)]

HOCHSEESCHIFFE umfassen alle Handelsschiffe zur Beförderung von Gütern (Trockenfrachter und Tanker) und Personen auf hoher See. Hier fuhren unter deutscher Flagge nur 292 Schiffe (2019). Weltweit wurden 2017 in den 20 Nationen mit den meisten registrierten Hochseeschiffen ca. 58.000 Schiffe genutzt. Hochseeschiffe werden heute standardmäßig mit Marine-Gasöl (MGO) und Schweröl (HFO) in Verbrennungsmotoren betrieben. Zusätzlich entwickelt sich aktuell ein kleiner Bestand an alternativen Antrieben – vor allem LNG-, aber auch batterieelektrischer Betrieb. Hochseeschiffe weisen insgesamt ein durchschnittliches Alter von 15 bis 20 Jahren auf, das stark vom Schiffstyp abhängt. [KBA (2021h); Schönebein (2021); The Maritime Executive (2017)]

SCHIENENFAHRZEUGE umfassen den Fahrzeugbestand an Lokomotiven und Triebwagen mit Elektro- bzw. Dieselelektroantrieb für den Fern- und Regionalverkehr sowie den Güterverkehr. Ende 2015 waren 4.174 Lokomotiven und 5.743 Triebwagen in Deutschland im Einsatz. Dabei sind die Triebwagen für den Personenfernverkehr vollständig elektrifiziert, im Regional- wie auch im Güterverkehr ist dies ca. die Hälfte des Bestandes. Der restliche Anteil wird mit Diesel als Energieträger betrieben. Das Durchschnittsalter lag 2019 im Regionalverkehr bei 14 Jahren und im Güterverkehr bei 26 Jahren. [Deutsche Bahn AG (2016); Deutscher Bundestag (2020); KBA (2021h)]

Der weltweite Bestand wird auf 250.000 Lokomotiven und Triebwagen geschätzt [International Union of Railways (2021)].

LAND- UND FORSTWIRTSCHAFTLICHE ZUGMASCHINEN sind Nutzfahrzeuge, die ausschließlich oder überwiegend zum Mitführen von Anhängefahrzeugen im land- oder forstwirtschaftlichen Bereich dienen, wie zum Beispiel Traktoren. Hier waren zum Stichtag 01.01.2021 beim Kraftfahrt-Bundesamt 1,6 Mio. Fahrzeuge registriert (Abbildung 2-8). Das entspricht einem Anstieg um 25 % in den vergangenen zehn Jahren. 2020 wurden 50.766 neue Fahrzeuge angemeldet. Land- und Forstmaschinen haben ein durchschnittliches Alter von 29 Jahren. Die Zahlen lassen vermuten, dass nicht alle Fahrzeuge, die dieser Fahrzeugklasse zugeordnet werden, im professionellen Einsatz sind. Das Fahrzeugalter muss im Kontext der Leistungsklassen betrachtet werden: Insbesondere die leistungsstarken Maschinen, die in den großen landwirtschaftlichen Betrieben Anwendung finden, werden aufgrund ihrer hohen Belastung deutlich schneller im Bestand erneuert. Im Gegensatz dazu werden Schlepper, welche sich im privaten Besitz befinden und zumeist einem kleineren Leistungsbereich zuzuordnen sind, deutlich länger, bis hin zur Oldtimer-Anwendung, genutzt. Dominante Antriebsform ist der Dieselmotor. Neben diesem gibt es einen kleinen Bestand an batterieelektrischen und mit Pflanzenöl betriebenen Fahrzeugen. Perspektivisch wird die Antriebswahl stark von der Leistung und der täglichen Einsatzdauer abhängig sein. [KBA (2021i), (2021j)]

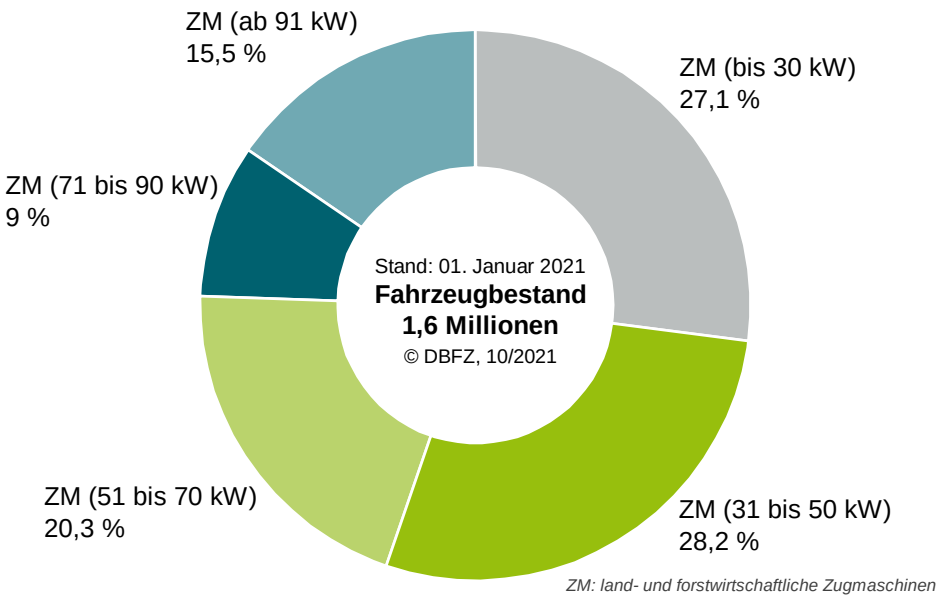


Abbildung 2-8 Fahrzeugbestand von land- und forstwirtschaftlichen Zugmaschinen in Deutschland, aufgeteilt nach ihrer Leistungsklasse, Datenbasis: [KBA (2021c)]

Hochrechnungen für Fahrzeugbestände werden in der EU-28 im Sektor NRMM anhand der Zulassungsstatistiken veröffentlicht. Im Jahr 2019 war ein Bestand an Traktoren in Höhe von ca. 3,5 Mio. gemeldet. Hinzu kamen rund 825.000 Erntemaschinen sowie 274.000 Kleingeräte. [Mellios (2019)]

BAUMASCHINEN UND BAUGERÄTE sind alle stationären, semimobilen oder mobilen Maschinen, die mit einem Verbrennungsmotor oder Elektromotor betrieben werden, im Non-Road-Bereich Anwendung finden und zum Be- und Verarbeiten von Baustoffen oder für andere Einsatzwecke verwendet werden. Sie lassen sich nicht nur dem Bauwesen zuordnen, sondern werden beispielsweise zusätzlich eingesetzt in der Landwirtschaft oder im Untertage- und Tagebau (z. B. Bagger, Radlader, Förderbänder, Rasenmäher, Stromgeneratoren usw.). Je nach Anwendungsprofil werden Baumaschinen (batterie-)elektrisch, benzin- oder dieselbetrieben genutzt, wobei insbesondere bei leistungsstarken Maschinen Dieselmotoren zum Einsatz kommen.

In Deutschland wird der Bestand an nicht elektrisch betriebenen Baumaschinen mit einer Leistung größer 19 kW auf 250.000 geschätzt. Im Leistungsbereich unter 19 kW ist mit einer deutlich größeren Zahl zu rechnen, da hierzu motorisierte Handgeräte wie Verdichtungsmaschinen oder Rasenmäher zählen. [Bauer (2015)]

Für die EU-28 war ein Bestand an Baumaschinen unter 75 kW Leistung in Höhe von rund 2,4 Mio. Fahrzeugen, an schweren Baumaschinen mit höherer Leistung von ca. 430.000 sowie an Kleingeräten von 720.000 Stück erfasst [Mellios (2019)].

2.2 Tankinfrastruktur

Mit Ausnahme von Flugkraftstoffen dürfen in Deutschland nur Kraftstoffe entsprechend der 10. BImSchV vertrieben werden (Abschnitt 1.3). Dies gilt sowohl für die Abgabe an öffentlich zugängliche Tankstellen als auch für Eigenverbrauchsanlagen innerhalb geschlossener Fahrzeugflotten im straßengebundenen Verkehr. Neben der regulatorischen Situation ist die Förderung einer alternativen Kraftstoffinfrastruktur sowie alternativer Antriebe (z. B. durch Kaufprämien) maßgeblich für deren Etablierung verantwortlich.

Diese Anreize führen aktuell zu einem starken Ausbau der Infrastruktur für Elektromobilität, LNG und Wasserstoff.

An 14.459 öffentlich zugänglichen Tankstellen (Stand 2020) wurde Dieselkraftstoff nach DIN EN 590 (B7 und Premiumkraftstoffe) und Benzinkraftstoff nach DIN EN 228 (Super/E5, E10 und Premiumkraftstoffe) angeboten [BFT (2021)]. Die Zahl der Tankstellen mit Kraftstoffalternativen im Portfolio ist deutlich geringer (Abbildung 2-9). So wurden Ende 2020 CNG und LNG nach DIN EN 16723-2 an 837 bzw. 39 Tankstellen, LPG nach DIN EN 589 an 6.767 Tankstellen und Wasserstoff nach DIN EN 17124 an 83 Tankstellen angeboten. Die Anzahl der öffentlich zugänglichen Tankstellen für Diesel, Benzin, CNG und LPG im Straßenverkehr ist in den letzten Jahren tendenziell leicht rückläufig, während für LNG und Wasserstoff ein umgekehrter Trend zu beobachten ist. [EAFO (2021b)]

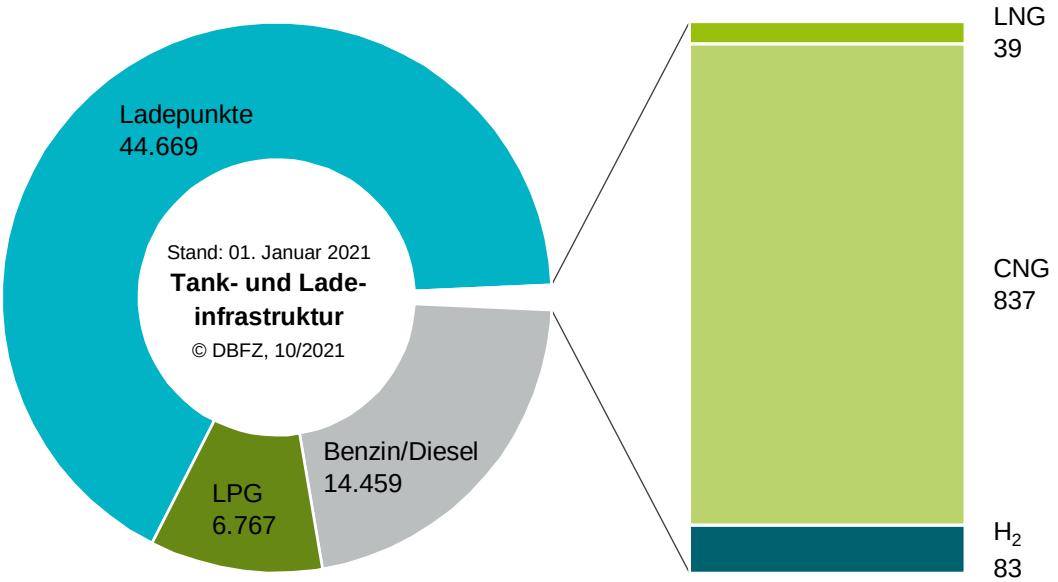


Abbildung 2-9 Öffentlich zugängliche Tankstellen und Ladepunkte im Straßenverkehr in Deutschland, (Ladepunkte entsprechen Normal- und Schnellladepunkte, Datenbasis: [BFT (2021); EAFO (2021b)]

Die Kraftstoffoptionen Biodiesel (B100) nach DIN EN 14214, E85 nach DIN EN 15293 und Pflanzenölkraftstoffe nach DIN 51605 oder DIN 51623 werden aktuell an öffentlich zugänglichen Tankstellen nicht angeboten. Die steuerpolitischen Rahmenbedingungen für die biogenen Reinkraftstoffe und der stark steigende Mineralölpreis entfachten eine Nachfrage nach diesen Kraftstoffen, die bis 2006 den Auf- und Ausbau der Strukturen für die Produktion, Verteilung und Nutzung der Kraftstoffalternativen zur Folge hatte [UFOP (2006)]. Begleitet von weiteren Fördermaßnahmen und entsprechenden ökonomischen Rahmenbedingungen wurde ein ausreichendes Maß an Planungssicherheit erreicht, sodass 2007 bis zu 1.900 B100-Tankanlagen verfügbar waren und die Nutzung von Pflanzenölen (zumeist innerhalb landwirtschaftlicher Betriebe oder im Speditionsgewerbe) am weitesten verbreitet war [UFOP (2009)].

Die Ladeinfrastruktur für elektrischen Strom hat sich weitestgehend unabhängig von der herkömmlichen Tankstelleninfrastruktur entwickelt. Hier gibt es mittlerweile ein viel größeres öffentliches Netz, vor allem an sogenannten Normalladepunkten mit bis zu 22 kW Leistung (37.213). Von den für überregionalen Verkehr wichtigen Schnellladepunkten waren Ende 2020 insgesamt 7.456 in Betrieb. [EAFO (2021b)]

Neben den öffentlich zugänglichen Tankstellen im Straßenverkehr ist noch eine Vielzahl an nicht öffentlichen Tankstellen in Deutschland vorhanden, die zumeist in geschlossenen Fahrzeugflotten (z. B.

kommunalen Fuhrparks, Speditionen, land- und forstwirtschaftlichen Betrieben) Anwendung finden. Zusätzlich ist im Bereich der Elektromobilität noch eine Vielzahl an privaten oder betrieblichen Ladepunkten verfügbar.

In den anderen Verkehrssegmenten Schienenverkehr, Schiff- und Luftfahrt sind Abfülleinrichtungen zumindest an den größeren Umschlagplätzen (Bahnhöfen, Häfen und Flughäfen) eingerichtet. Insbesondere bei der Bunkerung von Kraftstoffen an Flughäfen erfolgen derzeit oftmals lokale Freigaben für Jet-A1-Kerosin mit einem normkonformen Blendanteil von synthetischem erneuerbarem Kerosin [Munich Airport (2021)].

In Europa waren Ende 2020 3.642 Tankstellen mit CNG, 332 Tankstellen mit LNG, 32.019 Tankstellen mit LPG und 125 Tankstellen mit Wasserstoff bei ca. 140.000 Tankstellen für Benzin und Diesel sowie 199.250 Normalladepunkten und 24.987 Schnellladepunkten für den Straßenverkehr verfügbar [EAFO (2021a); WKO (2021)].

2.3 Verkehrsleistung

Aus dem in Abschnitt 2.1 beschriebenen Fahrzeugbestand ergeben sich für Deutschland die in Abbildung 2-10 und Abbildung 2-11 dargestellten Verkehrsleistungen des Personenverkehrs und des Güterverkehrs. Im Jahr 2019 wurden insgesamt 1.244 Mrd. Personenkilometer zurückgelegt. Das entspricht einem Anstieg um 5 % in den vergangenen zehn Jahren. Der Hauptanteil des Personenverkehrs entfiel mit 73,7 % bzw. 917 Mrd. Personenkilometern auf den motorisierten Individualverkehr (Pkw und Krafträder). Mit 20,3 % bzw. 250 Mrd. Personenkilometern bildete der öffentliche Personenverkehr (öffentlicher Straßenpersonen-, Schienen- und Luftverkehr) nur einen Bruchteil davon ab. Immerhin 6,1 % bzw. 76 Mrd. Personenkilometer wurden gänzlich ohne Fremdantrieb zu Fuß oder mit dem Fahrrad zurückgelegt. [KBA (2021h)] Die globale Verkehrsleistung des Personenverkehrs lag 2015 bei über 50.000 Mrd. Personenkilometer [SuM4All (2017)].

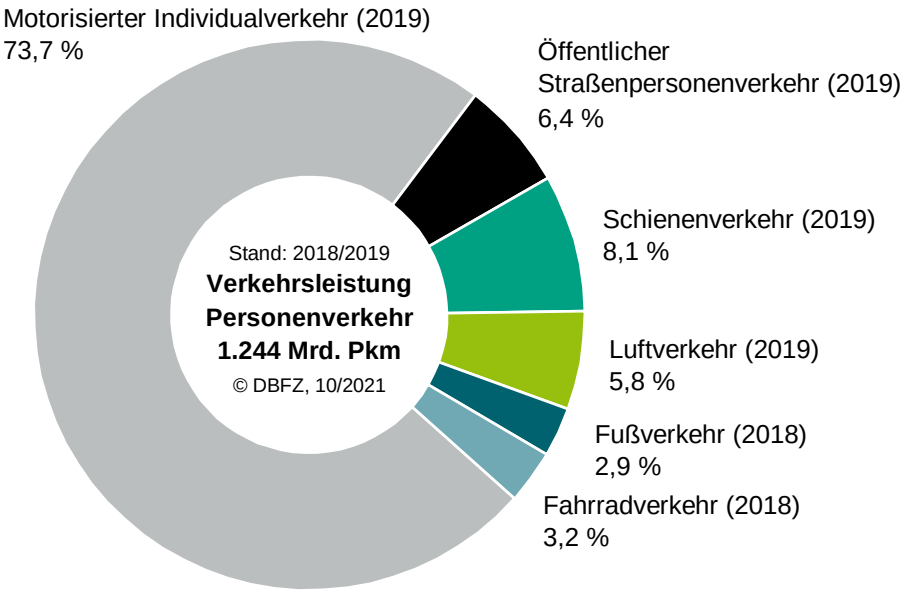


Abbildung 2-10 Verkehrsleistung im Personenverkehr für Deutschland 2018/2019, Datenbasis: [KBA (2021h)]

Die Verkehrsleistung im deutschen Güterverkehr wird dominiert von der seegehenden Schifffahrt (Leistung zwischen Häfen der Bundesrepublik sowie von und nach ausländischen Häfen, einschl. Seeverkehr der Binnenhäfen). Die für 2013 letztmalig veröffentlichte Statistik weist eine Verkehrsleistung von 1.983 Mrd. Tonnenkilometern aus. Der Straßengüterverkehr deckte 2019 18,7 % bzw. knapp 500 Mrd. Tonnenkilometer ab, während die energetisch effizienten inländischen Verkehrsträger Schiene und Binnenschiff nur jeweils einen Anteil von 5 % (133 Mrd. Tonnenkilometer) bzw. 1,9 % (50 Mrd. Tonnenkilometer) hatten. In den vergangenen zehn Jahren stieg die Verkehrsleistung des Güterverkehrs um 35 %. [KBA (2021h)] Die globale Verkehrsleistung des Güterverkehrs betrug 2015 ca. 120.000 Mrd. Tonnenkilometer [SuM4All (2017)].

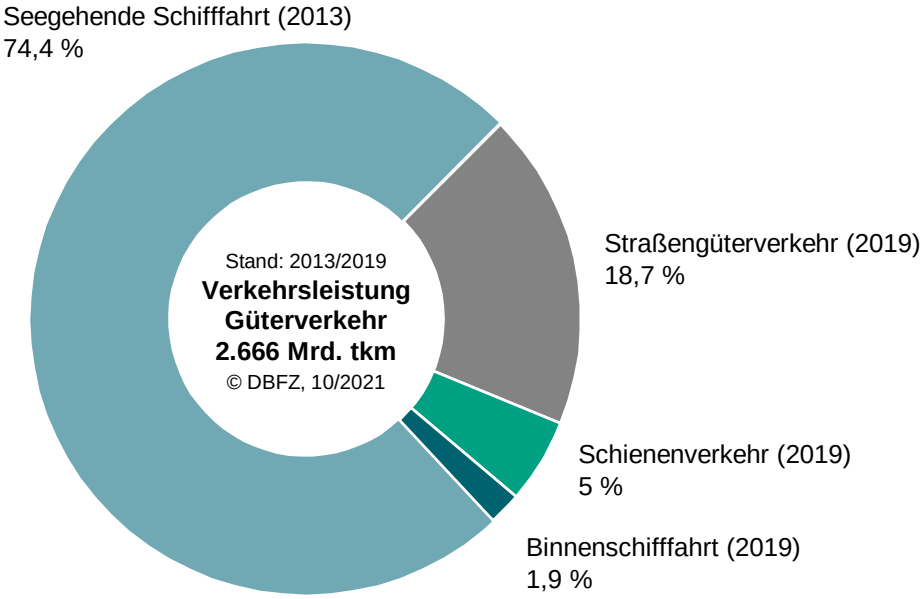


Abbildung 2-11 Verkehrsleistung im Güterverkehr für Deutschland 2013/2019, Datenbasis: [KBA (2021h)]

2.4 Endenergieverbrauch

Der starke Zuwachs im Fahrzeugbestand und in der Verkehrsleistung in den vergangenen Jahren spiegelt sich nur begrenzt im Endenergieverbrauch des Verkehrssektors wider. Seit 2009 stieg der Verbrauch um 8 % auf 2.739 PJ im Jahr 2019 an [KBA (2021h)]. Von diesen wurden 465 PJ im internationalen Verkehr (Seeschifffahrt und grenzüberschreitender Luftfahrt) verbraucht [Eurostat (2021i)]. Abbildung 2-12 stellt den Endenergieverbrauch des Verkehrs seit Gründung der Bundesrepublik Deutschland dar. Es ist gut ersichtlich, dass insbesondere der motorisierte Individualverkehr (Pkw und Krafträder) den Anstieg beim Energieverbrauch getrieben hat und seit dem Jahr 2000 eine gewisse Stagnation eingekehrt ist. Diese deckt sich aus historischer Sicht mit der Einführung erster europäischer Reglementierungen für die Begrenzung von Kraftstoffverbräuchen (z. B. CO_2-Flottengrenzwerte nach 1753/2000/EG). Der Straßenverkehr stellte im Jahr 2019 mit 83 % den Hauptanteil, gefolgt von der Luftfahrt (16 %). Werden die verkehrsträgerspezifischen Verbräuche ins Verhältnis zu den Verkehrsleistungen gesetzt, fallen insbesondere der hohe Anteil der Luftfahrt und der geringe Anteil des Schienenverkehrs am Endenergieverbrauch auf.

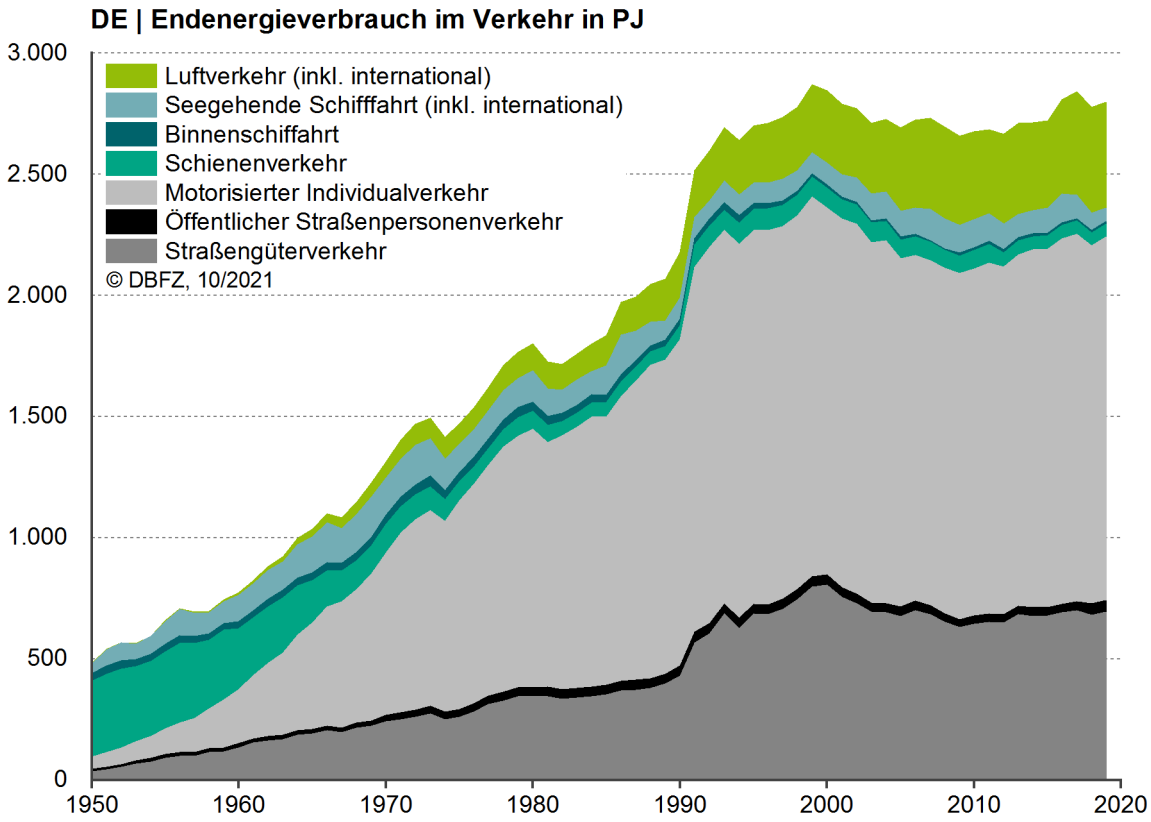


Abbildung 2-12 Endenergieverbrauch im Verkehr für Deutschland von 1950 bis 2019, aufgeteilt nach Verkehrsbereiche in Deutschland inkl. internationale Verkehre für Luft- und Schifffahrt, bis 1990 Bundesrepublik Deutschland, Datenbasis: [Enderlein (1991); KBA (2021h)]

Unterteilt man den Endenergieverbrauch nach Energieträgern, waren 2019 nur ca. 5 % nicht fossilen Ursprungs (flüssige Biokraftstoffe, Biomethan und erneuerbar hergestellter Strom). Fossiler Dieselkraftstoff deckt mit über 1.400 PJ den Großteil des Bedarfs für Straßengüterverkehr, motorisierten Individualverkehr sowie Schienenverkehr und Binnenschifffahrt (Abbildung 2-13). [KBA (2021h)]

Weitere Informationen zum Endenergieverbrauch, aufgeteilt nach Energieträgern, sind im Abschnitt 5.5 zu finden. Ähnlich verhält sich die Verteilung der Energieträger auf europäischer und globaler Ebene. In Europa (EU-27) werden 15,7 EJ mit einem fossilen Anteil von 96 % im Verkehr (inkl. internationaler Verkehr) verbraucht. Weltweit sind von 121 EJ über 96 % fossilen Ursprungs. [Eurostat (2021i); IEA (2021e)]

Bei einer Weltbevölkerung von 7,7 Mrd. Menschen entspricht das einem Energieverbrauch von 15,8 GJ pro Jahr und Person bzw. 450 l Dieselkraftstoffäquivalent. Im Vergleich dazu liegt der Verbrauch in Deutschland bei 33,4 GJ bzw. 950 l Dieselkraftstoffäquivalent. [IEA (2021e)]

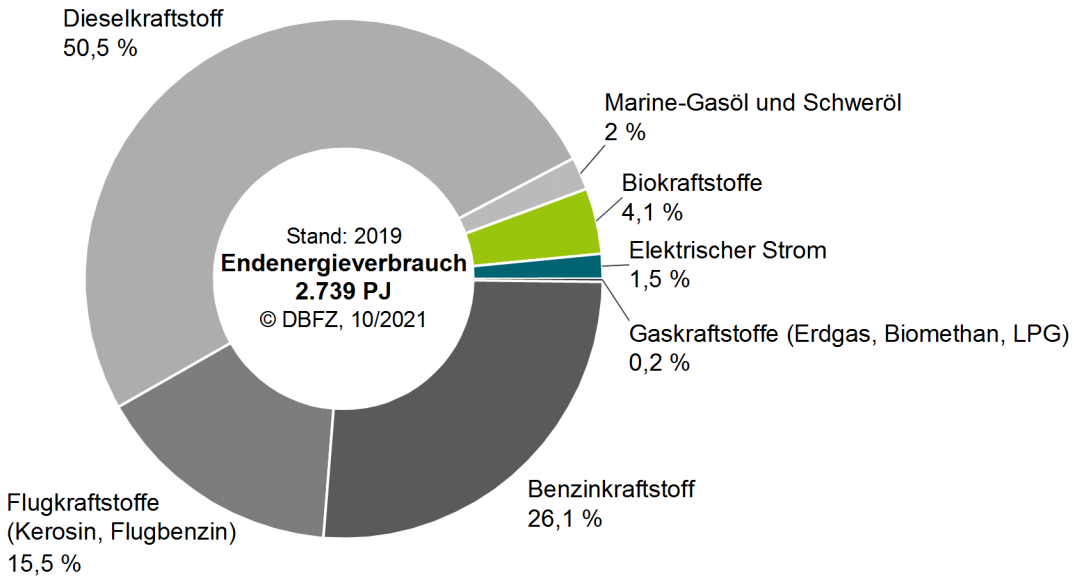


Abbildung 2-13 Endenergieverbrauch im Verkehr aufgeteilt nach Energieträgern für Deutschland 2019, Datenbasis: [KBA (2021h)]

2.5 Treibhausgasemissionen

THG-Emissionen im Verkehr werden nach dem Nationalen Inventarbericht (NIR) der Vertragsstaaten der Klimarahmenkonvention (UNFCCC) der Vereinten Nationen erfasst. Damit werden nur CO_2-Emissionen fossiler Energieträger und andere Treibhausgase (u. a. Methan und Lachgas), die durch die Fahrzeuge direkt freigesetzt werden, erfasst. Umgekehrt werden THG-Emissionen von erneuerbaren Energieträgern und elektrischem Strom im Verkehrssektor nicht miterfasst. Im Verkehrssektor dominiert Kohlenstoffdioxid als Treibhausgas, da dieses neben Wasser das Hauptprodukt bei der Verbrennung von Kraftstoff im Verbrennungsmotor ist. Die anderen Treibhausgase sind Luftschadstoffe und liegen in der Regel nach einer geeigneten Abgasnachbehandlung im ppm-Bereich. Weiterführende Erläuterungen zur Abgrenzung zwischen den verschiedenen Bilanzierungsgrenzen im Kontext RED II und NIR werden im Abschnitt 7 dargestellt.

Die Treibhausgasemissionen des nationalen Verkehrs sind seit 1990 nahezu unverändert. Im Jahr 2019 wurden insgesamt 163 Mio. t CO_2-Äquivalente im nationalen Verkehr freigesetzt (Abbildung 2-14). Diese Menge teilt sich in 161 Mio. t CO_2-Äquivalente für CO_2 und 2 Mio. t CO_2-Äquivalente für die restlichen Treibhausgase auf. Der Anteil des internationalen Verkehrs (Bunkerung für seegehende Schifffahrt und internationaler Luftfahrt) stieg im gleichen Zeitraum um 80 % auf 33 Mio. t CO_2-Äquivalente an. In den EU-27-Staaten wurden 2019 insgesamt 835 Mio. t CO_2-Äquivalente im nationalen Verkehr (+24 % gegenüber 1990) freigesetzt sowie weitere 271 Mio. t CO_2-Äquivalente im internationalen grenzüberschreitenden Verkehr (+74 % gegenüber 1990). Global wurden laut der Internationalen Energieagentur (IEA) insgesamt 8,3 Mrd. t CO_2 im Verkehr freigesetzt (Stand 2018). Die Ziele auf nationaler Ebene (Klimaschutzgesetz) und internationaler Ebene (EU: Green Deal, global: Pariser Klimaabkommen) sind zumindest für 2030 im aktuellen Trend nicht erreichbar. [Eurostat (2021j); IEA (2021f); UBA (2021a)]). Diese Menge teilt sich in 161 Mio. t CO_2-Äquivalente für Kohlenstoffdioxid und 2 Mio. t CO_2-Äquivalente für die restlichen Treibhausgase auf. Der Anteil des internationalen Verkehrs (Bunkerung für seegehende Schifffahrt und internationaler Luftfahrt) stieg im gleichen Zeitraum um 80 % auf 33 Mio. t CO_2-Äquivalente an. In den EU-27-Staaten wurden 2019 insgesamt 835 Mio. t CO_2-Äquivalente im nationalen Verkehr (+24 % gegenüber 1990) freigesetzt sowie weitere 271 Mio. t CO_2-

Äquivalente im internationalen grenzüberschreitenden Verkehr (+74 % gegenüber 1990). Global wurden laut der Internationalen Energieagentur (IEA) insgesamt 8,3 Mrd. t CO_2 im Verkehr freigesetzt (Stand 2018). Die Ziele auf nationaler Ebene (Klimaschutzgesetz) und internationaler Ebene (EU: Green Deal, global: Pariser Klimaabkommen) sind zumindest für 2030 im aktuellen Trend nicht erreichbar. [Eurostat (2021j); IEA (2021f); UBA (2021a)]

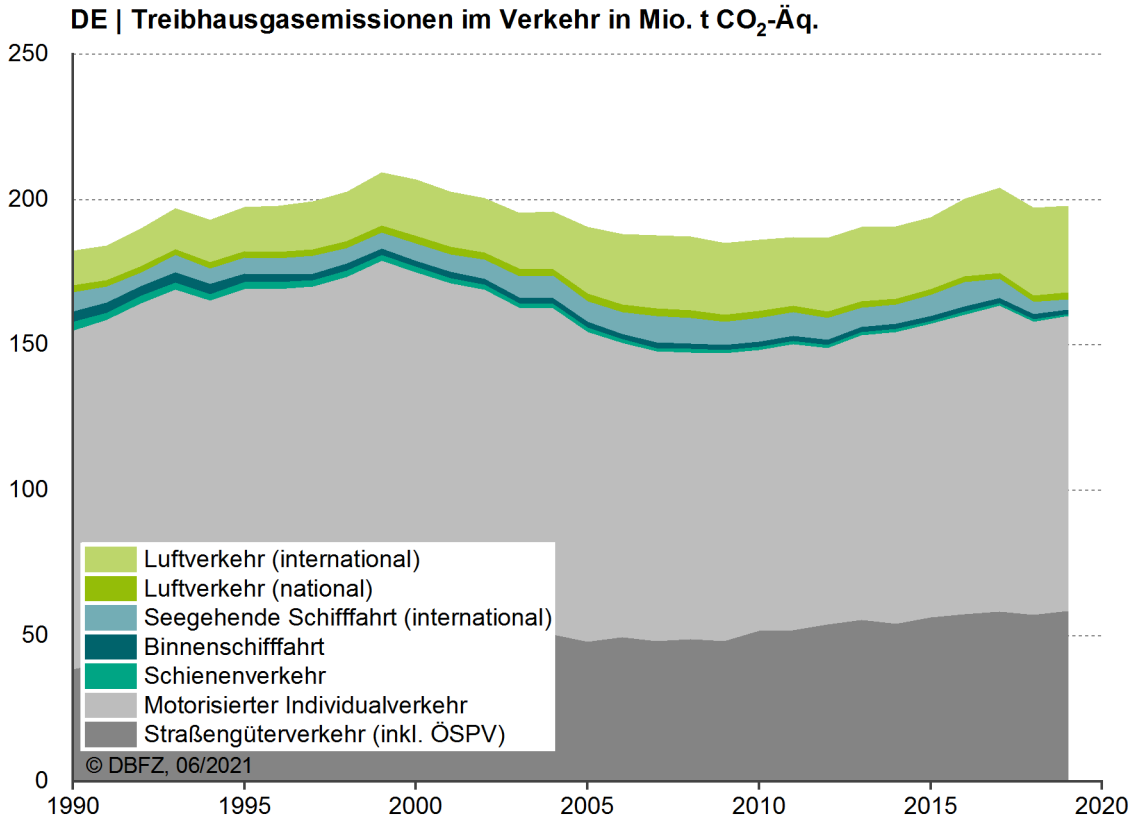


Abbildung 2-14 Treibhausgasemissionen im Verkehr für Deutschland, aufgeteilt nach national und international (Bunkerung für seegehende Schifffahrt und grenzüberschreitende Luftfahrt); Hinweis: motorisierter Individualverkehr umfasst Pkw und Krafträder, Datenbasis: [Eurostat (2021j)]

Die Treibhausgasemissionen, aufgeteilt nach den verschiedenen Segmenten im Verkehr, verdeutlichen die Dominanz des Straßenverkehrs (Abbildung 2-15). Binnenschifffahrt, nationale Luftfahrt und Schienenverkehr tragen vergleichsweise wenig zur Gesamtsumme der Treibhausgasemissionen bei.

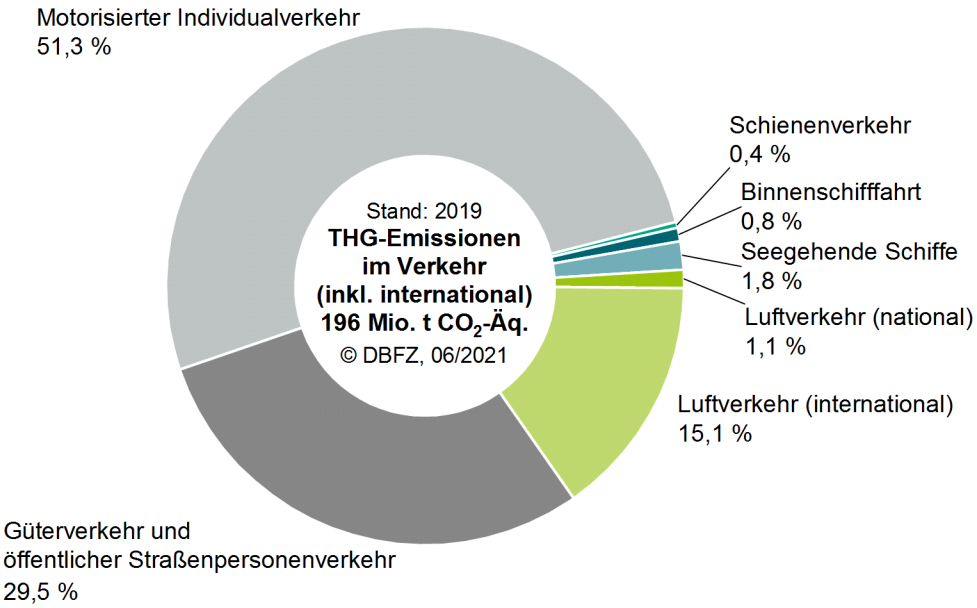


Abbildung 2-15 Treibhausgasemissionen im Verkehr für Deutschland, aufgeteilt nach Verkehrssegmenten; Hinweis: motorisierter Individualverkehr umfasst Pkw und Krafträder, Datenbasis: [Eurostat (2021j)]

2.6 Zukünftige Entwicklungen

2.6.1 Langfristige Entwicklungsperspektiven | Verkehrsszenarien 2030 und 2050

Zahlreiche Untersuchungen und Studien beschäftigen sich mit dem Energiebedarf und den THG-Emissionen für Deutschland mit einem Zeithorizont bis 2050. Gemäß Klimaschutzgesetz soll Deutschland bis dahin (bzw. gemäß der Änderung vom 12.05.2021 bis 2045) klimaneutral agieren. Die Modellierungen folgen dabei in der Regel der Annahme variierender gesellschaftlicher, politischer und rechtlicher Rahmenbedingungen und dem daraus resultierenden Bedarf an Energie und Rohstoffen.

Im Folgenden werden die Ergebnisse einzelner Szenarien der Studien

- Agora Energiewende: Klimaneutrales Deutschland 2045 [Prognos (2021)],
- UBA: Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE (Szenario GreenLate und GreenSupreme) [Purr (2019)] und
- Dena: Leitstudie Integrierte Energiewende [Bründlinger (2018)]

hinsichtlich des Energiebedarfs und der Entwicklung des Fahrzeugbestands für Deutschland dargestellt. Bei der RESCUE-Studie und bei der Dena-Leitstudie werden jeweils die beiden Szenarien mit den extremsten Annahmen ausgewählt. Die Auswahl der Studien erfolgte nach den drei Kriterien

- Treibhausgasneutralität zum Kalenderjahr 2045 bzw. 2050,
- Betrachtungsraum Deutschland und
- Veröffentlichung nach dem 01.01.2016.

Abbildung 2-16 zeigt den perspektivischen Energiebedarf der ausgewählten Szenarien für die Jahre 2030 und 2045 bzw. 2050 auf. Es ist bei allen Szenarien ersichtlich, dass der Energieverbrauch im Verkehr massiv sinken muss, damit die ökologischen Ziele einer Klimaneutralität im Jahr 2045 bzw. 2050 erfüllt werden können. Zusätzlich ist für die Umsetzung der einzelnen Maßnahmen Eile geboten, denn in den folgenden 25 Jahren muss der Verbrauch im gleichen Maße reduziert werden, wie er zwischen 1960 und 1990 angestiegen ist.

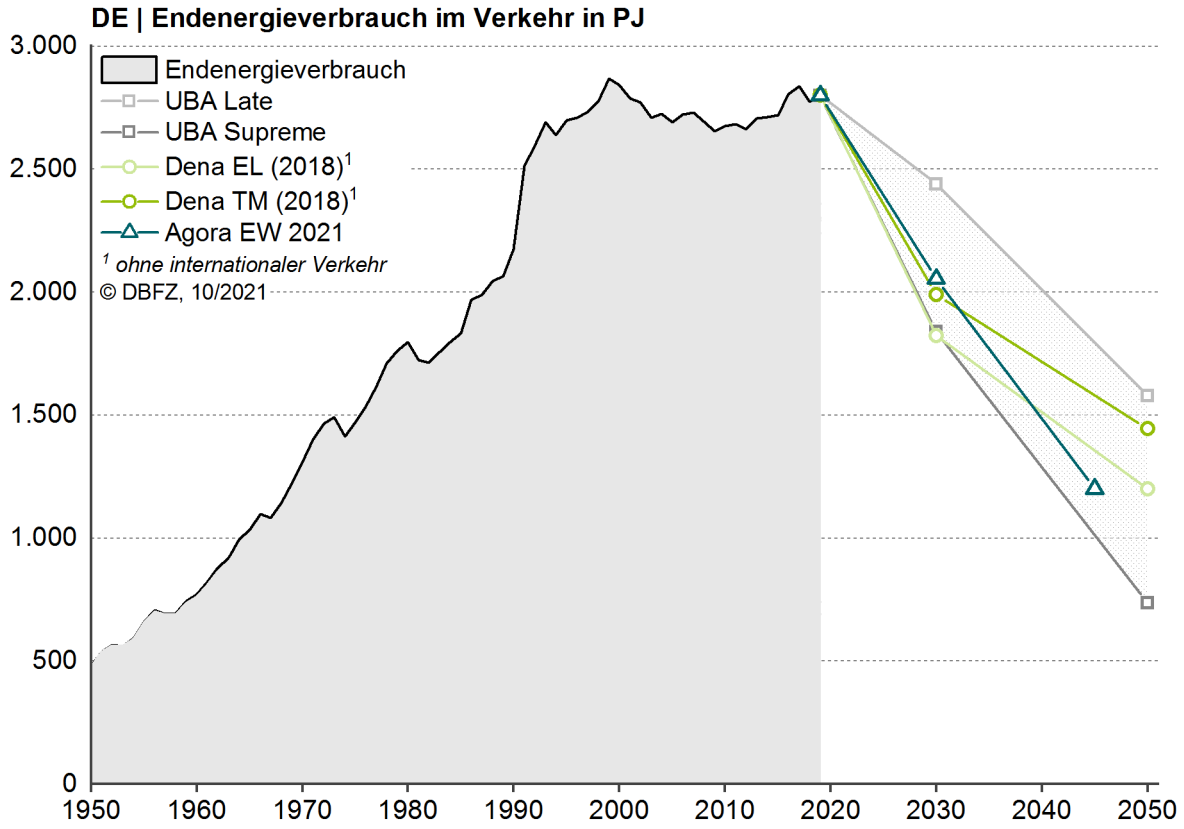


Abbildung 2-16 Endenergiebedarf im Verkehr für Deutschland basierend auf verschiedenen Szenarien für die Jahre 2030, 2045 und 2050, Datenbasis: [Bründlinger (2018); KBA (2021h); Prognos (2021); Purr (2019)]

Wie die Studienergebnisse in Abbildung 2-17 zeigen, sind die unmittelbare und die mittelbare (Hybridisierung und Brennstoffzellenantrieb) Elektrifizierung des Pkw-Bestands als Erfordernisse für die Treibhausgasneutralität bis 2045 bzw. 2050 inzwischen weitestgehend unstrittig.

Die Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs und hier vor allem des schweren Fernverkehrs stellt eine deutlich größere Herausforderung dar. Eine Studie zu diesem Thema geht davon aus, dass durch den Ausbau eines Basisstreckennetzes mit Oberleitungen von 3.200 bis 4.000 km in Deutschland sowie geeignete Rahmenbedingungen ein Fahrzeugbestand von 60.000 bis 70.000 Oberleitungs-Lkw (OH-Lkw) bzw. Sattelzugmaschinen (BEV und HEV) angereizt werden kann. Im Jahr 2030 würde der resultierende Mehrbedarf von 5 bis 6 TWh Strom einer um 1,5 Mio. m³ reduzierten Menge an Dieselkraftstoff gegenüberstehen. Die Investitionskosten werden auf 1,9 Mio. Euro/km (ergibt 7,6 Mrd. Euro für 4.000 km) und die Abschreibungs- und Instandhaltungskosten auf 72.600 Euro/km/a geschätzt (zzgl. Kosten für Fahrdrahtabnutzung). [Jöhrens (2020)] Andere Quellen gehen von 10,2 bis 12,2 Mrd. Euro Investitionskosten für 4.000 km Streckennetz aus [Hacker (2020)]. Ein europäischer Ansatz, der für den schweren Straßengüterverkehr dringend notwendig ist, wird dabei nur begrenzt verfolgt.

Das Szenario von Agora Energiewende folgt daher der Annahme, dass ab 2025 ein stark zunehmender Anteil von alternativen Antrieben bei Last- und Sattelzügen in der Neuzulassung erfolgen wird, sodass bereits im Jahr 2030 der Bestand 18 % elektrische Fahrzeuge sowie rund 3 % Brennstoffzellenfahrzeuge in dem Segment aufweist. Bis 2045 pendelt sich der Bestand schließlich bei etwa 30 % Brennstoffzellenfahrzeuge sowie 70 % elektrische Fahrzeuge ein. Die Aufteilung der elektrischen Fahrzeuge auf batterieelektrische Lkw, OH-Lkw oder eine Kombination von beidem ist dabei von den politischen Rahmenbedingungen und dem entsprechenden Infrastrukturausbau (Ladepunkte und/oder Oberleitungen) abhängig. [Prognos (2021)]

Die in den Studien geforderten Investitionen und Ausbauziele, welche teilweise bis 2030 umgesetzt werden müssen, um die aufgezeigten Pfade zur THG-Neutralität einhalten zu können, stehen im extremen Widerspruch zu aktuellen Großprojekten im Verkehr wie Stuttgart 21, dem Flughafen Berlin Brandenburg oder der nördlichen Zulaufstrecke der Bahn zum Brenner-Basistunnel.

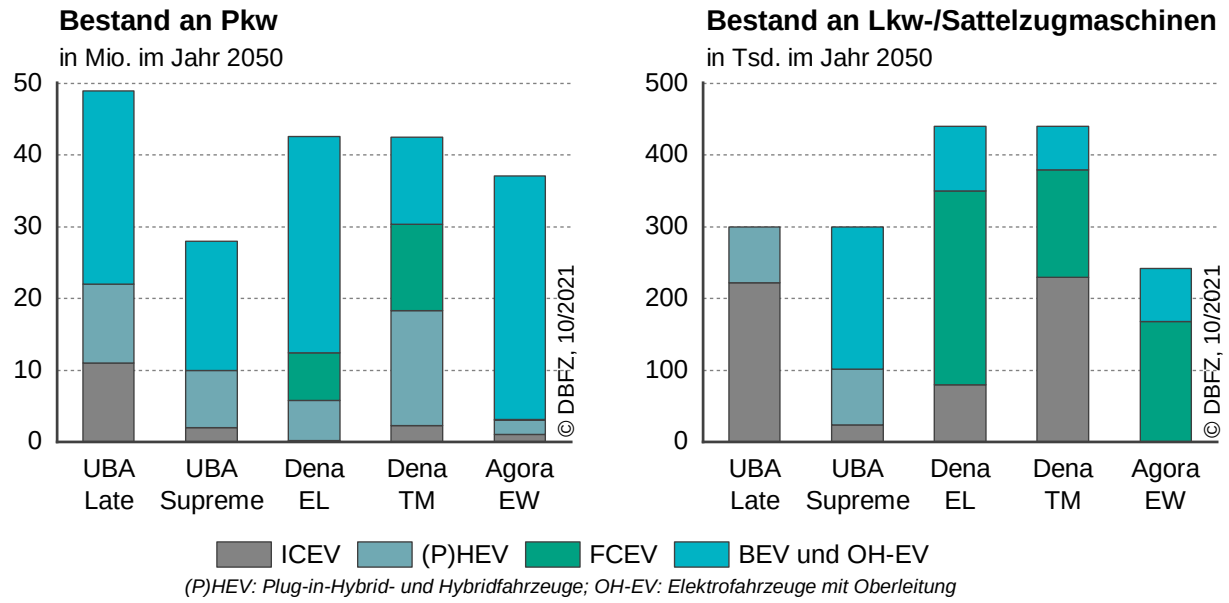


Abbildung 2-17 Bestand an Pkw und Lkw (inkl. Sattelzugmaschinen) im Jahr 2050, aufgeteilt nach Antriebsart, Annahme bei UBA Late und UBA Supreme von 300 Tsd. Last- und Sattelzugmaschinen im Bestand 2050, Datenbasis: [Bründlinger (2018); Prognos (2021); Purr (2019)]

2.6.2 Kurzfristige Klimaziele | Szenarien bis 2030 im Kontext der THG-Quote

Mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2045 steht der Verkehrssektor vor der besonderen Herausforderung, Transport und Mobilität nachhaltig zu ermöglichen. Entscheidend sind dafür die Entwicklung des Endenergieverbrauchs sowie die in den Verkehrsträgern eingesetzten Antriebe und Energieträger. Neben Maßnahmen mit Bezug auf die Vermeidung und Verlagerung von Verkehr konzentrieren sich die Ansätze auf den Einsatz von alternativen Antrieben und erneuerbaren Energieträgern.

Ein zentrales Instrument für die Förderung der Nutzung erneuerbarer Energieträger im Verkehr ist die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED, siehe Abschnitt 1.4) sowie deren nationale Implementierung in Form der Quote zur THG-Vermeidung (kurz THG-Quote, siehe Abschnitt 1.5.1). Durch sie werden Inverkehrbringer von Kraftstoffen (sog. Quotenverpflichtete) verpflichtet, die THG-Emissionen der durch sie in Verkehr gebrachten Kraftstoffe zu erfassen und mittels verschiedener Optionen zu reduzieren.

Die 2021 durch die Bundesregierung beschlossene Weiterentwicklung der THG-Quote setzt nunmehr einen wichtigen Rahmen für erneuerbare Energien im Verkehrssektor in Deutschland bis 2030.

Im Folgenden wird kurz dargestellt, wie sich die Ausgestaltung der Quotenerfüllung in diesem Zeitraum unter den im Abschnitt 2.6.1 ausgewählten Verkehrsszenarien entwickeln könnte. Dieses Ergebnis wird wiederum mit den jährlichen Emissionszielen nach dem Klimaschutzgesetz, den Vorgaben aus der RED [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)] sowie dem aktuellen Stand der RED-Novellierung [COM(2021) 557 (2021)] abgeglichen (siehe hierzu auch Abschnitt 1).

Der Szenarienvergleich soll, sofern möglich, einen gewissen Korridor bis 2030 aufspannen, weshalb die beiden ausgewählten Szenarien einen deutlichen Unterschied in ihrem Ambitionsniveau aufweisen. Genauer betrachtet werden im Folgenden zwei Szenarien, die auf Annahmen zur Strukturentwicklung im Verkehrssektor gemäß zweier Studien aufbauen:

a) das GreenLate-Szenario aus der RESCUE-Studie des UBA [Purr (2019)], bei welchem ein verzögertes Handeln zur Vermeidung des Klimawandels zugrunde gelegt wurde, sowie

b) das Szenario von Agora Energiewende zur Erreichung des Ziels von null Emissionen im Jahr 2045 [Prognos (2021)].

Zudem wurden für beide Szenarien zwei Annahmen ergänzt, zum einen, dass im Jahr 2030 in größerem Umfang grüner Wasserstoff eingesetzt wird: etwa 2 GW installierte Elektrolyseleistung gemäß Wasserstoffstrategie (entspricht ca. 20 PJ[4] Wasserstoff), welche direkt als Kraftstoff und in Raffinerien genutzt wird. Zum anderen ist die Annahme hinterlegt, dass ein Anteil von 92 PJ des Kraftstoffbedarfs im Jahr 2030 durch CNG oder LNG gedeckt wird, in Orientierung an [dena (2021c)].

Das weniger ambitionierte Szenario geht von einer moderaten Reduktion des Endenergiebedarfs im Straßenverkehr um jährlich durchschnittlich 2 % sowie einem moderaten Anstieg der Stromnutzung durch Elektromobilität auf 17 TWh (ca. 60 PJ) im Jahr 2030 aus. Wie Abbildung 2-18 zeigt, resultiert aus der relativ geringen Strommenge ein nicht unerheblicher Bedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen von über 200 PJ. Die Erfüllungsoptionen hierfür werden von unterschiedlichen Faktoren limitiert:

- Biodiesel (FAME) ist aus technologischer Sicht und hinsichtlich der definierten Rohstoffe hierfür nur bedingt geeignet,
- Bioethanol bietet mit auf Lignocellulose basiertem Ethanol eine vielversprechende Option, zahlreiche Anlagen im kommerziellen Maßstab befinden sich allerdings erst im Bau bzw. in Planung (siehe Abschnitt 3.3), zudem sind die beimischbaren Mengen in E5 und E10 in Deutschland derzeit limitiert,
- HVO/HEFA ist aus technologischer Sicht gut geeignet, einige der definierten Rohstoffe zu verarbeiten, und ist aufgrund seiner Kraftstoffeigenschaften aus technischer Sicht hinsichtlich der Beimischung deutlich weniger limitiert (siehe Abschnitt 6), international sind bereits erhebliche Produktionskapazitäten entstanden sowie darüber hinaus in Bau und Planung,
- Methan kann über verschiedene Technologien auf Basis von Biomasse oder Strom bereitgestellt und bis zu 100 % dem fossilen CNG oder LNG beigemischt werden. Biomassebasiertes Methan über die Option der anaeroben Vergärung steht bereits als etablierte Technologie zur Verfügung und kann zudem große Teile der definierten Rohstoffe für fortschrittliche Biokraftstoffe effizient nutzen.

[4] gemäß Nationaler Wasserstoffstrategie: 4.000 Volllaststunden pro Jahr und 70 % Wirkungsgrad der Elektrolyse (BMWi (2020)).

Erneuerbares Methan kann nur in dem Umfang im Verkehrssektor zum Einsatz und damit in der Quote zur Anrechnung kommen, wie es auch tatsächlich als Kraftstoff in Form von CNG und LNG genutzt wird. In Abhängigkeit davon kann der in Abbildung 2-18 dargestellte Bedarf an flüssigen fortschrittlichen Biokraftstoffen also auch noch deutlich größer ausfallen.

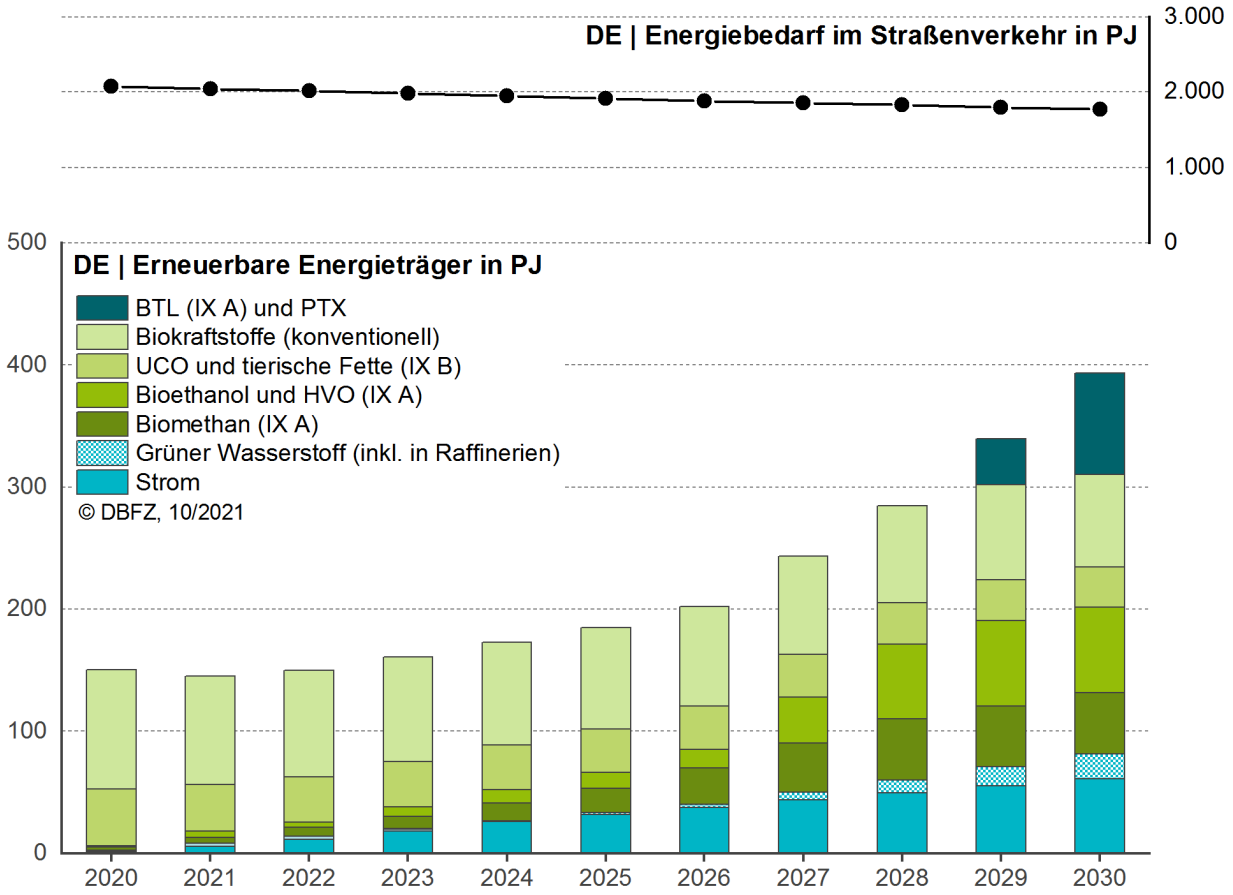


Abbildung 2-18 Quotenerfüllung von 2020 bis 2030 im weniger ambitionierten Szenario, Hinweis: Beispielrechnung; Endenergiebedarf und Kraftstoff im Verkehr 2030 gemäß [Purr (2019)], GreenLate-Szenario sowie 92 PJ des Kraftstoffbedarfs als CNG/LNG gemäß [dena (2021c)], Methode gemäß [Naumann (2021b); Naumann (2021a)]

Das Emissionsbudget, welches gemäß Klimaschutzgesetz für den Verkehrssektor definiert wird, beträgt für die Jahre 2022 bis 2030 in Summe 1.034 Mio. t CO_2-Äq. Reduziert um 5 Mio. t CO_2-Äq. pro Jahr für sonstige nationale Verkehre (analog dem Jahr 2018, siehe Tabelle 1-2), verbleibt ein Budget von 994 Mio. t CO_2-Äq. für die Jahre 2022 bis 2030 für den Straßenverkehr als Geltungsbereich der weiterentwickelten THG-Quote.

Dieses Budget wird in diesem Szenario für die Jahre 2022 bis 2030 deutlich verfehlt und in Summe um 110 Mio. t CO_2-Äq. überschritten.

Wie Tabelle 2-1 deutlich zeigt, ist das Klimaschutzgesetz auch die relevanteste Messlatte für die THG-Quote. Während das Ziel des Klimaschutzgesetzes deutlich verfehlt wird, ist die Erreichung der Ziele gemäß RED II von 14 % erneuerbaren Energien im Straßen- und Schienenverkehr im Jahr 2030 sowie von 13 % THG-Vermeidung im gesamten Verkehrssektor im Jahr 2030 [COM(2021) 557 (2021)] unkritisch.

Tabelle 2-1 Kennzahlen und Kontexte der Beispielrechnung für die mögliche Quotenerfüllung 2020 bis 2030 im weniger ambitionierten Szenario, eigene Berechnung, Endenergiebedarf und Kraftstoff im Verkehr 2030 gemäß [Purr (2019)], GreenLate-Szenario sowie 92 PJ des Kraftstoffbedarfs als CNG/LNG gemäß [dena (2021c)], Methode gemäß [Naumann (2021b); Naumann (2021a)]

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Straßenverkehr | Energieträger in PJ											
Energiebedarf	2.074	2.044	2.013	1.979	1.946	1.913	1.884	1.856	1.828	1.800	1.771
davon EE[a]	*149* *7 %*	*140* *7 %*	*142* *7 %*	*150* *8 %*	*161* *8 %*	*170* *9 %*	*184* *10 %*	*220* *12 %*	*255* *14 %*	*304* *17 %*	*352* *20 %*
davon Biokraftstoffe	*148*	*137*	*136*	*141*	*147*	*152*	*162*	*193*	*225*	*269*	*312*
Kontext Klimaschutzgesetz | THG-Emissionen in Mio. t CO_2-Äq. im Straßenverkehr (gemäß IPCC – Weltklimarat)											
THG-Szenario	142	140	137	134	131	128	125	120	115	110	104
Ziel laut KSG	145	140	134	129	123	118	112	107	100	91	80
Differenz	*3*	*0*	*−3*	*−5*	*−8*	*−10*	*−13*	*−13*	*−15*	*−19*	*−24*
Kontext Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)											
EE-Anteil gemäß RED	10 %	10 %	10 %	12 %	14 %	16 %	18 %	22 %	27 %	31 %	36 %
Kontext RED-Revision (Vorschlag der Europäischen Kommission vom 14.07.2021) | Gesamtverkehr[b]											
Energiebedarf											2.394
EE-Anteil gemäß RED											14,6 %

[a] ohne H_2 in Raffinerien, [b] inkl. internationaler Verkehr

Dem ambitionierten Szenario liegen Annahmen zur Strukturentwicklung im Verkehrssektor gemäß der Studie von Agora Energiewende zugrunde. Aufgrund der sehr stark wachsenden Elektromobilität würden jedoch gemäß der in § 37a BImSchG definierten Quote ab 2025 keine konventionellen sowie ab 2029 nur noch fortschrittliche Biokraftstoffe gemäß Unterquote zum Einsatz kommen. Auf Basis des in § 37h BImSchG definierten Anpassungsmechanismus würde jedoch die Quote frühzeitig (mit Wirkung ab 2024) angepasst werden auf 28,15 % (Anpassungsfaktor 0,5) bis 34,09 % (AF 1,5) im Jahr 2030. Mit welchem Anpassungsfaktor die Quote angepasst wird, hat schlussendlich massiven Einfluss auf die Nutzung anderer Erfüllungsoptionen und damit auf die Substitution fossiler Kraftstoffe und die Erreichbarkeit der Klimaziele gemäß Klimaschutzgesetz. In Abbildung 2-19 ist diese Beispielrechnung für eine mögliche Erfüllung der THG-Quote bis 2030 mit dem Anpassungsfaktor 1,5 dargestellt.

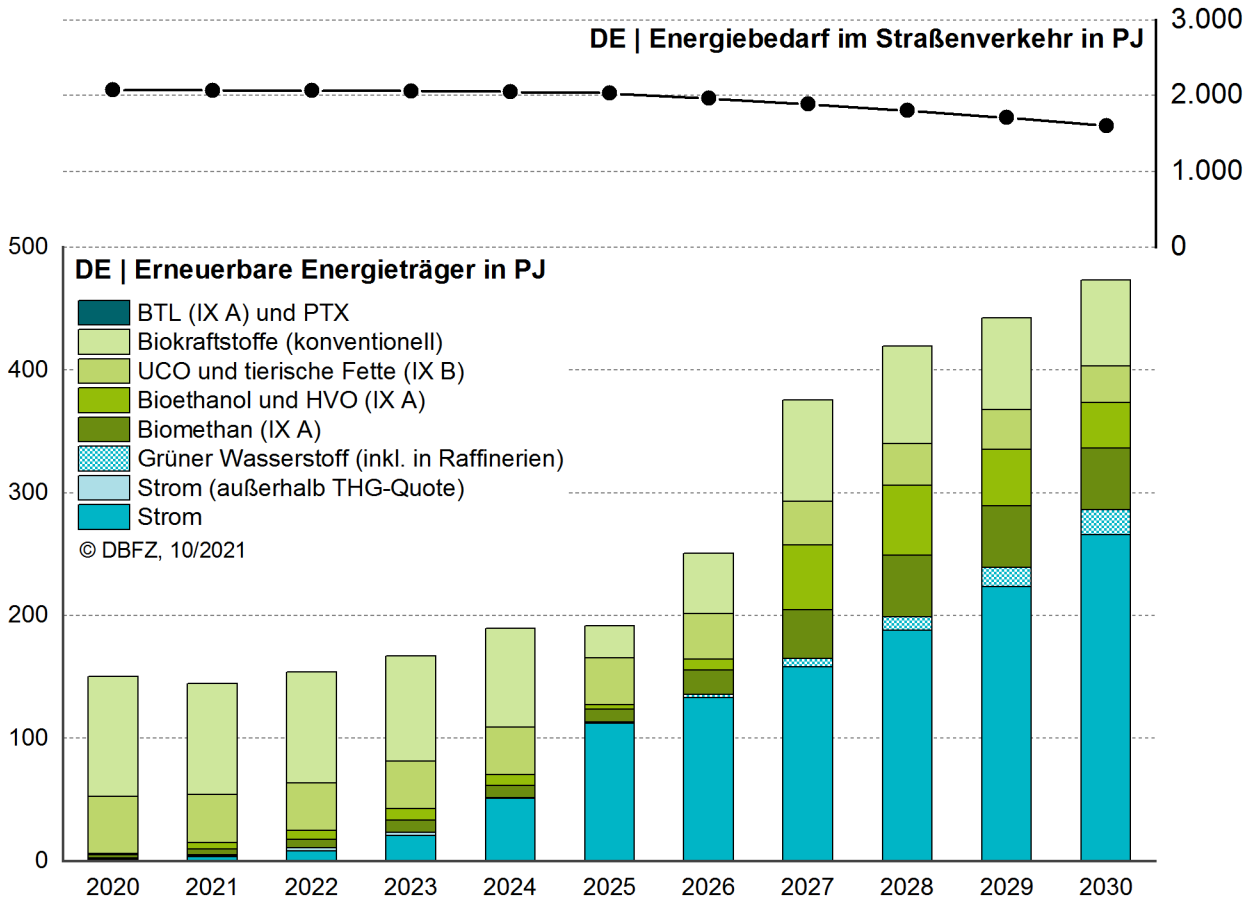


Abbildung 2-19 Quotenerfüllung von 2020 bis 2030 im ambitionierten Szenario [Naumann (2021a)], Hinweis: Beispielberechnung; Endenergiebedarf und Kraftstoff im Verkehr 2025 und 2030 gemäß [Prognos (2021)] sowie 92 PJ des Kraftstoffbedarfs als CNG/LNG gemäß [dena (2021c)], Faktor im Anpassungsmechanismus: 1,5, Methode gemäß [Naumann (2021b); Naumann (2021a)]

Das Emissionsbudget für die Jahre 2022 bis 2030 gemäß Klimaschutzgesetz wird selbst bei diesem ambitionierten Szenario in jedem Fall überschritten. Die Intensität der Überschreitung ist wiederum abhängig von der Höhe des Anpassungsfaktors:

- 140 Mio. t CO_2-Äq. Überschreitung ohne Anpassung,
- 124 Mio. t CO_2-Äq. Überschreitung und Anpassungsfaktor 0,5,
- 103 Mio. t CO_2-Äq. Überschreitung und Anpassungsfaktor 1,0,
- 85 Mio. t CO_2-Äq. Überschreitung und Anpassungsfaktor 1,5.

Die Erreichung der Ziele gemäß RED II von 14 % erneuerbaren Energien im Straßen- und Schienenverkehr im Jahr 2030 sowie von 13 % THG-Vermeidung im gesamten Verkehrssektor im Jahr 2030 [COM(2021) 557 (2021); Transport & Enviroment (2021)] ist wiederum völlig unkritisch.

Tabelle 2-2 Kennzahlen und Kontexte der Beispielrechnung für die mögliche Quotenerfüllung 2020 bis 2030 im ambitionierten Szenario, Endenergiebedarf und Kraftstoff im Verkehr 2030 gemäß [Prognos (2021)] sowie 92 PJ des Kraftstoffbedarfs als CNG/LNG gemäß [dena (2021c)], Faktor im Anpassungsmechanismus: 1,5, Methode gemäß [Naumann (2021b); Naumann (2021a)]

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Straßenverkehr | Energieträger in PJ											
Energiebedarf	2.074	2.068	2.064	2.060	2.053	2.031	1.963	1.888	1.804	1.710	1.598
davon EE[a]	*149* *7 %*	*148* *7 %*	*155* *7 %*	*164* *8 %*	*171* *8 %*	*142* *7 %*	*194* *10 %*	*307* *16 %*	*339* *19 %*	*351* *21 %*	*374* *23 %*
davon Biokraftstoffe	*148*	*147*	*150*	*153*	*142*	*77*	*115*	*211*	*220*	*203*	*187*
Kontext Klimaschutzgesetz | THG-Emissionen in Mio. t CO_2-Äq. im Straßenverkehr (gemäß IPCC)											
THG-Szenario	142	143	142	141	138	136	127	113	104	95	84
Ziel laut KSG	145	140	134	129	123	118	112	107	100	91	80
Differenz	*3*	*−3*	*−8*	*−12*	*−15*	*−18*	*−15*	*−6*	*−4*	*−4*	*−4*
Kontext Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)											
EE-Anteil gemäß RED	10 %	10 %	10 %	12 %	15 %	19 %	26 %	38 %	46 %	53 %	64 %
Kontext RED-Revision (Vorschlag der Europäischen Kommission vom 14.07.2021) | Gesamtverkehr[b]											
Energiebedarf						2.359	2.290	2.215	2.132	2.037	1.927
EE-Anteil gemäß RED						6,4 %	8,9 %	14,1 %	17,1 %	19,9 %	23,9 %

[a] ohne H_2 in Raffinerien, [b] inkl. internationaler Verkehr

Die Dena-Leitstudie [dena (2021c)] geht gegenüber Agora Energiewende für das Jahr 2030 von einem identischen Gesamtenergiebedarf von etwa 535 TWh (1.930 PJ) inklusive der internationalen Verkehrsanteile aus. Andererseits enthält sie mit 55 statt 75 TWh eine deutlich geringere im Verkehr genutzte Strommenge im Jahr 2030. Die Herausforderungen zur Erreichung der Quote sowie des Klimabudgets in den Jahren 2022 bis 2030 dürften demnach wiederum ungleich höher sein.

Fazit

Mit dem langfristigen Klimaziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 im Verkehr sind konkrete und umfassende Infrastrukturveränderungen verbunden. Die Erfahrungen der vergangenen Jahre mit der gezielten Förderung der Elektrifizierung vor allem im Pkw-Bereich haben gezeigt, mit welcher Trägheit des Bestandes selbst bei einem hohen Ambitionsniveau gerechnet werden muss. Neben dem Ziel der THG-Neutralität in 2045 steht jedoch auch ein insgesamt begrenztes Emissionsbudget bis 2045 für das 1,5 °C-Ziel zur Verfügung, was einen sehr ambitionierten Reduktionspfad für die kommenden Jahre zur Folge hat. Nicht zuletzt vor diesem Hintergrund erscheint es unerlässlich, neben allen Maßnahmen zur Vermeidung und Verlagerung von Verkehr vor allem für schwer elektrifizierbare Bereiche, allem voran schwere Nutzfahrzeuge als einem der wesentlichen THG-Emittenten im Verkehr, auch kurzfristig verfügbare Optionen zu nutzen.

Für schwere Nutzfahrzeuge mit Verbrennungsmotoren (ICEV) können beispielsweise signifikante Emissionsreduktionen ermöglicht werden durch

a) (fortschrittliche) erneuerbare Flüssigkraftstoffe, welche fossile Flüssigkraftstoffe direkt substituieren,

b) fortschrittliche erneuerbare Gaskraftstoffe, welche fossile Flüssigkraftstoffe indirekt, aber niederschwellig substituieren, und

c) eine teilweise Elektrifizierung (z. B. durch Mild-Hybrid-Technologien) des Antriebsstrangs und damit eine Steigerung des Antriebswirkungsgrades.

Die erforderliche Menge von mindestens 2,6 % fortschrittlichen Biokraftstoffen im Jahr 2030 umfasst je nach Szenario 41 bzw. 45 PJ. Ohne ausreichende Gaskraftstoffanteile im Verkehrssektor dürfte es deutlich schwieriger werden, die erforderlichen Mengen dann in Form von flüssigen fortschrittlichen Kraftstoffen (HVO/HEFA oder Ethanol auf Basis von Rohstoffen gemäß Anhang IX A der RED bzw. Anlage 1 der 38. BImSchV) bereitzustellen. Auch wenn die Mobilisierbarkeit der hohen technischen Ressourcenpotenziale in Abschnitt 4 nicht abschließend beurteilt werden kann, so bleibt doch abzuwarten, wie schnell sich die Produktionskapazitäten auf diese Nachfrage hin orientieren.

Hinsichtlich der langfristigen Zielsetzung werden seitens der Politik auch erste Schwerpunkte für erneuerbare Energieträger im See- und Luftverkehr gesetzt (Abschnitt 1.6.1).

Grundsätzlich zeigen die Berechnungen, dass es für die Erreichung der Klimaziele im Verkehrssektor von zentraler Bedeutung ist, dass alle Maßnahmen, ob Förderung oder gesetzliche Vorgabe, gut aufeinander abgestimmt sein müssen, um nicht schlussendlich in eine Erfüllungslücke zu laufen. Ein kontinuierliches Monitoring und konsequentes Nachsteuern erscheinen unerlässlich, da für die Zielerreichung alle Optionen auf einem ambitionierten Niveau zum Einsatz kommen müssen.

3 Produktionstechnologien zur Bereitstellung von erneuerbaren Kraftstoffen

STEPHANIE HAUSCHILD, GABRIEL COSTA DE PAIVA, ULF NEULING, TJERK ZITSCHER, JAKOB KÖCHERMANN UND KATI GÖRSCH

Weiterführende Informationen:

Kraftstoffe aus erneuerbaren Ressourcen haben einen hohen Stellenwert bei der Erreichung der nationalen und der weltweiten Klimaschutzziele. Während anfänglich insbesondere die Produktion biobasierter Energieträger im Fokus der Entwicklung stand, finden heutzutage zunehmend auch strombasierte Kraftstoffe aus regenerativen Energien einen Zugang zu Forschungs- und Demonstrationsvorhaben.

Bedeutende marktverfügbare Mengen an erneuerbaren Kraftstoffen werden über biomassebasierte Produktionstechnologien bereitgestellt: Bioethanol, Biomethan, Biodiesel und HVO/HEFA (hydroprozessierte Pflanzenöle bzw. hydroprozessierte Ester und Fettsäuren, engl.: Hydrotreated Vegetable Oils bzw. Hydrotreated Esters and Fatty Acids) sind weltweit weiterhin die wichtigsten Biokraftstoffe. Diese ausgereiften und etablierten Verfahren ermöglichen eine verlässliche, stabile Versorgung mit erneuerbaren Energieträgern. Überdies ist die Produktion von Biokraftstoffen bereits Teil von Bioraffinerien: Vielfach bringen diese Multi-Produkt-Anlagen Koppelprodukte hervor, die beispielsweise im Bereich der Tierfutterherstellung oder der chemischen Industrie sowie als Dünger eingesetzt werden.

Mit Blick auf die Nutzung von Rest- und Abfallstoffen wurde in den letzten Jahren die Entwicklung und Etablierung fortschrittlicher Biokraftstoffe stärker forciert. Diese heterogenen Ressourcen resultieren in vielfältigen Herausforderungen für die Technologien zur Produktion der erneuerbaren Kraftstoffe. Dies lässt sich auch am technischen Entwicklungsstand der jeweiligen Verfahren erkennen. Mit besonderem Augenmerk auf eine geschlossene Kreislaufwirtschaft zeigt dieser Ansatz jedoch große Potenziale, wertvolle Ressourcen zu schonen und vermeidbare Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) einzusparen.

Strombasierte Kraftstoffe beschreiben gasförmige und flüssige Energieträger, die durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden. Im Falle von kohlenwasserstoffhaltigen Produkten ist zudem eine Kohlenstoffquelle notwendig. Einen besonderen Anspruch an die Technologien stellt hierbei die lastflexible Fahrweise.

3.1 Technologierouten im Überblick

Die Bereitstellung erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr kann über eine Vielzahl an Möglichkeiten erfolgen, die Komplexität der Verfahrensoptionen ist anhand der folgenden Abbildung 3-1 ersichtlich.

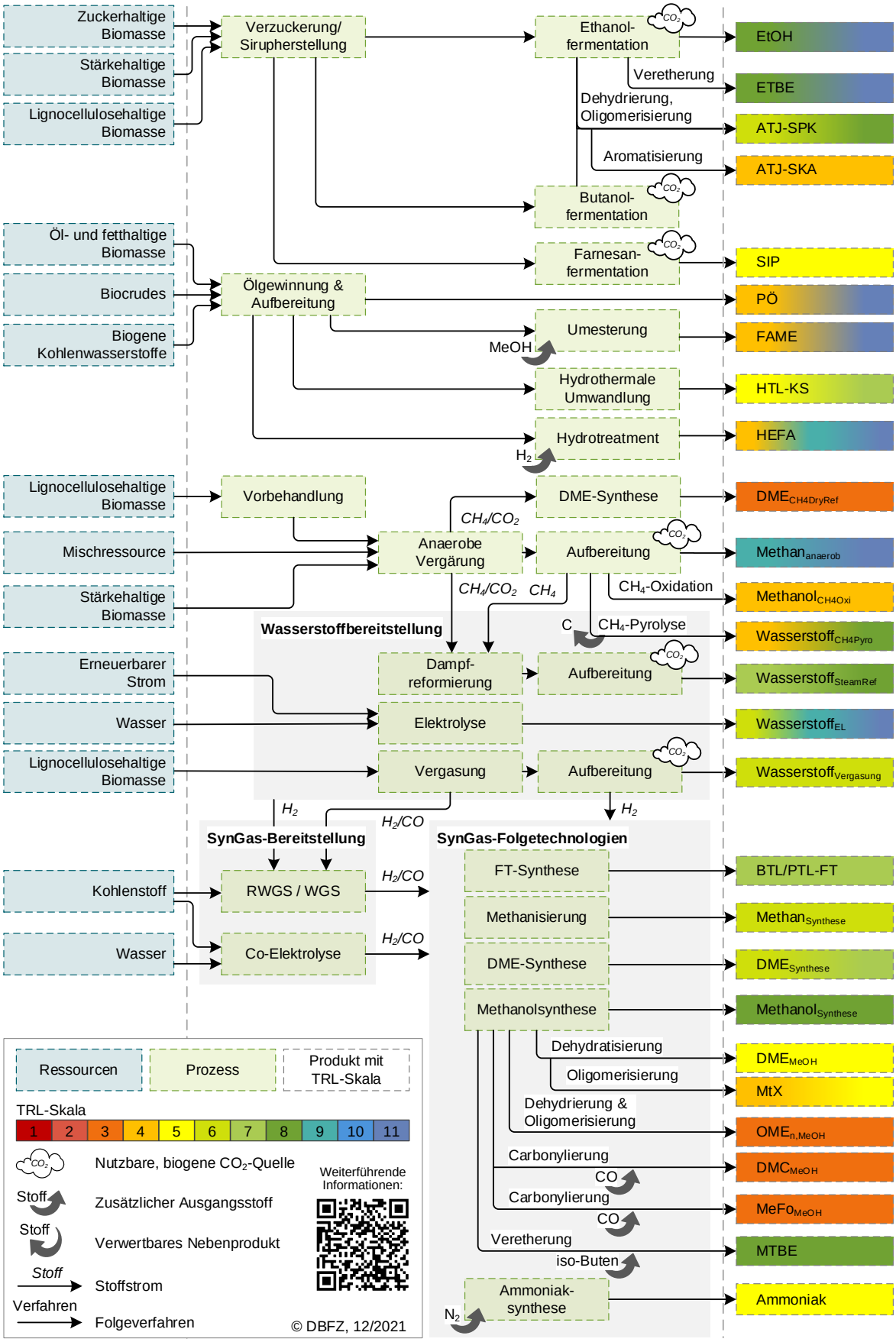


Abbildung 3-1 Bereitstellungsoptionen erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr – Darstellung der jeweiligen Ressourcen, Verfahren, Technologiereife (TRL) und resultierenden Energieträger, Hinweis: Abbildung ohne Anspruch auf

Vollständigkeit, CH4DryRef: Methan-Trockenreformierung, CH4Oxi: Methanoxidation, CH4Pyro: Methanpyrolyse, SteamRef: Dampfreformierung, EtOH: Ethanol, HTL-KS: Kraftstoff aus der hydrothermalen Verflüssigung

Ziel dieser Darstellung ist die Verknüpfung der Produktionstechnologien mit den jeweiligen Ressourcen, dem entsprechenden technologischen Entwicklungsstand sowie den resultierenden Energieträgern. Überdies sollen (potenzielle) Schnitt- und Anknüpfungspunkte zwischen den Technologien aufgezeigt werden.

Nachfolgend findet sich nach einer Einführung in die Bewertung des technischen Entwicklungsstandes von Kraftstoffproduktionsverfahren eine umfängliche Auswahl an Verfahrensbeschreibungen aktueller und zukünftiger Produktionstechnologien mit Verweis auf beispielhafte Initiativen sowie Forschungs- und Entwicklungsbedarfe. Auf dieser Auswahl aufbauend werden weitere Informationen zu möglichen Ressourcen in Abschnitt 4 sowie die detaillierte Analyse der THG-Emissionen und Gestehungskosten in den Abschnitten 7 und 0 gegeben.

3.2 Technischer Entwicklungsstand

Während der Entwicklung einer Technologie durchläuft diese die Phasen der Forschung, der Testung und der Etablierung auf dem Markt. Aufgrund des unterschiedlichen Ressourceneinsatzes, der beteiligten Akteure und des Risikos sollte die Einführung neuer Technologien nach der jeweiligen Stufe klassifiziert werden. Das am weitesten verbreitete System hierfür ist der Technology Readiness Level (TRL) [Héder (2017)]. Von der NASA entwickelt, um neue Technologien für ihre Missionen einzuführen, wurde es für andere Sektoren erweitert, zum Beispiel von der IEA und in der Europäischen Union im Rahmen des „Horizont 2020“-Programms [Europäische Union (2014); IEA (2020)]. Das System ist in neun Stufen unterteilt, die der Grundlagenforschung (TRL 1-2), der angewandten Forschung (TRL 2-5), der technischen Entwicklung (TRL 5-8) und der Marktreife (TRL 8-9) entsprechen [Frerking (2014)]. Darüber hinaus hat die IEA zwei weitere Stufen eingeführt, um die Marktintegration (TRL 10) und die Marktstabilität (TRL 11) zu beschreiben [IEA (2020)].

Für die Markteinführung neuer Kraftstoffe stellt der Entwicklungsprozess andere Anforderungen als die in der TRL beschriebenen, wie die Kraftstoffzertifizierung und die Prüfung der Eignung für die Anwendung im Fahrzeug („Fit for purpose“). Um dieses Problem zu überwinden, wurde das Fuel Readiness Level (FRL) von der Commercial Aviation Alternative Fuels Initiative (CAAFI) entwickelt, mit dem die Anforderungen an die Entwicklung und Markteinführung alternativer Flugkraftstoffe erfasst werden sollen [CAAFI (2009)]. Das System hat neun Stufen und umfasst die Entwicklungszyklen für die Herstellung des Kraftstoffs (FRL 1-5), die Kraftstoffzertifizierung (FRL 6-7), die Eignung und Kompatibilität für den Einsatz im Flugzeug (FRL 4-7) und die Kommerzialisierung der Produktionstechnologie (FRL 8-9) [CAAFI (2013)].

Das FRL-System ist zwar spezifisch für den Luftfahrtsektor, kann aber mit geringfügigen Änderungen auch für die Beschreibung des Fortschritts von Kraftstoffen in anderen Sektoren verwendet werden. Daher können TRL und FRL komplementär verwendet werden, um den Reifegrad eines Kraftstoffherstellungsprozesses und der Kraftstoffnutzung zu beschreiben. Die Etablierung des Kraftstoffproduktionsprozesses und der Kraftstoffverwendung erfolgen jedoch nicht parallel; ihre Überschneidungen sind in Abbildung 3-2 dargestellt.

Für die Beschreibung des Status quo eines durch eine Fertigungstechnologie hergestellten Kraftstoffs in diesem Bericht werden sowohl TRL als auch FRL verwendet, um die Entwicklungspunkte qualitativ einzuordnen. In den nachfolgenden Abschnitten erfolgt die Einteilung der Technologien und Kraftstoffe nach Entwicklungsstadium in Forschung (TRL 1-4), Demonstration (TRL 5-8) und Kommerzialisierung (TRL 9-11).

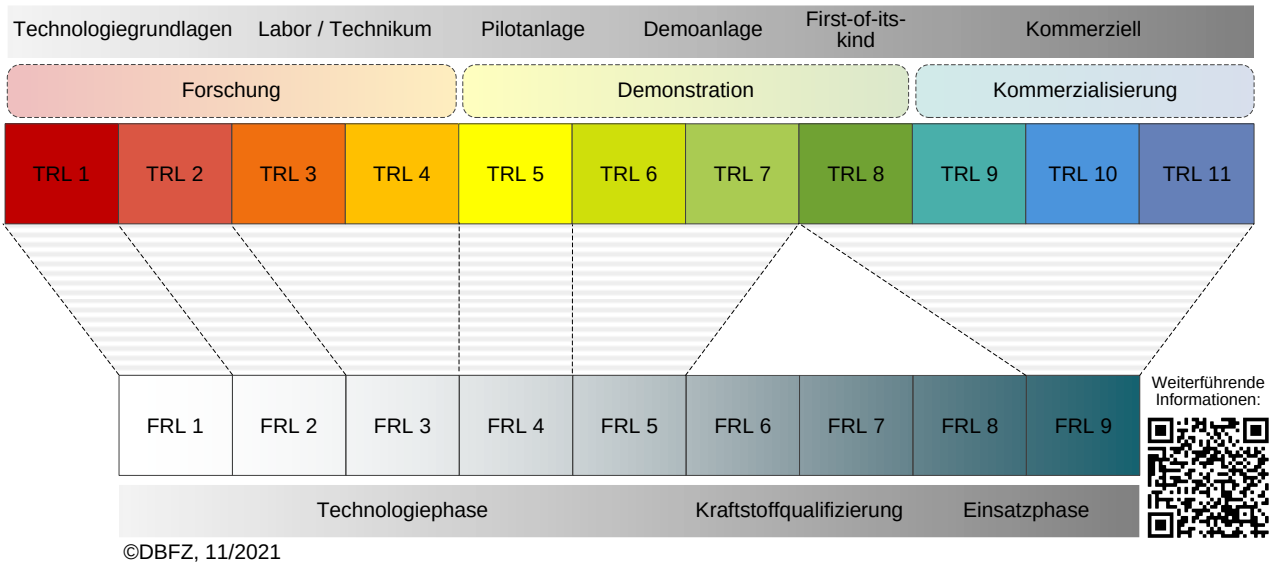


Abbildung 3-2 Gegenüberstellung von Technology Readiness Level (TRL) nach IEA und Fuel Readiness Level (FRL)

3.3 Alkoholische Fermentation und Folgetechnologien

Verfahrensbeschreibung

Die Herstellung von Bioethanol durch Fermentation kann in konventionelle (zucker- und stärkebasierte) und fortschrittliche (lignocellulosebasierte) Verfahren unterschieden werden. Das allgemeine Verfahrensfließbild ist in Abbildung 3-3 zu finden. Der Begriff der alkoholischen Fermentation wird hierbei für die Verarbeitung biogener Ressourcen unter anaeroben Bedingungen in einer Hefe verwendet [Faria-Oliveira (2013)]. Die am häufigsten für industrielle Anwendungen verwendete Hefe ist *Saccharomyces cerevisiae*, die Zucker (z. B. Glucose) in Abwesenheit von Sauerstoff in Ethanol und Kohlenstoffdioxid verwandeln kann. Hierbei entstehen auch weitere Stoffwechselprodukte wie Aldehyde und Ester. Die Reaktionstemperatur liegt zwischen 20 und 35 °C, wobei die optimale Temperatur bei etwa 30 °C liegt [Parapouli (2020); Walker (2016)].

Zuckerhaltige Rohstoffe werden im Vorbehandlungsschritt mit Wasser gemahlen, um den Zucker in die wässrige Phase zu überführen. Die erhaltene Flüssigkeit wird in kristallinen Zucker (durch Trocknung, Kristallisation und Zentrifugation) und Melasse getrennt. Die Melasse kann in der Fermentation eingesetzt werden. Wird ein stärkereicher Rohstoff (z. B. Mais oder Getreide) verwendet, muss die Biomasse nach der Zerkleinerung (z. B. durch Mahlen der trockenen Biomasse) verzuckert werden [Ramirez-Cadavid (2016)]. Dieser Vorgang erfolgt bei erhöhten Temperaturen unter Zugabe von Enzymen und Wasser und wird als Maischen bezeichnet. Die zuckerhaltigen Lösungen (Melasse oder Maische) können in der Fermentation zu Ethanol umgewandelt werden, das in einem anschließenden Destillationsschritt aufkonzentriert wird. Die Verfahren zur Verarbeitung von zucker- und stärkehaltigen Ressourcen unterscheiden sich auch hinsichtlich des zu gewinnenden Destillationskoppelproduktes:

Während bei dem Verfahren auf Zuckerbasis Vinasse entsteht, fällt beim stärkebasierten Verfahren Schlempe an, die zu Trockenschlempe (engl.: Dried Distillers Grains with Solubles – DDGS) verarbeitet werden kann [BDBe (2021); FNR (2021)].

Um eine Auslastung der Bioethanolanlage lediglich zur Erntezeit der Anbaubiomasse zu umgehen, etablieren sich seit einigen Jahren, zum Beispiel in Brasilien, die sogenannten Multi-Feedstock-Anlagen. Hier wird Zuckerrohr regulär in der Erntezeit verarbeitet, und anschließend Mais als Zwischenrohstoff. Vor allem Fermentation, Destillation und Energieerzeugung profitieren hierbei durch höhere Auslastungen und die interne energetische Nutzung von Nebenprodukten (Nutzung von Bagasse und Stroh aus Zuckerrohr anstelle von anderen Biomassen oder Erdgas für die interne Energiebereitstellung).

Ethanol als fortschrittlicher Biokraftstoff verwendet lignocellulosehaltige Rohstoffe (z. B. Weizenstroh, Bagasse), die wesentlichen Verfahrensschritte sind in Abbildung 3-3 dargestellt. Für diese Biomassen gibt es eine Vielzahl von Vorbehandlungen, von denen die Dampfexplosion (engl.: steam explosion) für lignocellulosehaltige Ressourcen am weitesten entwickelt ist. Aber auch die saure oder alkalische Vorbehandlung, die Organosolv-Behandlung und das mechanische Mahlen sind Beispiele hierfür. Nach der Vorbehandlung wird die Biomasse durch die Hydrolyse der Cellulose verarbeitet. Hierbei setzen Enzyme die fermentierbaren Zucker der Cellulosematrix frei, was die anschließende Fermentation und Destillation ermöglicht [IRENA (2016)].

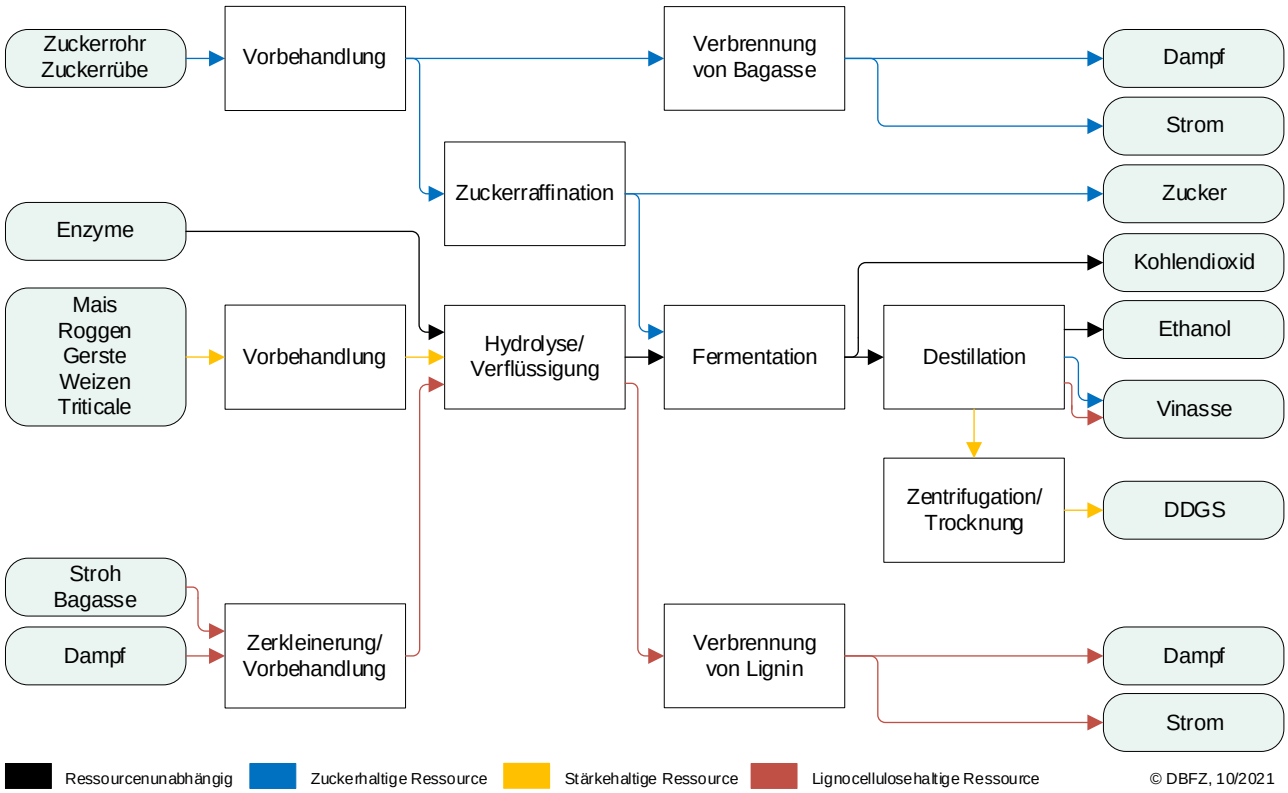


Abbildung 3-3 Schematische Darstellung der Prozessrouten zur Verarbeitung von zucker-, stärke- und lignocellulosehaltigen Ressourcen zu Ethanol

Alternativ können Hefezellen so manipuliert werden, dass sie die Verarbeitung von zucker- oder stärkehaltigen Ressourcen in alternativen Stoffwechselwegen priorisieren und somit zum Beispiel Butanol oder β-Farnesen synthetisieren [Wess (2019); Yao (2020)]. Das β-Farnesen ist ein Alken mit 15 Kohlenstoffatomen, dessen ungesättigte Bindungen hydriert werden, um das entstandene Farnesan als

synthetisch paraffinisches Kerosin (SPK) gemäß ASTM D7566, Annex 3 (SIP, „synthetisierte iso-Paraffine von hydroprozessierten fermentierten Zuckern“) zu verwenden [Gray (2014)]. Butanol kann neben Ethanol im Alcohol-to-Jet-Verfahren (ATJ, Abbildung 3-4) Anwendung finden, indem die Alkohole mittels Dehydrierung in kurzkettige Alkene umgewandelt und anschließend bei niedrigen Temperaturen oder durch Druckwechseladsorption abgetrennt werden [Mohsenzadeh (2017)]. Eine Oligomerisierung der Alkene führt zur Kettenverlängerung der Moleküle um das Vielfache der Kohlenstoffanzahl der jeweiligen Monomere. Wenn das Startmolekül beispielsweise Buten (C_4H_8) ist, besteht das Produktspektrum aus Alkenen wie Octen (C_8H_{16}), Dodecen ($C_{12}H_{24}$) und höheren Molekülen [Halmenschlager (2016); Toch (2017)]. Der in der Literatur berichtete maximale Anteil der Kerosinfraktion im Produktgemisch liegt bei etwa 70 % v/v [Geleynse (2018)]. Die paraffinischen Produkte sind noch ungesättigt, müssen mit Wasserstoff behandelt und letztlich destillativ fraktioniert werden [Chuck (2016)].

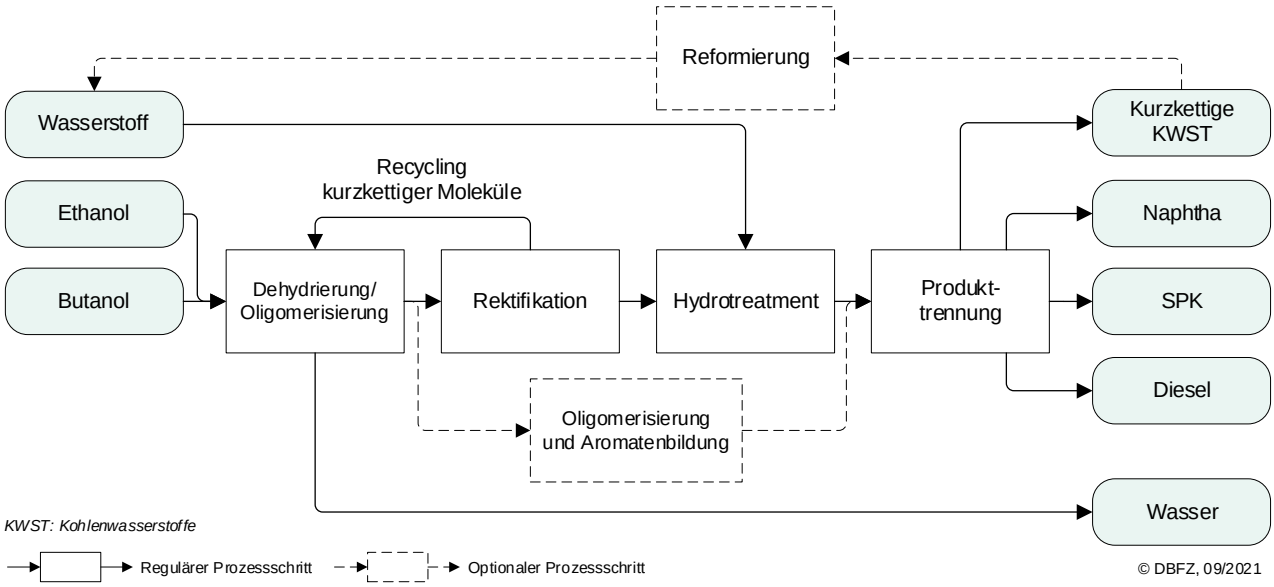


Abbildung 3-4 Schematische Darstellung des Alcohol-to-Jet-Verfahrens, Datenbasis: [Chuck (2016); Geleynse (2018)]

Ethyl-tertiär-butylether (ETBE) wird aus der Reaktion von Ethanol und Isobuten gewonnen. Die Reaktion ist eine Veretherung, bei der sich Ethanol mit dem zentralen Kohlenstoff des Isobutens verbindet. Dies geschieht bei niedriger Temperatur (30 bis 80 °C), bei einem Druck von 5 bis 15 bar und in Gegenwart eines sauren Katalysators [Jochen (2005); Menezes (2008)]. Die Bezeichnung Bio-ETBE wird verwendet, wenn das eingesetzte Ethanol biogenen Ursprungs ist [ETIP Bioenergy (2021d); Tretbar (2018)].

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Eine der größten Anlagen zur Verarbeitung von Zuckerrohr zu Ethanol wird von der Firma Raizen in Brasilien betrieben und hat eine Anlagenkapazität von 256.000 t/a. In den USA verarbeitetet zum Beispiel die Firma Poet in einer Anlage Mais für die Produktion von etwa 419.000 t/a Ethanol [POET (2021)]. Aktuell gibt es zwei Anlagen zur Produktion von lignocellulosebasiertem Ethanol in Brasilien (Raizen und Granbio mit Produktionskapazitäten von 40.000 t/a bzw. 65.000 t/a, wobei Raizen den Bau einer Anlage mit einer Produktionskapazität von 65.000 t/a plant), eine in den USA von der Firma POET-DSM Advanced Biofuels mit einer Kapazität von 75.000 t/a, und eine ist in China (Firma Longlive Biotechnology) mit einer Kapazität von 60.000 t/a in Betrieb [Bioenergy International (2021c); ETIP Bioenergy (2021a); IEA Bioenergy (2021b)]. ENI kaufte im Jahr 2018 eine entsprechende Anlage mit einer installierten Kapazität von 50.000 t/a, die zeitnah wieder in Betrieb genommen werden sollte [ENI

(2020); IEA Bioenergy (2021b); Ramos (2020)]. Keine der Produktionsanlagen meldete bisher eine volle Kapazitätsauslastung. Mit der von Clariant lizenzierten Technologie Sunliq® wird derzeit der Neubau einer lignocellulosebasierten Ethanolanlage in Rumänien projektiert. Mit einer Produktionskapazität von 50.000 t/a wurde sie im Oktober 2021 fertiggestellt [Clariant (2021a)]. Darüber hinaus wurden bereits andere Lizenzen an Unternehmen in Polen, Bulgarien und China verkauft [Clariant (2021b)].

Die Hauptproduktionsanlage von Isobutanol gehört Gevo in Luverne (USA) und ist eine Maisverarbeitungsanlage, die parallel Ethanol und Isobutanol produziert (4.500 t/a) [IEA Bioenergy (2021b); Ryan (2021)]. Im Demonstrationsmaßstab produziert Gevo chargenweise ATJ-SPK (265 m^3/a) in Silsbee (USA), der Bau einer kommerziellen Anlage mit einer Produktionskapazität von ca. 30.000 m^3/a ist geplant [IEA (2020); IEA Bioenergy (2021b)]. Weiterhin plant das Unternehmen LanzaTech den Bau einer ATJ-SPK-Anlage in den Niederlanden mit einer Kapazität von 30.000 t/a, die 2024 in Betrieb genommen werden soll [CORDIS (2021)], sowie einer Anlage in Port Talbot (UK) mit einer Kapazität von 100.000 m^3/a [IEA Bioenergy (2021b)].

Farnesan wurde in einer zuckerrohrverarbeitenden Anlage der Firma Amyris in Brotas (Brasilien) produziert [Benjamin (2016)]. Diese wurde im Jahr 2017 an Koninklijke DSM N.V. verkauft, die Produktion von Biokraftstoffen wurde hiernach nicht mehr forciert [Lane (2017)].

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Die Produktion von Ethanol aus stärke- und zuckerreicher Biomasse ist eine etablierte Technologie (TRL 11), und die Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen liegen im Bereich der Nutzung seiner Nebenprodukte (z. B. Vinasse oder biogenes Kohlenstoffdioxid) oder in der spezifischen Prozessoptimierung. Darüber hinaus werden aktuell Um- und Nachrüstungsmaßnahmen zur Produktion fortschrittlicher Kraftstoffe vermehrt diskutiert [Rutz (2020)]. Die technologische Entwicklung der fortschrittlichen Ethanolanlagen kann mit TRL 8 bewertet werden. Auch für diese Anlagen wird die Verwertung der Nebenprodukte (Vinasse und Überschuss an Lignin) adressiert.

Die Verfahren zur Herstellung von ATJ-SPK befinden sich auf dem Weg der Markteinführung, je nach Rohstoff zwischen TRL 6 und 8. Die Nachrüstung bestehender Ethanolanlagen mit dem ATJ-Prozess ist aktuell Gegenstand der Forschung [Rutz (2020)]. Die Integration eines weiteren Syntheseschritts in diesen Prozess zur Bildung von Aromaten wird derzeit beispielsweise von Byogy Renewables Inc. diskutiert [BYOGY Renewables (2016)]. Hierfür wird ein Teil des dehydrierten Alkohols zur Oligomerisierung mit aromatischer Formierung abgetrennt [Chuck (2016)]. Ziel ist die Produktion eines synthetischen paraffinischen Alkohol-zu-Jet-Kerosins mit Aromaten (engl.: Alcohol-to-Jet Synthetic Paraffinic Kerosene with Aromatics – ATJ-SKA).

3.4 Anaerobe Fermentation und Folgetechnologien

Verfahrensbeschreibung

Der biologische Abbau organischer Ressourcen unter anaeroben Bedingungen resultiert in einem Biogas, das insbesondere aus Methan (etwa 55–75 % v/v) und Kohlenstoffdioxid (etwa 25–45 % v/v) besteht. Die Umwandlung organischer Moleküle wie Proteine, Lipide und Kohlenhydrate erfolgt mittels Mikroorganismen [Daniel-Gromke (2017); Kasinath (2021)] in vier wesentlichen Schritten: i) Hydrolyse komplexer Biopolymere in Monomere wie Zucker und Aminosäuren; ii) Acidogenese der Biomonomere in volatile Fettsäuren; iii) Acetogenese der Fettsäuren in kleinere Moleküle wie Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid und Essigsäure, und iv) Methanogenese, bei der Methan und Kohlenstoffdioxid

entstehen [Matsakas (2016)]. Die biochemischen Vorgänge können unter psychrotrophen, mesophilen und thermophilen Bedingungen stattfinden, wobei aufgrund seiner höheren Stabilität der mesophile Vergärungsprozess am häufigsten Anwendung findet [Kasinath (2021); Matsakas (2016)].

Die Ressourcen, die sich für die Biogasproduktion eignen, sind vielfältig und umfassen beispielsweise feste Siedlungsabfälle, Lebensmittelabfälle, landwirtschaftliche Abfälle, lignocellulosehaltige Biomassen und Energiepflanzen. Diese organischen Materialien können entweder in Mono- oder in Co-Vergärung eingesetzt werden: Mittels Co-Vergärung wird auf bessere Betriebsbedingungen für die Mikroorganismen abgezielt, weshalb unterschiedliche Ressourcen im Prozess beispielsweise mit Blick auf deren pH-Wert, biologische Abbaubarkeit und Wassergehalt gemischt werden. Eine Vorbehandlung der Ressource (mechanisch, thermisch, chemisch oder biologisch) kann erforderlich sein, um u. a. die Substratfläche und damit die Verfügbarkeit für die Mikroorganismen zu erhöhen [Kasinath (2021)].

Der überwiegende Teil des in Deutschland produzierten Biogases wird (nach einer Entschwefelung und ggf. Trocknung) direkt vor Ort in Blockheizkraftwerken (BHKW) via Kraft-Wärme-Kopplung verstromt. Es werden Verbrennungsmotoren, Gasturbinen oder auch Brennstoffzellen mit anschließender Stromerzeugung durch Generatoren genutzt. Überdies kann das Rohbiogas zu Biomethan aufbereitet werden: Verfahren wie Druckwechseladsorption, Druckwasserwäsche oder Membrantrennung kommen hierbei zum Einsatz. Nach der Aufbereitung kann das erzeugte Biomethan verflüssigt oder komprimiert werden. Letzteres ist erforderlich, um das Biomethan in das Erdgasnetz einzuspeisen. Das in Abbildung 3-5 dargestellte Verfahrensfließbild fasst Nutzungsoptionen von Biogas beispielhaft zusammen.

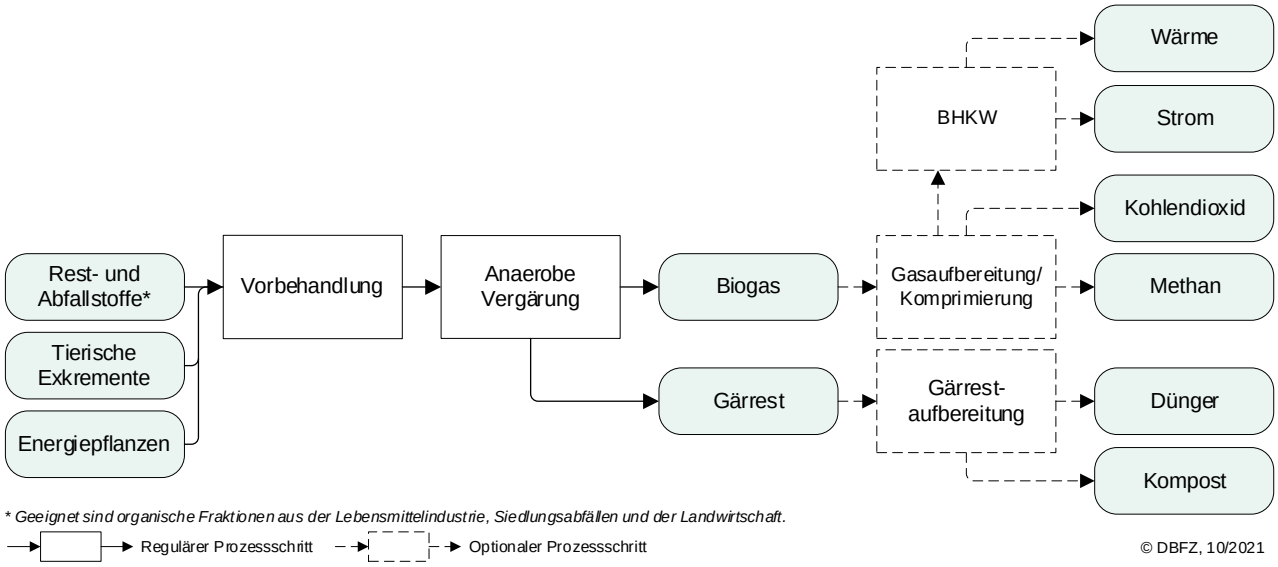


Abbildung 3-5 Schematische Darstellung der Produktion von Biogas und entsprechenden Folgeprodukten

Biogas kann neben Methan und Kohlenstoffdioxid auch geringe Konzentrationen an Schwefelwasserstoff und Ammoniak enthalten [Daniel-Gromke (2017); Dannesboe (2021); Kasinath (2021)]. Dies muss insbesondere beim Einsatz von Folgetechnologien berücksichtigt werden. Einer möglichen Verwertung des Biogases wird in den letzten Jahren vermehrt Aufmerksamkeit geschenkt: der Dampfreformierung zur Gewinnung biogenen Wasserstoffs. Aus der Wasserstoffbereitstellung mittels Erdgas bekannt, beschreibt das Verfahren die endotherme Wasserdampfreformierung zu Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff mit anschließender Wassergas-Shift-Reaktion (WGS) zur Erhöhung des Wasserstoffgehaltes

im Gas. Eine abschließende Aufbereitung durch Druckwechseladsorption wird zur Aufreinigung der Wasserstofffraktion vorgesehen.

Als Trockenreformierung wird die katalytische Spaltung von Methan mit CO_2 unter hohen Temperaturen und Drücken bezeichnet. Das erzeugte Synthesegas enthält CO und H_2 zu gleichen Anteilen, was die erforderliche Synthesegaszusammensetzung für die direkte Dimethylether (DME)-Synthese darstellt [Kiendl (2018)]. Im Rahmen der direkten DME-Synthese werden simultan Reaktionen der Methanolsynthese, der Wassergas-Shift-Reaktion und der Methanoldehydratisierung durchlaufen [Dahmen (2012); Kiendl (2018)].Als Trockenreformierung wird die katalytische Spaltung von Methan mit Kohlenstoffdioxid unter hohen Temperaturen und Drücken bezeichnet. Das erzeugte Synthesegas enthält CO und H_2 zu gleichen Anteilen, was die erforderliche Synthesegaszusammensetzung für die direkte Dimethylether (DME)-Synthese darstellt [Kiendl (2018)]. Im Rahmen der direkten DME-Synthese werden simultan Reaktionen der Methanolsynthese, der Wassergas-Shift-Reaktion und der Methanoldehydratisierung durchlaufen [Dahmen (2012); Kiendl (2018)].

Methanpyrolyse ist eine weitere aktuell diskutierte Technologie, die für die Produktion biobasierten Wasserstoffs eingesetzt werden kann. Hierbei wird Methan (beispielsweise aus der Biogasfermentation) bei niedrigem Druck und hohen Temperaturen in Wasserstoff und Kohlenstoff gespalten [Sánchez-Bastardo (2020)]. Die jeweiligen Temperaturen können über ein elektrisch erzeugtes Plasma (Methanplasmalyse), durch die Verbrennung eines Teils des Eduktstromes oder über Flüssigmetallbäder erzeugt werden (thermische oder katalytische Methanpyrolyse) [Abbas (2010)].

Ein weiteres Verfahren zur Bereitstellung von Methan stellt, neben der im Abschnitt 3.8.7 behandelten katalytischen Methanisierung, die biologische oder mikrobielle Methanisierung dar. Hierbei werden Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff mittels Mikroorganismen anaerob zu Methan umgewandelt. Bei den Mikroorganismen handelt es sich um hochspezialisierte Archaeen, die bei Temperaturen bis 65 °C und einem Druck zwischen 5 und 10 bar Methanogenese betreiben. Dieses Power-to-Gas-Verfahren (Wasserstoff wird über Elektrolyse bereitgestellt) findet Anwendung beispielsweise *in situ* oder *ex situ* in oder an einer Biogas- oder Kläranlage – in jedem Fall kann dieser Anlagenteil die Methanausbeute des Prozesses erhöhen.

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Biogas wird als Vorläufer für die Produktion von Biokraftstoffen in kleinem Maßstab betrachtet. In Dänemark beispielsweise werden im Rahmen von Forschungsaktivitäten kleine Anlagen zur Aufbereitung von Biogas zu Methanol mit oder ohne Zusatz von Wasserstoff entwickelt [DTU (2020); IEA Bioenergy (2020b)]. Das Unternehmen Oberon Fuels in den USA betreibt eine Demonstrationsanlage zur Herstellung von DME aus Biogas über das Zwischenprodukt Methanol [Oberon Fuels (2021)].

Im Bereich der Biogas- und Biomethan-Dampfreformierung befinden sich im Pilotmaßstab derzeit eine modulare Anlage der Firma BtX energy GmbH im Bau und eine Testeinheit für die oxidative Dampfreformierung durch das Konsortium BioROBURplus in Planung. Darüber hinaus wird von der Firma DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH derzeit ein Kompaktreformer zur Dampfreformierung methanreicher Gase in Betrieb genommen. Die Firma Graforce GmbH ist seit einigen Jahren im Bereich der Methan-Plasmalyse aktiv und hat ihr Portfolio zur Wasserstoffproduktion auf Abwässer und Kunststoffabfälle erweitert [GRAFORCE (2020)]. Ein Konsortium rund um BASF erforscht bis Ende Mai 2022 den Bau und die Inbetriebnahme einer Versuchsanlage zur Methanpyrolyse in Ludwigshafen; sie dient als Grundlage für die Auslegung einer zukünftigen Pilotanlage [BASF (2021); BMBF (2019)].

Die trockene Reformierung von (fossilem) Methan und die weitere Produktion zu DME wurde durch eine Kooperation zwischen BASF und Linde in einer Versuchsanlage in Deutschland entwickelt [Linde (2020)]. Die biobasierte Produktion von DME durch trockene Reformierung von Biogas befindet sich derzeit im Labormaßstab; ein Beispiel für die Entwicklung stammt vom DBI Freiberg [DBI (2019)].

Prominente Vertreter der biologischen Methanisierung sind die Firmen microbEnergy GmbH und VIESSMANN Climate Solutions SE, die das BiON®-Verfahren entwickelten. Eine entsprechende Pilotanlage ist seit 2015 in Allendorf (Eder) in Betrieb [microbEnergy (2020)].

FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSBEDARF

Die anaerobe Vergärung ist eine etablierte Technologie (TRL 11). Deutschland ist mit über 8.000 installierten Anlagen führend in Europa [Daniel-Gromke (2017)]. In Europa liegt die übliche Kapazität für Biogasanlagen zur Stromerzeugung zwischen 0,5 und 2,7 MW [IEA (2020)]. Die durchschnittliche Kapazität einer Methanaufbereitung liegt in Deutschland bei 3,42 Tsd. t/a Biomethan [bdew (2021)], weltweit liegt die durchschnittliche Kapazität bei 2,53 Tsd. t/a Biomethan [IEA Bioenergy (2021c)].

Die Weiternutzung des Biogases oder Biomethans zur Produktion von Wasserstoff über Dampfreformierung bedarf besonderer Aufmerksamkeit mit Bezug auf potenzielle Katalysatorgifte wie beispielsweise Schwefel-, Silizium- und Chlorverbindungen. Zudem muss im Vergleich zur reinen Nutzung der Methanfraktion bei der Verwendung von Biogas insbesondere auf die Auswirkungen des Kohlenstoffdioxidanteils auf die Anlagendimensionierung, die Katalysatorlebensdauer und das Trennverhalten des Produktgases geachtet werden. Die Gesamtkette ist mit einem TRL 6–8 zu bewerten. Während die Methanplasmalyse bereits auf einem TRL 8 einzuordnen ist, stößt die katalytische und thermische Methanpyrolyse vor Ihrer industriellen Implementierung noch auf Herausforderungen: Die Katalysatoren befinden sich noch in der Entwicklung (hauptsächlich Metall-, Kohlenstoff- oder geschmolzene Metall-/Salzkatalysatoren), der Markt für das Nebenprodukt Kohlenstoff muss zunächst etabliert werden (die Qualität des erzeugten Kohlenstoffs ist ebenfalls Gegenstand der Forschung) und die Prozess-/Reaktorkonzepte befinden sich noch in der Entwicklung [Sánchez-Bastardo (2020)]. Ihr technischer Entwicklungsstand ist eher auf TRL 3–4 einzuordnen.

3.5 Ver- und Umesterung

VERFAHRENSBESCHREIBUNG

Fettsäuremethylester (engl.: Fatty Acid Methyl Ester – FAME) entstehen bei der Reaktion von Triglyceriden mit Methanol, wobei als Nebenprodukt Glycerin gebildet wird. Das Gemisch aus Fettsäuremethylestern wird als Biodiesel bezeichnet [ETIP Bioenergy (2021e)]. Die Umesterung ist eine reversible Reaktion, deren Gleichgewicht durch einen Methanol-Überschuss hin zu den Produkten verschoben wird. Es kommen Katalysatoren wie Natriumhydroxid (NaOH), Kaliumhydroxid (KOH), Natriummethylat (CH_3NaO) und Kaliummethylat (CH_3KO) zum Einsatz [Majer (2015)]. Geeignete Triglyceride finden sich zum Beispiel in Pflanzenölen von Anbaubiomassen (z. B. Raps, Sojabohne, Ölpalme) oder in tierischen Fetten und Altspeiseölen/-fetten (engl.: Used Cooking Oils – UCO).

Pflanzenöle können beispielsweise aus Ölsaaten in einer Ölmühle gewonnen werden. Die Ölgehalte der einzelnen Saaten unterscheiden sich zum Teil deutlich. Während Raps- und Sonnenblumensamen einen Ölgehalt von 40 bis zu 45 % (w/w) aufweisen, können Palmfrüchte und Sojabohnen einen Ölgehalt von 23 % bzw. 21 % (w/w) besitzen [Bockisch (1993); Kaltschmitt (2016); Majer (2015)]. Bei der Ölgewinnung wird zwischen der Verarbeitung in kleintechnischen und großtechnischen Anlagen

unterschieden. In kleintechnischen Anlagen erfolgt meist ausschließlich eine mechanische Extraktion (Pressung) ohne Wärmezufuhr mit anschließender Fest-/Flüssigtrennung. Für die Kraftstoffnutzung wird das Öl in der Regel einer Nachbehandlung, ähnlich den Verfahrensschritten Bleichung und Entschleimung in großtechnischen Anlagen, unterzogen. Bei der Ölsaatenverarbeitung in großtechnischen Anlagen wird entweder das ein- oder zweistufige Fertigpressen, die Direktextraktion mit Lösungsmitteln oder eine Kombination von Pressung und Lösungsmittelextraktion angewendet. Zur Erhöhung der Ölausbeute werden die Ölsaaten zumeist unter Wärmezufuhr verarbeitet. Das gewonnene Öl wird im Anschluss aufbereitet, das heißt mithilfe der Verfahrensschritte Entschleimung, Neutralisation, Bleichung und Desodorierung raffiniert oder teilraffiniert [Kaltschmitt (2016)].

Für die Biodieselproduktion aus UCO muss der Rohstoff vorbehandelt werden [Majer (2015)]. Eine mechanische Vorbehandlung, wie zum Beispiel Zentrifugation und Filtration, ist geeignet, um die im Öl enthaltenen Feststoffe abzutrennen. Altspeiseöle haben eine höhere Konzentration an freien Fettsäuren als Pflanzenöle und müssen daher durch Veresterung neutralisiert werden [Sarno (2019); Ulfah (2019)]. Die Neutralisation erfolgt durch die Reaktion der freien Fettsäuren mit Methanol [Mazubert (2014)]. Abschließend muss der Wassergehalt des Öls reduziert werden, da Wasser, genau wie hohe Säuregehalte, die Umesterung negativ beeinflussen kann [Bereczky (2017)].

Das bei der Herstellung von Biodiesel anfallende Rohglycerin enthält Verunreinigungen wie Methanol, Seife, Wasser und Salze. Um technisches Glycerin zu erhalten, müssen diese abgetrennt werden. Zu diesem Zweck können beispielsweise eine Flash-Verdampfung von Methanol, die Neutralisierung und folgende Filtration von Salzen und die anschließende Destillation von Glycerin erfolgen. Um eine pharmazeutische Qualität zu erhalten, sind weitere Raffinationsschritte erforderlich, wie Bleichen und Adsorptionsverfahren [Air Liquide (2021a); Pitt (2019); Wan Isahak (2014)].

Die folgende Abbildung 3-6 veranschaulicht den Prozess zur Produktion von Biodiesel.

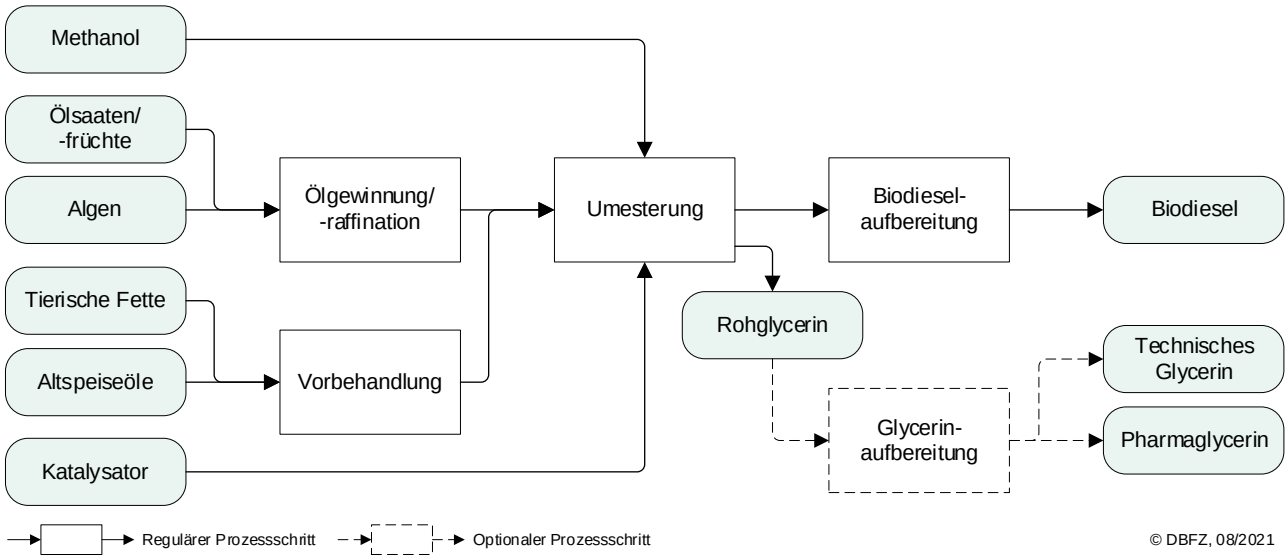


Abbildung 3-6 Schematische Darstellung der Produktion von FAME, Datenbasis: [Majer (2015)]

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Die Produktionskapazität von FAME-Anlagen ist sehr unterschiedlich. In Deutschland zum Beispiel reicht die installierte Kapazität von 6 Tsd. t/a (im Besitz von RapSol GmbH) bis 350 Tsd. t/a (im Besitz von Archer Daniels Midland Company) [ADM (2006); UFOP (2018)]. Weltweit liegt die durchschnittliche

Produktionskapazität bei etwa 100 Tsd. t/a. Das Unternehmen Potencial Biodiesel Ltda. in Brasilien betreibt eine Anlage mit einer Produktionskapazität von 800 Tsd. t/a [biodieselbr (2020)].

FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSBEDARF

FAME ist ein etablierter Biokraftstoff, die weltweite Produktion im Jahr 2019 lag bei 38,84 Mio. t/a [IHS Markit (2020c)]. Somit wird von einem TRL 11 ausgegangen. Forschungs- und entwicklungsseitige Bestrebungen gehen in Richtung Rohstoffaufbereitung und Prozessadaption hinsichtlich niedriger und variabler Rohstoffqualitäten. Überdies werden weiterhin Untersuchungen zum Einsatz von erneuerbaren Biomassen wie Jatropha oder Mikroalgen [Loh (2021)] oder zum Ersatz von fossilem durch erneuerbares Methanol durchgeführt.

3.6 Hydrotreatment

VERFAHRENSBESCHREIBUNG

Die Herstellung von HEFA- oder HVO-Kraftstoffen ist chemisch und verfahrenstechnisch angelehnt an den Prozess des Hydrotreatments/Hydrocrackens fossiler Edukte. Dieser findet Anwendung in der Erdölraffinerie zur Abspaltung von Heteroatomen, beispielsweise Schwefel und Sauerstoff, bzw. zur wasserstoffunterstützten Kettenlängenanpassung spezifischer Kraftstofffraktionen. Das HVO/HEFA-Verfahren[5] bedient sich der katalytischen Beaufschlagung von ester- und fettsäurehaltigen Edukten sowie Biocrudes mit Wasserstoff. Hierdurch entsteht eine Bandbreite an paraffinischen Kohlenwasserstoffen in einem mit den Fraktionen der Erdölraffination vergleichbaren Spektrum. Das Verfahren kann als Stand-alone-Anlage oder als Mitraffination mit Erdölprodukten in bestehenden Raffinerien (Abschnitt 3.9) ausgeführt werden.

Entsprechend der Abbildung 3-7 ist je nach Edukt eine Ölraffination in Form von Entschleimung, Bleichen und/oder Neutralisation vorzusehen. Altspeiseöle und -fette müssen ggf. filtriert und/oder getrocknet, Tallöl zudem von spezifischen Salzen befreit und Biocrudes durch Destillation, Cracken und/oder ein vorgeschaltetes Hydrotreatment konditioniert werden (Abschnitt 3.9). Die vorbehandelten Öle und Fette werden in einem Festbettreaktor bei einem Wasserstoffpartialdruck von 40 bis 140 bar [Bezergianni (2010); Guzman (2010); Liu (2011); Sotelo-Boyás (2011)] auf eine Betriebstemperatur zwischen 300 und 450 °C [Arend (2011), (2011); Liu (2011); Sotelo-Boyás (2011)] erwärmt. Je nach Ausgangsstoff und Prozessführung liegt der stöchiometrische Wasserstoffbedarf des Prozesses zwischen 2 und 3 % (w/w). Wasserstoff führt zur Absättigung der Doppelbindungen sowie zur Abspaltung von Heteroatomen. So entsteht ein sauerstoff- und aromatenfreies Gemisch aus gesättigten, paraffinischen Kohlenwasserstoffen. Je nach Betriebsbedingungen, gewählten Katalysatoren und favorisierter Produktfraktion finden in der Folge oder parallel zur Hydrierung die Isomerisierung und ein mildes Cracken statt [Starck (2016)]. Durch die Verzweigung und Kettenlängenveränderung der Kohlenwasserstoffe werden die gewünschten Kraftstoffeigenschaften eingestellt.

[5] Der Übersicht halber wird auf eine zusätzliche begriffliche Unterscheidung des Hydrotreatments von Biocrudes verzichtet und rohstoffunabhängig im Zusammenhang mit dem Verfahren und den Kraftstoffen einheitlich die Bezeichnung HVO/HEFA genutzt.

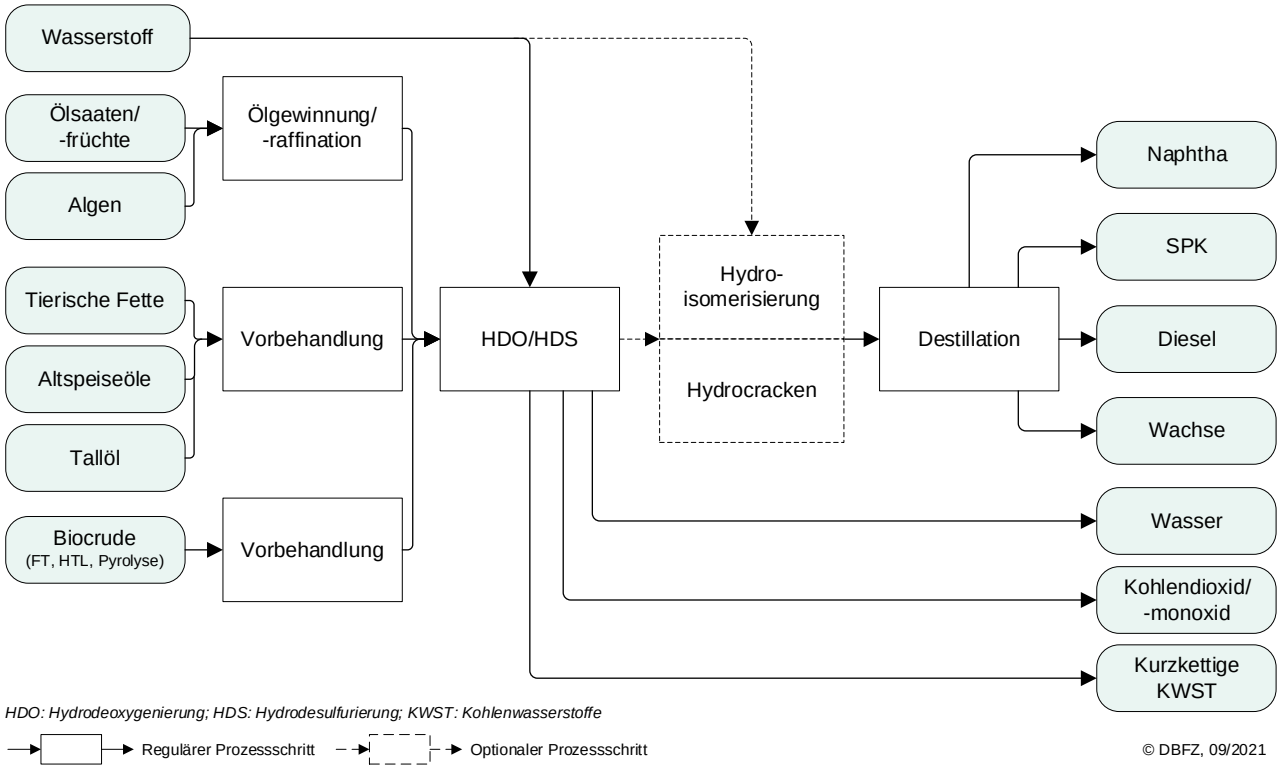


Abbildung 3-7 Schematische Darstellung der Produktion von HVO/HEFA-Kraftstoffen

Mögliche Hauptprodukte stellen die Diesel-, Benzin-/Naphtha-, SPK- und Propan/Butan- (engl.: Liquefied Petroleum Gas - LPG) Fraktionen dar. Die flüssigen Produkte werden destillativ voneinander getrennt. Nebenprodukte wie Kohlenstoffdioxid, Kohlenmonoxid und Wasser werden an geeigneter Stelle abgeführt und ggf. aufbereitet. Die leichten Kohlenwasserstoffe, zum Beispiel Propan und Butan, können intern für die Energiegewinnung oder im Rahmen der Dampfreformierung zur Produktion von Wasserstoff genutzt werden.

Im Mai 2020 wurde die siebente Route zur Produktion von SPK in die ASTM D7566 aufgenommen und ist somit zum Blenden (volumetrisch bis zu 10 %) in konventionelles JET A/A-1 in der zivilen Luftfahrt zugelassen: HC-HEFA-SPK (engl.: synthesized paraffinic kerosene from hydrocarbon-hydroprocessed esters and fatty acids). Hierbei handelt es sich um einen Hydrotreatment-Prozess, der ein über Biosynthese eines Mikroorganismus bereitgestelltes, kohlenwasserstoffreiches Öl als Edukt hat. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt wurde nur die Mikroalge *Botryococcus braunii* als Spezies in den Annex 7 aufgenommen.

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Einer der ersten und weiterhin engagierten Akteure im Bereich der HVO/HEFA-Produktion ist die Firma Neste Oyj. Mit vier Anlagen in drei europäischen und asiatischen Ländern werden auch auf Kundenwunsch unterschiedliche Ressourcen (z. B. Abfallöle) und Produkte (z. B. Diesel und SPK) prozessiert und untersucht. Die Renewable Energy Group betreibt in Geismar (Louisiana/USA) eine vormals durch Dynamic Fuels LLC eröffnete Bioraffinerie, die über den Bio-Synfining™-Prozess (ergänzt durch Technologien aus dem Hause Neste Oyj) erneuerbare Produkte im Diesel-, Naphtha- und LPG-Bereich herstellt [Renewable Energy Group Inc. (2021)]. Die Firma UPM Biofuels produziert HEFA-Diesel (UPM BioVerno) und -Naphtha in einer Bioraffinerie in Lappeenranta/Finnland und nutzt hierfür erstmals Tallöl aus seiner UPM Kaukas Zellstoff- und Papierfabrik [UPM Biofuels (2022)]. Das durch die Firmen

Eni S. p. A. und UOP Honeywell entwickelte Verfahren Ecofining™ findet Anwendung in der durch World Energy in der Paramount-Raffinerie (Kalifornien/USA) betriebenen Anlage. Diese stellte bereits synthetisch paraffinisches Kerosin entsprechend der ASTM D7566 aus Rindertalg her. Beispielhafte Gesamtkraftstoffkapazitäten der Stand-alone-Anlagen liegen zwischen aktuell 130.000 t/a (UPM Biofuels, Lappeenranta Raffinerie) und 500.000 t/a (TOTAL, La-Mède-Raffinerie) bis zukünftig 1,3 Mio. t/a (Neste Oyj, Singapore-Raffinerie, geplante Finalisierung 2023) [TotalEnergies (2019); UPM Biofuels (2022)].

Mit der Ecofining™-Technologie wurde durch Eni S. p. A. eines der ersten Umrüstungsprojekte „Green Refinery“ in der Raffinerie in Porto Marghera (Venedig, Italien) gestartet [ENI (2021b)]. Hierbei wird die vorhandene Infrastruktur und Verfahrenstechnik für den Einsatz der biogenen Einsatzstoffe adaptiert. Einen ähnlichen Ansatz verfolgt TOTAL, die im Jahr 2019 die Umrüstung der vormaligen Erdölraffinerie in La Mède (Frankreich) mithilfe der Vegan-Hydrotreatment-Technologie von der Firma Axens abgeschlossen haben [TotalEnergies (2019)].

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Das Hydrotreatment biogener Ester und Fettsäuren wird als etabliertes Verfahren angesehen und kann für Öle aus Anbaubiomasse sowie Altspeiseöle und tierische Fette daher mit einem TRL 11 bewertet werden. Tallöl als Ressource wird aktuell nur von ausgewählten Bioraffinerien genutzt, der technische Entwicklungsstand wird für diese Route daher auf TRL 9 eingestuft. Forschungs- und Entwicklungsfragen konzentrieren sich eher auf die Nutzung nachhaltiger Ressourcen und die entsprechende Adaption der Verfahrenstechnik und Prozessführung. Ein Beispiel stellt hierfür die Nutzung von Algenölen dar, welches eher bei einem TRL 4 einzuordnen ist. Darüber hinaus werden produktspezifische Untersuchungen vorgenommen, wie zum Beispiel die Demonstration des Einsatzes von ungeblendetem HEFA-SPK (non-drop-in) und die damit verbundenen Kompatibilitätsstudien als Grundlage für die Zulassung im Flugbetrieb [Neste (2021)]. Aktuell vielfach diskutierte Ansätze zur verbesserten Marktdurchdringung von HEFA-Kraftstoffen liegen im Bereich des Umrüstens von bestehenden oder stillgelegten Erdölraffinerien. Aber insbesondere auch die Nachrüstung von Raffinerien zur Mitraffination von biogenen Ölen, z. B. Biocrudes bereitgestellt via Pyrolyse [6]oder hydrothermale Verfahren, ist von großem Interesse. Nähere Informationen hierzu sind in Abschnitt 3.9 zu finden.

3.7 Hydrothermale Verflüssigung

Verfahrensbeschreibung

Bei der hydrothermalen Verflüssigung (engl.: Hydrothermal Liquefaction – HTL) handelt es sich um ein thermochemisches Verfahren, bei dem Biomasse in Gegenwart von Wasser bei Temperaturen von 250 bis 370 °C und einem Druck von 100 bis 220 bar in ein energiereiches Biorohöl (Biocrude) umgewandelt wird. Aufgrund der hohen Prozessdrücke verbleibt Wasser im flüssigen bzw. nahkritischen Zustand. Da Wasser für den HTL-Prozess zugleich als Lösungs- und als Reaktionsmittel fungiert, eignet sich das Verfahren insbesondere für nasse Biomassen wie Klärschlamm, tierische Exkremente und organische Abfälle, aber auch für Algen und ungetrocknete landwirtschaftliche Reststoffe. Unter den vorherrschenden Reaktionsbedingungen werden die makromolekularen Bestandteile der Biomasse in

[6] Pyrolyse beschreibt eine Verfahrensoption zur Behandlung von (hier: biogenen) Ressourcen mit hohen Temperaturen und unter Ausschluss von Sauerstoff. Feuchte bis nasse Biomasse muss hierfür getrocknet und ggf. zerkleinert werden. Das produzierte Pyrolysegas wird vom Pyrolysekoks befreit und anschließend kondensiert um das Biocrude oder Pyrolyseöl zu erhalten.

kleinere Fragmente gespalten (Hydrolyse), umgewandelt und teilweise zu größeren Molekülen rekombiniert (Polymerisation). Während die dabei entstehenden unpolaren Verbindungen (z. B. langkettige, heterocyclische und aromatische Kohlenwasserstoffe sowie Amine und Amide) das Biorohöl ausbilden, reichern sich die polaren wasserlöslichen Verbindungen (z. B. Alkohole, Säuren und Phenole) im Prozesswasser an. [Basar (2021); Castello (2018)]

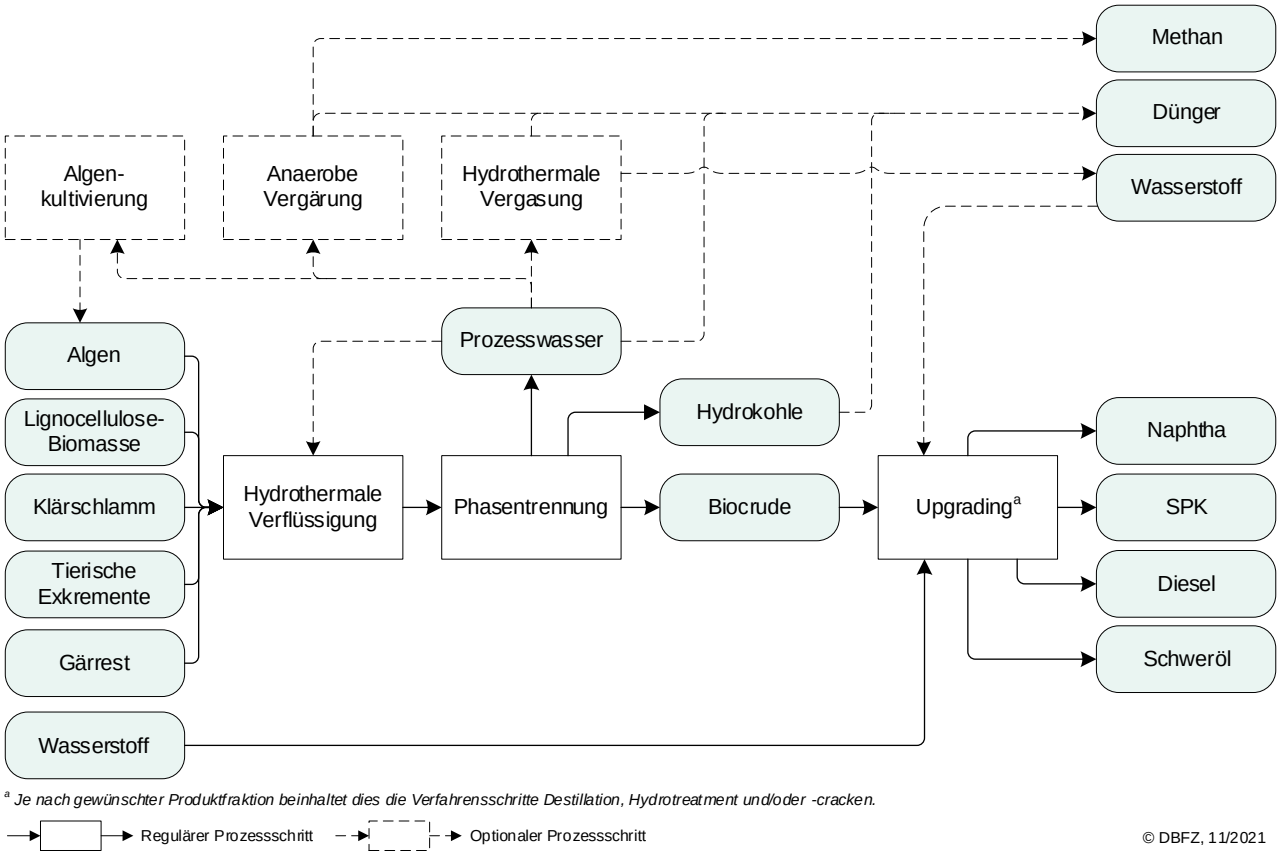


Abbildung 3-8 Schematische Darstellung der Produktion von HTL-Kraftstoffen

Das auf diese Weise erhaltene Biorohöl entspricht nicht den Anforderungen eines Drop-in-Kraftstoffs und muss veredelt werden. Bei diesem Upgrading können sowohl die physikalischen (Viskosität, Brennwert, Farbe, Dichte) als auch die chemischen Eigenschaften (Vorkommen von Heteroatomen) angepasst werden. Die Aufbereitung des Biorohöls umfasst eine destillative Fraktionierung, gefolgt von der Entfernung von Heteroatomen, beispielsweise durch Hydrotreatment. Destillationsrückstände können mittels katalytischen oder thermischen Crackens aufgespalten und veredelt werden. [Taghipour (2019)] Das bei der hydrothermalen Verflüssigung anfallende Prozesswasser kann mittels anaerober Vergärung zu Biomethan umgewandelt und so zur Energiebereitstellung für den Gesamtprozess verwendet werden [Posmanik (2017); Tommaso (2015)]. Eine weitere Möglichkeit stellt die hydrothermale Vergasung des Prozesswassers dar, bei der die organischen Bestandteile in Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid aufgespalten werden [Cherad (2016)]. Der so gewonnene Wasserstoff kann entweder zur Energiegewinnung oder zur Aufbereitung des Biorohöls eingesetzt werden. Neben den beiden Flüssigfraktionen werden während der HTL eine Hydrokohle, welche aus anorganischen und rekombinierten wasserunlöslichen Molekülen zusammengesetzt ist, und ein Prozessgas, hauptsächlich bestehend aus Kohlenstoffdioxid, Methan und Wasserstoff, gebildet. Ein entsprechendes Prozessfließbild ist zur Verdeutlichung der Optionen in Abbildung 3-8 dargestellt.

Beispielhafte Firmen und Initiativen

In den vergangenen Jahren wurden von verschiedenen Akteuren HTL-Anlagen im Demonstrationsmaßstab errichtet. Unter dem Namen Cat-HTR™ bietet Licella Holdings Ltd. (Australien) ein katalytisches HTL-Verfahren an. Am Standort Somersby (Australien) wurde eine auf dieser Technologie basierende Anlage mit einer Gesamtkapazität von jährlich 9 Tsd. m^3 Biorohöl errichtet und bereits im Jahr 2012 in Betrieb genommen. In Zusammenarbeit mit Canfor (Kanada) wurde eine weitere Demonstrationsanlage (80 Tsd. m^3/a) errichtet und im Jahr 2021 in Betrieb genommen. [Lane (2017), (2021); Wijeyekoon (2020)]

Auf Basis der Hydrofraction™-Technologie von Steeper Energy (Dänemark) errichtete das Joint Venture Silva Green Fuel, bestehend aus Statkraft und Sødra, eine HTL-Demonstrationsanlage mit einer Gesamtkapazität von ca. 1 Tsd. m^3/a in Tofte (Norwegen) und nahm diese im Jahr 2019 zu Testzwecken in Betrieb [Wijeyekoon (2020)]. Weitere Akteure sind Southern Oil Refining (Australien), Muradel Pty Ltd. (Australien), Genifuel Corporation (USA) und Altaca Enerji (Türkei), die sowohl an bestehenden als auch an der Errichtung neuer Demonstrationsanlagen arbeiten. [Anastasakis (2018); Wijeyekoon (2020)]

Für den Luftverkehrssektor wurde das Verfahren der HTL von Fettsäuren und Fettsäureestern (z. B. tierische Fette, Sojabohnenöl) im Jahr 2020 in den Anhang 6 der ASTM D7566 aufgenommen, wodurch eine Mischung von bis zu 50 % v/v mit Jet A/A-1 für die zivile Luftfahrt zugelassen ist [CAAFI (2021)]. Das von Applied Research Associates (ARA) entwickelte „Biofuels Isoconversion (BIC)“-Verfahren nutzt höhere Temperaturen (450–475 °C), als es bei der HTL üblich ist, einen Druck von bis zu 210 bar [Wang (2016)] und erzielt verzweigte und unverzweigte, sowohl cyclische als auch aromatische Kohlenwasserstoffe im Naphtha-, Kerosin- und Diesel-Bereich [Green Car Congress (2020)]. Das entsprechende SPK wird auch als CHJ (engl.: Catalytic Hydrothermolysis Jet) bezeichnet.

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Die HTL von Biomasse wird international von verschiedenen Forschungseinrichtungen und Firmen verfolgt. Dabei wurden in den letzten Jahren Versuchsanlagen und Prototypen im industriellen Einsatzgebiet errichtet und betrieben. Daher kann die Technologie einem TRL 7 zugeordnet werden. Als Einsatzmaterialien werden hauptsächlich landwirtschaftliche Reststoffe, Holzreste, Reststoffe aus der Papier- und Zellstoffindustrie sowie Klärschlamm und Algen eingesetzt. Forschungsbedarf besteht weiterhin in der Aufbereitung des entstehenden Biorohöls in kommerziell verfügbare Drop-in-Kraftstoffe [Castello (2019); Hao (2021)]. Auch die Entsorgung bzw. die Verwertung des Prozesswassers mittels anaerober Vergärung [Dias (2021)] sowie hydrothermaler Vergasung [Baudouin (2021)] sind Gegenstand der Forschung. Ein weiteres Motiv gegenwärtiger Forschung ist die Rückgewinnung von Nährstoffen aus dem Prozess, welche sich sowohl im Prozesswasser als auch in der Hydrokohle anreichern können [Ovsyannikova (2020)].

3.8 Synthesegas-Erzeugung und Folgetechnologien

Synthesegas (oder SynGas) ist ein insbesondere aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff bestehendes Gas, das für die Synthese verschiedener Kraftstoffe und Chemikalien sowie zur Stromerzeugung verwendet werden kann [Ernst (2013)]. Synthesen beschreiben chemische, thermochemische oder thermokatalytische Reaktionen, bei denen spezifische Reaktanden in flüssige und/oder gasförmige Produkte umgewandelt werden. Hieraus hervorzuheben sind die sogenannten Gas-to-Liquid-Verfahren (GTL-Verfahren), bei denen kohlenwasserstoffhaltige Gase in flüssige Produkte synthetisiert werden [Höök (2014)]. Diese aus Synthesegas bereitgestellten Kraftstoffe werden weitläufig als synthetische Kraftstoffe bezeichnet.

Je nach Art der Herstellung kann das SynGas in geringen Mengen CO_2, Wasser und Spuren von Stickstoff enthalten [van der Drift (2006)]. Sowohl die Bereitstellung aus festen Kohlenwasserstoffquellen, beispielsweise Kohle oder Biomasse, als auch aus gasförmigen Kohlenwasserstoffquellen wie Erdgas oder Biogas wird vielfach diskutiert [El-Nagar (2019); Zhao (2020)]. Alternativ kann die Bereitstellung von Synthesegas auch über die elektrolytische Produktion von Wasserstoff mit anschließender Zuführung der benötigten Kohlenmonoxidfraktion erfolgen. Diese Ansätze werden im Folgenden diskutiert. Je nach Art der Herstellung kann das SynGas in geringen Mengen Kohlenstoffdioxid, Wasser und Spuren von Stickstoff enthalten [van der Drift (2006)]. Sowohl die Bereitstellung aus festen Kohlenwasserstoffquellen, beispielsweise Kohle oder Biomasse, als auch aus gasförmigen Kohlenwasserstoffquellen wie Erdgas oder Biogas wird vielfach diskutiert [El-Nagar (2019); Zhao (2020)]. Alternativ kann die Bereitstellung von Synthesegas auch über die elektrolytische Produktion von Wasserstoff mit anschließender Zuführung der benötigten Kohlenmonoxidfraktion erfolgen. Diese Ansätze werden im Folgenden diskutiert.

3.8.1 Thermochemische Vergasung

VERFAHRENSBESCHREIBUNG

Über die thermochemische Vergasung können kohlenstoffbasierte Ressourcen wie Kohle oder trockene Biomassen in ein Synthesegas umgewandelt werden [NETL (2021)]. Auch können Pyrolyseöl und Schwarzlauge als Edukte genutzt werden [Higman (2008)]. Das in Abbildung 3-9 dargestellte thermochemische Verfahren findet unter hohen Temperaturen und Drücken statt und verwendet Vergasungsmittel wie Luft, Dampf, Kohlenstoffdioxid oder reinen Sauerstoff. Je nachdem, ob die Wärme für die Vergasungsreaktionen durch die Oxidation des Ausgangsmaterials im Reaktor oder durch eine externe Quelle bereitgestellt wird, wird zwischen autothermer und allothermer Prozessführung unterschieden [FLEDGED (2021b); NETL (2021)].

Die technische Realisierung von Vergasungsreaktoren variiert von Festbett-/Wanderbettvergaser über Wirbelschicht- und Doppelwirbelschichtvergaser bis hin zu Flugstromvergasern – die Einteilung berücksichtigt den unterschiedlichen Gas-Feststoff-Kontakt [FLEDGED (2021b); Higman (2008)]. Druck und Temperatur liegen je nach Verfahrensvariante typischerweise im Bereich von 700 bis 900 °C bzw. speziell für Flugstromvergaser zwischen 1.200 und 2.000 °C bei bis zu 20 bar. Bei der Vergasung von Biomasse kann die Vorbehandlung ähnlich wie bei Kohle durch Zerkleinerung des Einsatzmaterials erfolgen. [Higman (2008)]

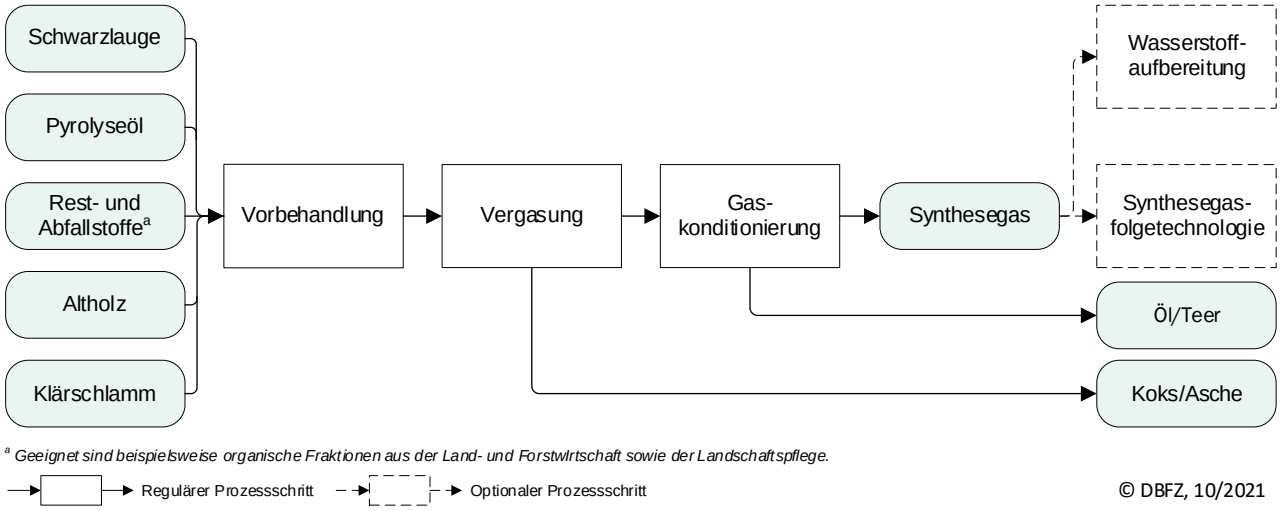


Abbildung 3-9 Schematische Darstellung der Synthesegas-Produktion mittels thermochemischer Vergasung

Das gasförmige Produkt kann neben Kohlenmonoxid und Wasserstoff auch Kohlenstoffdioxid, Methan, organische Moleküle, anorganische Moleküle (z. B. Schwefelwasserstoff) oder Partikel enthalten. Die Produktzusammensetzung hängt von verschiedenen Faktoren wie der Reaktorkonstruktion und den Betriebsbedingungen, aber auch vom Ausgangsmaterial und dem Vergasungsmittel ab [Materazzi (2019)]. Entsprechend sind die gewonnenen Synthesegase vor dem Einsatz in einem nachgeschalteten Syntheseverfahren aufzubereiten (vgl. Abschnitt 3.8.5).

Wasserstoff kann direkt aus dem Synthesegas gewonnen werden. Die Konzentration in der Gasfraktion kann vom gewählten Einsatzstoff, der Partikelgröße, der Vergasungstemperatur, dem Katalysator, der Reaktionszeit und der eingesetzten Menge an Vergasungsmittel abhängen [Lepage (2021)]. Um eine optimale Ausbeute zu erhalten, kann ein weiterer Schritt über eine Wassergas-Shift-Reaktion oder eine Dampfreformierung notwendig werden. Abhängig von der Zusammensetzung des Gases wird beispielsweise eine Druckwechseladsorption eingesetzt, um einen hohen Reinheitsgrad des Wasserstoffs zu ermöglichen [Lepage (2021); Spath (2005)].

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Im Projekt „BioDME“ (2008–2013) wurde die Vergasung von Schwarzlauge zur Herstellung von DME in einer Demonstrationsanlage untersucht. Das Unternehmen CHOREN Industries GmbH (Deutschland) entwickelte einen Vergaser, der aus einem 3-Phasen-Prozess (Nieder- und Hochtemperaturvergasung sowie endotherme Flugbettvergasung) besteht. Der Vergaser wurde für die Verarbeitung verschiedener Einsatzstoffe ausgelegt und in einer Demonstrationsanlage mit einer Kapazität von 13.500 t/a getestet [ETIP Bioenergy (2017)]. Das Karlsruher Institut für Technologie demonstriert die Vergasung eines Öl-Koks-Slurrys (Biocrude) in einer Demonstrationsanlage namens „Bioliq“. Hierbei wird die Biomasse in einem dezentralen Schritt pyrolysiert und das Pyrolyseöl anschließend in einem zentralen Schritt in einem Flugstromvergaser vergast [ETIP Bioenergy (2021c)]. Im Projekt „FLEDGED“ wurde bis Oktober 2020 eine sorptionsgestützte Vergasung entwickelt, bei der Biomasse mit Wasserdampf vergast wird. Hierbei wurde die Energie durch die parallele Verbrennung von in der Vergasung erzeugter Holzkohle bereitgestellt und Kohlenstoffdioxid durch Adsorption mit Calciumoxid entfernt [FLEDGED (2021a)]. In Kanada entwickelte das Unternehmen Enerkem ein Produktionsverfahren zur Produktion von Ethanol aus der Vergasung von Siedlungsabfällen. Eine Produktionsanlage mit einer Kapazität von 30 Tsd. t/a Ethanol (2017 nachgerüstet aus einer vormals Methanol-produzierenden Anlage) ist seit dem Jahr 2014 in Betrieb [Enerkem (2021b); IEA Bioenergy (2021b)]. Eine auf der thermochemischen Vergasung von Holz

basierende Methanisierungsanlage (20 MW Gasleistung) des Projektes „Gothenburg Biomass Gasification (GoBiGas)“ wurde seit dem Jahr 2005 entwickelt [Larsson (2019)]. Laut [Alamia (2017); Larsson (2019); Materazzi (2019)] stellte die Anlage im Jahr 2018 ihren Betrieb ein. Das Biomassekraftwerk in Güssing (Österreich), geführt durch REPOTEC, steht seit dem Jahr 2001 mit einer wasserdampfgestützten Wirbelschichtvergasung für zahlreiche Projekte zur Methanisierung, Wasserstoffproduktion und Bereitstellung synthetischer Kraftstoffe aus Biomasse zur Verfügung [REPOTEC (2018)].

Für die Produktion von Wasserstoff über die thermochemische Vergasung gibt es wenige prominente Beispiele. Eni (Italien) untersucht aktuell die Möglichkeit, eine Wasserstoffproduktionsanlage auf Basis von u. a. biobasierten Abfallströmen an ihrer Anlage in Venedig zu installieren [ENI (2021c)]. Das Gemeinschaftsunternehmen Ways2H bietet Vergaser für die Produktion von Wasserstoff aus Siedlungs- und Medizinabfällen, Klärschlamm und Kunststoffen an [Wyas2H (2020)].

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Der TotalEnergies-eigene Vergaser in Dunkirk (Frankreich), der im Rahmen des Projekts „BioTfuel“ installiert wurde, und der seit 2014 in Betrieb befindliche Wirbelschichtvergaser der Firma Enerkem demonstrieren das Potential des Verfahrens mit einem TRL 8. Darüber hinaus existieren mehrere Anlagen für die Vergasung von Siedlungsabfällen und Biomasse, die sich derzeit im Bau befinden [Enerkem (2021a); ENI (2021a); Fulcrum Bioenergy (2021); GIRADA Energy (2021); Overmaat (2019); Velocys (2021b)]. Diese werden den technischen Entwicklungsstand dieser Technologie weiter erhöhen. Die thermochemische Vergasung als Bereitstellungsprozess für biobasierten Wasserstoff ist eher auf ein TRL 5-7 einzuschätzen. Ein besonderer Fokus bei der thermochemischen Vergasung von Biomasse im Allgemeinen muss weiterhin auf die Vermeidung der Teerproduktion während des Prozesses gelegt werden, um einen entsprechenden Produktverlust in diese Fraktion zu reduzieren [IEA (2019b)].

3.8.2 Elektrolyseverfahren

Verfahrensbeschreibung

Die alkalische Wasserelektrolyse (AEL) ist eine technische Umsetzung für den elektrochemischen Prozess der Elektrolyse, bei dem Wasser mithilfe von elektrischem Strom in einer chemischen Reaktion in Sauerstoff und Wasserstoff aufgespalten wird. Herbei wird eine alkalische Wasserlösung aus Natrium- oder Kaliumhydroxid als Elektrolyt verwendet. Das Hydroxid-Ion dient als Ladungsträger [Rashid (2015)]. Typische Betriebstemperaturen liegen im Bereich zwischen 60 und 80 °C [IEA (2019b)]. Der Druck liegt in einem moderaten Bereich von bis zu 30 bar. Nur wenige Hersteller erlauben höhere Werte von bis zu 60 bar. Die Elektrolyse kann in einem Bereich von 20 bis 100 % der Nennleistung betrieben werden [Buttler (2018)] und ist in der Lage, die relative Belastung mit einer Rate von bis zu 20 % pro Sekunde zu variieren [IRENA (2018)]. In begrenztem Umfang ist auch ein flexibler Betrieb mit intermittierenden erneuerbaren Energiequellen wie Photovoltaik oder Windenergie möglich.

Die Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEMEL) verwendet eine Polymermembran als Elektrolyt, wobei die Protonen als Ladungsträger genutzt werden [Rashid (2015)]. Die PEMEL gehört wie die AEL zu den Niedertemperaturelektrolyse-Verfahren mit Betriebstemperaturen im Bereich von 50 bis 80 °C. Der maximale Ausgangsdruck des Wasserstoffs variiert zwischen 30 und 80 bar [Buttler (2018); IEA (2019b)]. Die PEMEL eignet sich gut für den Einsatz in Kombination mit fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen. In Bezug auf die Nennleistung kann der Elektrolyseur von 0 bis 160 % betrieben werden [Buttler (2018)], wobei ein Hoch- und Herunterfahren von 100 % der relativen Last in wenigen Sekunden möglich ist [IRENA (2018)].

Die Festoxidelektrolyse (engl.: Solid Oxide Electrolysis - SOEL) ist ein Hochtemperaturelektrolyse-Verfahren mit Betriebstemperaturen zwischen 600 und 1.000 °C. Der Prozessdruck liegt unter 10 bar [IEA (2019b); Sun (2018)]. Der Elektrolyt ist fest und besteht aus Zirkoniumdioxid, das mit Yttrium stabilisiert ist. Aufgrund der hohen Temperaturen ist der spezifische Energiebedarf pro kg Wasserstoff im Vergleich zu PEMEL und AEL geringer. Ein Teil der benötigten Energie wird durch Wärme bereitgestellt, sodass die wasserstoffspezifische elektrische Energie des Prozesses im Vergleich zu Niedertemperatur-Elektrolyseuren deutlich geringer ist. Bezüglich der Flexibilität in der Betriebsweise zeigen die Untersuchungen im Labormaßstab eine hohe Flexibilität, in der Literatur wird jedoch auch erwähnt, dass die großtechnische Anwendung weniger flexibel sein könnte [Buttler (2018); Schäfer (2021)]. Der Prozess arbeitet im thermoneutralen Punkt. Das bedeutet, dass die benötigte Wärme durch interne Wärmeproduktion bereitgestellt wird [Buttler (2018)]. Ist dennoch eine externe Wärmequelle notwendig, muss der zusätzliche Energiebedarf bei der Bestimmung der Gesamteffizienz berücksichtigt werden.

Eine allgemeine Darstellung des Elektrolyseprozesses ist in der folgenden Abbildung 3-10 zu finden.

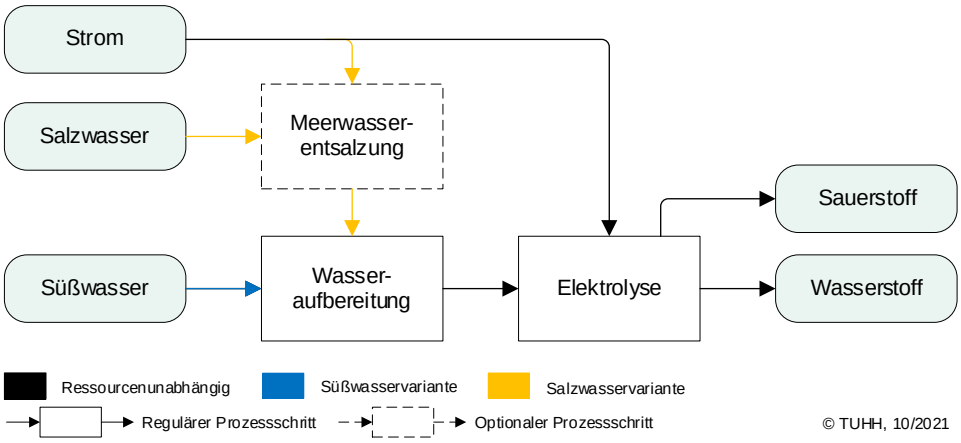


Abbildung 3-10 Schematische Darstellung der Elektrolyseverfahren aus Salz- bzw. Süßwasser zur Produktion von Wasserstoff

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Alkalische Elektrolyseure werden von unterschiedlichen Herstellern für verschiedene Anwendungsbereiche in kleinen Dimensionen (wenige 100 kW) bis hin zu großtechnischen Modulen (5 MW je Modul) angeboten. Dementsprechend gibt es sowohl in Deutschland als auch international Elektrolyseanlagen unterschiedlichster Dimensionen, die sich derzeit im Bau befinden oder schon in Betrieb sind. Bereits seit dem Jahr 2013 ist die größte in Deutschland von McPhy umgesetzte Anlage mit 6 MW installierter Leistung in Werlte im Betrieb [McPhy (2015)]. Die Anlage wird von Audi betrieben und der Wasserstoff zur Herstellung von synthetischem Methan genutzt. Die derzeit größte Anlage entsteht im kanadischen Québec, wo eine von Thyssenkrupp geplante und gebaute Anlage mit einer elektrischen Anschlussleistung von 88 MW bis zum Jahr 2023 in Betrieb gehen soll [ThyssenKrupp (2021)]. Der Wasserstoff soll mit Strom aus Wasserkraftwerken von Hydro-Québec produziert und anschließend in einer Biokraftstoffanlage eingesetzt werden.

Die Stackgröße der PEMEL erreicht bis zu 2 MW Nennleistung [Buttler (2018)]. Die größte Anlage, die von Cummins (ehemals Hydrogenics) gebaut wurde, befindet sich derzeit in Bécancour (Kanada) mit einer installierten Gesamtleistung von 21 MW und einer Wasserstoff-Produktionskapazität von bis zu 8 t/d [Air Liquide (2021b)]. Aktuell wird in einem nächsten Skalierungsschritt in Leuna eine Anlage mit 24 MW von

ITM Linde Electrolysis GmbH gebaut [Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2021)]. Mit dem Wasserstoff sollen unterschiedliche industrielle Verbraucher sowie Mobilitätsanwendungen versorgt werden.

Neben verschiedenen kleineren Forschungsinitiativen und -verbünden wird die Hochtemperatur-elektrolyse im Wesentlichen von der Firma Sunfire (Deutschland) vermarktet. Unter der Bezeichnung Sunfire-Hylink werden modulare Elektrolyseure mit einem Output von 750 m³ (i. N.)/h Wasserstoff mit einem Stromverbrauch von 3,6 kWh/m³ (i. N.) je Modul angeboten. Zusätzlich hat Haldor Topsøe A/S angekündigt, ebenfalls Produktionskapazitäten zum Bau von SOEL aufzubauen, bisher sind die Anlagen aber noch nicht kommerziell verfügbar [Frøhlke (2021)].

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Die AEL-Technologie ist bekannt und etabliert. Große AEL-Anlagen sind im Bereich von bis zu 6 MW_{el}, entsprechend 3 t/d, kommerziell realisiert worden [Buttler (2018)]. Die Technologie ist somit fest am Markt etabliert und kann mit einem TRL 11 als ausgereift angesehen werden. Ein wesentlicher Forschungsbedarf besteht heutzutage beim lastflexiblen Betrieb der Elektrolyseeinheiten, das heißt bei einer Optimierung des Teillastverhaltens. Außerdem werden sowohl Zellen als auch Stacks kontinuierlich weiterentwickelt, um Verluste zu reduzieren und somit den Wirkungsgrad zu verbessern.

Eine Herausforderung für die PEMEL besteht derzeit darin, die Menge des als Katalysator benötigten Platins zu reduzieren. Allerdings sind mittlerweile großtechnische Anlagen in Betrieb und erste Bauarten werden serienmäßig produziert. Die Technologie kann somit als nahezu ausgereift und teilweise bereits am Markt etabliert angesehen werden (TRL 9 bis 10).

Die SOEL ist noch nicht ausgereift. Die von Sunfire angebotenen Module haben eine Nennleistung von 150 kW, aber die Stackgröße liegt derzeit unter 10 kW. Die größte derzeit in Betrieb befindliche Anlage steht in Salzgitter mit einer installierten Leistung von 720 kW [sunfire (2020)]. Die Literatur sieht die Technologie in einem vorkommerziellen und grundlagenorientierten Forschungsstadium [Buttler (2018)], was einem TRL 6 bis 7 entspricht. Es wird erwartet, dass die Anlagengrößen in den nächsten Jahren zunehmen werden [Hauch (2020)].

3.8.3 Kohlenstoffdioxid-Bereitstellung

Verfahrensbeschreibung

Die Abscheidung von Kohlenstoffdioxid aus verschiedenen Quellen ist der erste Schritt in der Synthesegas-Bereitstellung. Hierfür stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung, die auf unterschiedlichen physikalisch-chemischen Effekten beruhen und in Abbildung 3-11 schematisch zusammengefasst sind. Für die Herkunft des Kohlenstoffdioxids kann zwischen einer Abscheidung aus konzentrierten, stationären sowie aus diffusen Quellen unterschieden werden. In konzentrierten, stationären Quellen liegt Kohlenstoffdioxid vorwiegend in gefassten Gasströmen vor, beispielsweise in Rauch- bzw. Abgasen aus industriellen Produktionsanlagen oder aus der Energieumwandlung. Ein wichtiges Nebenprodukt der Bioethanol-Fermentation ist Kohlenstoffdioxid, das als hochreiner Gasstrom gewonnen werden kann. Überdies kann Kohlenstoffdioxid aus Biogas als Produkt der anaeroben Fermentation beispielsweise nach der Methanabscheidung oder auch nach der energetischen Verwertung gewonnen und genutzt werden. Ein weiterer Vorteil von CO_2-Abscheidungsverfahren liegt in der Möglichkeit, bilanziell negative Emissionen für den Gesamtprozess zu generieren. Die bedeutendste diffuse CO_2-Quelle ist die Atmosphäre. Im Folgenden werden drei grundsätzliche Verfahren für Punktquellen und die Abscheidung aus der Atmosphäre (engl.: Direct Air Capture – DAC) erläutert. Ebenso wird exemplarisch auf einige verfügbare Technologien für den Abscheideprozess eingegangen.

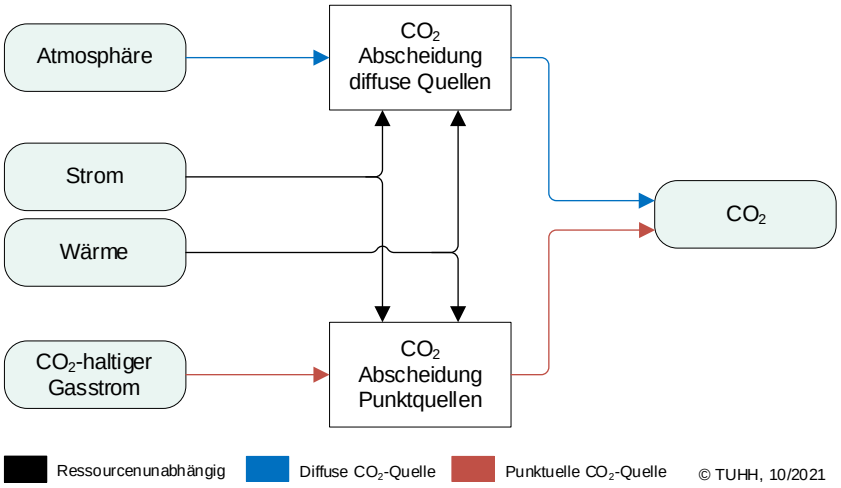


Abbildung 3-11 Schematische Darstellung der CO_2-Bereitstellung für diffuse und punktuelle Quellen

Beim **Pre-Combustion-Capture**-Prozess wird aus dem Brennstoff bzw. dem kohlenstoffhaltigen Ausgangsmaterial durch Vergasung ein Synthesegas hergestellt, aus dem das Kohlenstoffdioxid anschließend durch vorwiegend physikalische Absorption abgeschieden wird. Dafür stehen vor allem das Selexol-, das Rectisol- und das Purisol-Verfahren zur Verfügung, die jeweils auf unterschiedlichen Waschmitteln basieren. Abscheideraten von ca. 95 % können durch diese Verfahren realisiert werden [Fischedick (2015)]. Der Prozess eignet sich nicht für Anwendungen, in denen Kohlenstoffdioxid bei aus der Verbrennung nachgeschalteten Prozessen auftritt, zum Beispiel in der mineralischen Industrie bei der Entsäuerung von Carbonaten [acatech (2018); Fischedick (2015)]. Anhand der Anzahl der im Bau und in Betrieb befindlichen Anlagen wird für den Pre-Combustion-Capture-Prozess ein TRL von 10 angenommen [Gaurina-Međimurec (2018)].

Der **Post-Combustion-Capture**-Prozess wird grundsätzlich für die Abscheidung von Kohlenstoffdioxid nach dem Prozessschritt, aus dem es resultiert, eingesetzt. In der Regel sind dies Verbrennungsprozesse, bei denen Kohlenstoffdioxid aus dem Rauchgas abgeschieden wird. Prinzipiell kann das Verfahren in allen Prozessen und industriellen Anlagen nachgerüstet werden, in denen CO_2-haltige Abgase anfallen. Das wirtschaftlich und technisch ausgereifteste Verfahren ist die Aminwäsche. Daneben sind auch andere Verfahren, wie die physikalische Absorption über Selexol oder Rectisol, prinzipiell möglich. Bei der Aminwäsche wird der CO_2-haltige Abgasstrom nach der Rauchgasreinigung in eine Absorberkolonne geleitet, in der Kohlenstoffdioxid chemisch durch das Waschmittel absorbiert wird. Im nachfolgenden Verfahrensschritt wird die Aminlösung erhitzt, wobei Kohlenstoffdioxid desorbiert und aus der Kolonne abgezogen wird [Fischedick (2015)]. Dieses Verfahren ist beispielsweise für die CO_2-Gewinnung aus dem Abgasstrom der Biogasverbrennung in einem BHKW denkbar [Li (2017)]. Gleiches gilt für die Abgasströme eines Biomasse-Heizkraftwerks [Olsson (2020a)]. Überdies würde es sich auch als Pre-Combustion-Capture aus dem Biogasstrom als Teil der Methanaufbereitung anbieten. Die Abscheidung von Kohlenstoffdioxid aus Gasgemischen ist auch durch Membranen möglich. Diese werden insbesondere bei der Biogasaufbereitung eingesetzt. Hierbei wird die unterschiedliche Durchlässigkeit von Kohlenstoffdioxid (und anderen Verbindungen) und Methan gegenüber einer Diffusionsmembran ausgenutzt. Das Rohbiogas wird durch mehrere Membranen geleitet, wobei ein methanreiches Produktgas zurückgehalten wird und der CO_2-reiche Abgasstrom die Membranen durchströmt. Dem Abscheideprozess geht in der Regel eine Entschwefelung und Trocknung voraus, um die Haltbarkeit der Membranen zu erhöhen. Der Abgasstrom enthält eine CO_2-Konzentration von ca. 75 %, was bedeutet, dass er für die weitere Nutzung des Kohlenstoffdioxids nachbehandelt bzw. gereinigt werden muss. Die

Aufbereitung von Biogas mittels Membranabscheidung hat einen technischen Entwicklungsstand von TRL 10 [Viebahn (2018)]. Die großindustrielle Membranabscheidung wird auf TRL 7 geschätzt [Shahbaz (2021)]. Bei der Druckwechseladsorption (engl.: Pressure Swing Adsorption – PSA) wird Kohlenstoffdioxid über Aktivkohle oder Molekularsiebe abgeschieden. Das Verfahren beruht auf dem unterschiedlichen Adsorptionsverhalten der verschiedenen Gaskomponenten. Niedrige Temperaturen (ca. 5 °C) und ein erhöhter Druck (2 bis 7 bar) begünstigen den Adsorptionsprozess. PSA ist ein etabliertes und ausgereiftes Verfahren für die Anwendung in der Biogasaufbereitung (TRL 11). Die mit diesem Abscheideverfahren realisierbare CO_2-Reinheit liegt zwischen 87 und 99,9 % [Viebahn (2018)]. Die Anwendung von PSA im großtechnischen Maßstab weist ein TRL von 7 auf [Shahbaz (2021)].

Eine alternative Abscheidungstechnologie ist der **Oxy-(Fuel)-Combustion-Capture**-Prozess. Dieser basiert darauf, eine hohe Konzentration von Kohlenstoffdioxid im Abgasstrom zu erhalten und andere Komponenten zu minimieren. Einsatzgebiete sind vor allem Verbrennungsprozesse. Die Nachrüstung bestehender Verbrennungsanlagen ist möglich, aber im Vergleich zum Post-Combustion-Prozess komplexer. Eine hohe CO_2-Konzentration im Abgas wird durch die Zuführung von reinem Sauerstoff in die Brennkammer erreicht. Sauerstoff kann mittels Luftzerlegungsanlage oder in Kombination mit PTL-Prozessen aus der Elektrolyse gewonnen werden. Da die Verbrennung mit reinem Sauerstoff die Hitzebeständigkeit der Materialien in der Brennkammer überschreiten würde, wird ein Teil des Abgases zirkuliert. Der resultierende Abgasstrom besteht hauptsächlich aus Wasserdampf und Kohlenstoffdioxid. Nach der Entfernung von Störstoffen in einer Rauchgasreinigung wird durch die Kondensation des Wasserdampfes ein hochkonzentrierter CO_2-Strom erzeugt; Schwefel- und Stickoxide verbleiben im Kondensat. Um möglichst reines Kohlenstoffdioxid zu erhalten, müssen Spurengase wie Stickstoff, Argon oder Sauerstoff entfernt werden; dies wird durch die Verflüssigung des Gasgemisches erreicht [Fischedick (2015)]. Die für das Oxy-(Fuel)-Combustion-Capture-Verfahren einsetzbaren Technologien weisen ein TRL von 6 auf [Shahbaz (2021)].

Im **Niedertemperatur-DAC**-Prozess werden feste Sorptionsmittel zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre verwendet. Die Luft passiert eine Adsorbereinheit, in der das Kohlenstoffdioxid bei Umgebungsbedingungen an das Sorptionsmittel gebunden wird. Die Desorption findet in der gleichen Einheit wie die Adsorption statt. Wenn der Filter mit Kohlenstoffdioxid gesättigt ist, wird er durch Anlegen von Vakuum und Zuführung von Wärme (45 bis 100 °C, abhängig vom spezifischen Prozess) regeneriert. Das gewonnene Kohlenstoffdioxid hat eine Reinheit von ca. 98 bis 99,9 %. Das TRL zeigt eine große Spannweite und liegt je nach Verfahren zwischen 1 und 10 [Viebahn (2019)]. Aufgrund der elektrischen und thermischen Energiebedarfe der Adsorptions- und Desorptionsschritte kann im Vergleich zur CO_2-Abscheidung aus Punktquellen ein hoher spezifischer Energiebedarf resultieren.

Beim **Hochtemperatur-DAC**-Prozess wird eine wässrige Lösung von Kaliumhydroxid (KOH) verwendet, um Kohlenstoffdioxid aus der Umgebungsluft bei etwa 20 °C und Umgebungsdruck in einer Absorptionskolonne aufzunehmen, was zur Bildung von H_2O und Kaliumcarbonat (K_2CO_3) führt. Das wird in einem Pellet-Reaktor (Kaustifizierungseinheit) durch Reaktion mit Calciumhydroxid ($Ca(OH)_2$) zu Calciumcarbonat ($CaCO_3$) und KOH regeneriert. Das Hydroxid wird dann in die Absorptionskolonne zurückgeführt. Dies stellt den ersten Zyklus des Gesamtprozesses dar. Im zweiten Zyklus wird $CaCO_3$ durch Entsäuerung in einem Ofen (Kalziniereinheit) regeneriert. Bei diesem Schritt wird das Kohlenstoffdioxid gewonnen und kann aus dem Prozess abgezogen werden. Die Reinheit des Kohlenstoffdioxids beträgt ca. 97 %. Das verbleibende Calciumoxid (CaO) wird in die Kalziniereinheit geleitet, wo es mit Wasser erneut bei einer Temperatur von etwa 900 °C zu $Ca(OH)_2$ vermischt wird, das in die Kaustifizierungseinheit zurückgeführt wird. Das TRL dieser Prozesse weist ebenfalls eine große

Spannweite auf und liegt zwischen 1 und 6. Die Entsäuerung in der Kalziniereinheit hat einen hohen Wärmebedarf. Die Energieversorgung für den Prozess kann durch Erdgasverbrennung für die Wärmeversorgung und durch eine kombinierte Gas- und Dampfturbine für die integrierte Stromerzeugung realisiert werden [Keith (2018); Viebahn (2019)]. Daraus resultiert ebenfalls ein im Vergleich zur CO_2-Abscheidung aus Punktquellen hoher spezifischer Energiebedarf für diesen Abscheideprozess.

Neben den Nieder- und den Hochtemperatur-DAC-Prozessen existieren weitere DAC-Abscheideprozesse, bei denen die Absorption in Lösungen von NaOH bzw. einer Mischung aus Kaliumhydrogencarbonat ($KHCO_3$), K_2CO_3 und KOH ohne Zuführung von thermischer Energie erfolgt. Die Regeneration der Sorptionsmittel erfolgt bei diesen Prozessen durch Elektrodialyse [Viebahn (2019)].

Ausgewählte Firmen und Initiativen

Die Anwendung von Post-Combustion-Capture-Prozessen in Kraftwerken ist bereits in großem Maßstab realisiert, zum Beispiel im Petra Nova Carbon Capture Project (Texas, USA), wo ca. 4.800 t/d CO_2 mit einer Abscheiderate von 90 % gewonnen werden [Shahbaz (2021)]. Das Oxy-Fuel-Verfahren wurde bereits in mehreren Kohlekraftwerken in kleinerem Maßstab erprobt, so etwa im Kraftwerk Schwarze Pumpe [Fischedick (2015)]. Großtechnische CO_2-Abscheidung durch Pre- und Oxy-(Fuel)-Combustion-Capture mit Abscheideraten von 1 bis zu 3,8 Mio. t/a CO_2 sind in Planung [Shahbaz (2021)]. Darüber hinaus wird im Rahmen der Projekte „ECRA-CCS“ und „CEMCAP“ an der Implementierung von Oxy-Fuel-Verfahren in Zementwerken geforscht [Agora Energiewende (2019)].

Bisher wurden Anlagen des Niedertemperatur-DAC-Prozesses mit verschiedenen Sorbentien und Abscheidekapazitäten umgesetzt. Die Kapazitäten reichen von 3,8 kg/d CO_2 bis zu 2,46 t/a CO_2 [Viebahn (2019)]. Die Technologie der Hochtemperatur-DAC wird derzeit in einer Pilotanlage in Squamish (Kanada) demonstriert, die eine Kapazität von 0,6 t/d CO_2 hat [Keith (2018)].

Die meisten aktiven CO_2-Abscheideverfahren an Bioraffinerien sind an Ethanolanlagen gekoppelt, wobei die größte im Jahr 2019 eine maisbasierte Ethanolanlage der Firma ADM (USA) mit einer Abscheidekapazität von 1 Mio. t/a war [Global CCS Institute (2019)]. Weitere Initiativen stellen eine Studie über den Einsatz der CO_2-Abscheidung in einer Kraftwärme-Kopplungs-Anlage auf Biomassebasis in Dänemark, in einer biomassebasierten Elektrizitätsanlage in Großbritannien und in einer Abfallverbrennungsanlage in Norwegen dar [IEA Bioenergy (2021a)].

3.8.4 Reverse Wassergas-Shift-Reaktion und Co-Elektrolyse

Verfahrensbeschreibung

Die Wassergas-Shift-Reaktion wird zum Beispiel in Dampf-Methan-Reformierungsprozessen zur Erhöhung der Wasserstoffausbeute eingesetzt. In einem PTL-Prozess wird diese Reaktion umgekehrt, um ein CO-H_2-SynGas aus Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff zu erzeugen – dies wird als umgekehrte bzw. reverse Wassergas-Shift-Reaktion (RWGS) bezeichnet. Die RWGS ist eine endotherme Reaktion, bei der typischerweise ein Katalysator auf Nickel- oder Aluminiumbasis verwendet wird [Rezaei (2019)]. Die Reaktion findet bei hohen Temperaturen zwischen 700 und 1.000 °C mit Drücken bis zu 30 bar statt. Eine niedrigere Prozesstemperatur würde die unerwünschte Bildung von Methan als Folge der Sabatier-Reaktion erhöhen [König (2016); Wolf (2016)]. Die benötigte Prozesswärme liegt in der Größenordnung von 0,28 kWh/kg CO [Rezaei (2019)]. Sie kann durch Verbrennung oder elektrische Energie bereitgestellt werden.

Die Synthesegaserzeugung aus Wasser und Kohlenstoffdioxid kann auch direkt in einem Prozessschritt mittels Hochtemperatur-Co-Elektrolyse (CoEL) erfolgen, wie in Abbildung 3-12 verbildlicht. Die elektrochemische Umsetzung erfolgt in einem Festoxid-Elektrolyseur bei hohen Temperaturen zwischen 600 und 1.000 °C und einem Druck unter 10 bar [Zheng (2017)]. Im Elektrolyseur werden Kohlenstoffdioxid und Wasser auf der Kathodenseite zugeführt, wo Wasser gespalten und Kohlenstoffdioxid aktiviert wird (überwiegend durch interne RWGS) [Foit (2017)]. Negativ geladene Sauerstoff-Ionen werden durch den Festelektrolyten zur Anodenseite geleitet, wo der Sauerstoff, meist mit einem Spülgasstrom, die Zelle verlässt.

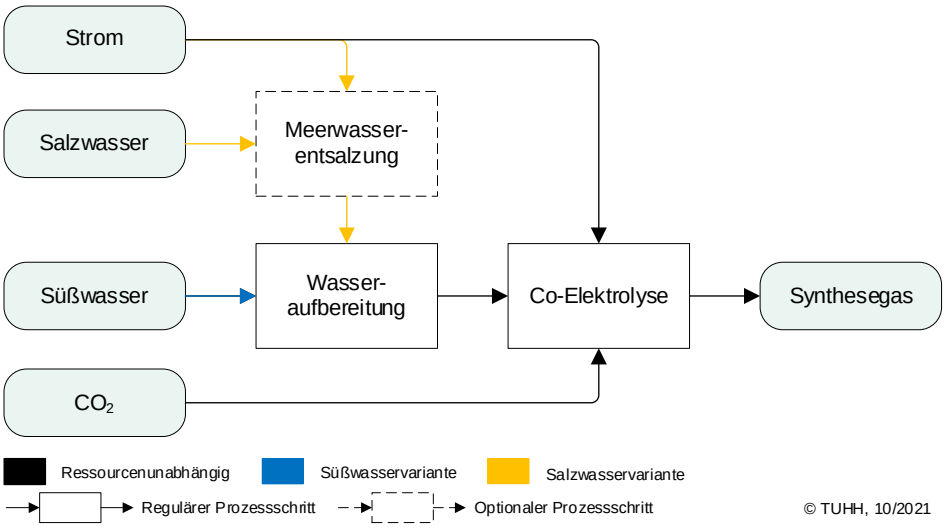


Abbildung 3-12 Schematische Darstellung der Synthesegasbereitstellung mittels Co-Elektrolyse

Die freie Gibbs'sche Bildungsenergie nimmt mit steigenden Temperaturen ab, das heißt, bei der Hochtemperatur-Elektrolyse wird weniger elektrische Energie benötigt als bei der Niedertemperatur-Elektrolyse, was als einer der bedeutendsten Vorteile gilt. Allerdings ist eine Wärmequelle notwendig, um das Einsatzwasser (und das Kohlenstoffdioxid) auf das Temperaturniveau der CoEL zu bringen. Der Großteil der benötigten Wärme wird zum Verdampfen des Wassers gebraucht, was den Gesamtwirkungsgrad erhöht, wenn Abwärme auf diesem Temperaturniveau zur Verfügung steht. Die CoEL zeigt eine begrenzte Anfälligkeit gegenüber Speisegasverunreinigungen. Die fluktuierende elektrische Energieversorgung, wie sie beispielsweise bei der Bereitstellung erneuerbarer Energien auftreten kann, kann entweder durch Laststeuerung der Zellen selbst oder durch Zu- und Abschalten einzelner Module kompensiert werden. Wenn eine Abwärme für den thermischen Energiebedarf genutzt werden kann, muss ein Temperaturmanagement eingesetzt werden, um die Temperatur innerhalb des Elektrolyse-Stacks über einem bestimmten Grenzwert zu halten und damit Materialstress und Degradation zu vermeiden [Buttler (2018); Foit (2017); Zheng (2017)].

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Als klassischer Technologie- und Katalysatorentwickler bietet Haldor Topsøe A/S (Dänemark) seit vielen Jahren kommerzielle Lösungen für Wassergas-Shift-Reaktoren an und kann, basierend auf diesen Erfahrungen, auch Lösungen für die Gegenreaktion entwickeln. Da es sich hierbei häufig um spezifisch zu planende Lösungen handelt, werden keine konkreten Module oder Systeme angeboten. Darüber hinaus können kompakte modulare RWGS-Anlagen von der INERATEC GmbH (Deutschland) bereitgestellt werden.

Zusätzlich zu den Hochtemperatur-Elektrolyseuren zur reinen Wasserstoffproduktion bietet die Sunfire GmbH (Deutschland) unter der Produktbezeichnung Sunfire-SynLink Co-Elektrolyseure an, die ebenfalls als modulare Systeme mit einem Output von 750 m³ (i. N.)/h und einem Stromverbrauch von 3,6 kWh/m³ (i. N.) je Modul verfügbar sind. Für die Co-Elektrolyse kann die SOEL-Technologie von Haldor Topsøe A/S genutzt werden, allerdings sind auch diese Modelle noch nicht kommerziell verfügbar [Haldor Topsoe (2021)].

FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSBEDARF

Derzeit gibt es einige Forschungs- und Demonstrationsanlagen, aber keine RWGS-Reaktoren im kommerziellen Einsatz. Ein RWGS-Reaktor ist zum Beispiel in einem Demonstrationsaufbau eines PTL-Prozesses über die Fischer-Tropsch-Synthese (Abschnitt 3.8.6) realisiert und produziert bis zu 200 l/d Kraftstoff [KIT (2021)]. Der technische Entwicklungsstand wird auf TRL 6 bis 7 geschätzt. Reaktoren, bei denen die benötigte Wärme elektrisch zugeführt werden soll, haben einen niedrigeren TRL. Herausforderungen für die Entwicklung und den Betrieb von großtechnischen kommerziellen RWGS-Reaktoren sind die Vermeidung von Rußbildung und die Gewährleistung von praxisnahen Katalysatorstandzeiten. Ein weiteres Forschungsziel liegt in der Entwicklung eines direkt elektrisch beheizten Reaktors, um zusätzliche externe Wärmebereitstellung, zum Beispiel aus Verbrennungsprozessen, zu vermeiden. Diese Variante ist derzeit noch in der Entwicklung und kann mit einem TRL zwischen 4 und 5 eingeordnet werden.

Die CoEL wurde zwar demonstriert, aber nicht kommerziell eingesetzt. Herausforderungen auf dem Weg zu einer großtechnischen Anwendung sind die Langzeitstabilität des Materials, die Degradation und Effekte wie zum Beispiel die Ablagerung von Kohlenstoff. Das TRL wird derzeit auf 4 bis 5 geschätzt; mehrere Pilotanlagen sind geplant oder bereits im Bau, was auf einen schnellen TRL-Anstieg innerhalb der nächsten Jahre schließen lässt [Buttler (2018); Foit (2017); Schmidt (2016)].

3.8.5 Synthesegasaufbereitung

Synthesegase aus den unterschiedlichen Bereitstellungskonzepten können verschiedene Verunreinigungen und Störstoffe enthalten, die den nachfolgenden Syntheseschritt beeinflussen. Hierzu zählen beispielsweise Feststoffe und Teer, unerwünschte Kohlenwasserstoffe und Schwefelwasserstoff. Diese müssen vor der Synthese zunächst entfernt oder in verwertbare Bestandteile umgewandelt werden.

Für die Entfernung von Feststoffen und Teer können verschiedene Technologien eingesetzt werden. Je nach Anforderungen an die Abscheideeffizienz, die Anschaffungs- und Betriebskosten sowie die zur Verfügung stehende Infrastruktur für die erforderlichen Betriebsbedingungen kann beispielsweise zwischen Zyklonen, Filtern, Elektrofiltern und Wasserwäschern gewählt werden [Brandin (2011)].

Zur Einstellung des synthesespezifischen Verhältnisses von Wasserstoff zu Kohlenmonoxid kann zusätzlicher Wasserstoff durch die Wassergas-Shift-Reaktion aus Kohlenmonoxid erzeugt werden [Brandin (2011)]. Zu beachten ist hierbei die simultane Produktion von Kohlenstoffdioxid. Überschüssiges Methan oder andere kurzkettige Kohlenwasserstoffe im Synthesegas können beispielsweise mittels Dampfreformierung zu Kohlenmonoxid und Wasserstoff umgewandelt werden.

Für die Entfernung von sauren Gasen, wie beispielsweise Schwefelwasserstoff, stehen ebenfalls diverse Technologien zur Verfügung. Diese basieren hauptsächlich auf physikalisch-chemischen Funktionsweisen, wie Absorption/Adsorption, Diffusion in Membranen oder chemischer Umwandlung. Welches Verfahren zum Einsatz kommt, kann u. a. auf Kriterien wie Gasreinheit, Gaszusammensetzung, Selektivität und wirtschaftlichen Bedingungen gegründet sein [Higman (2008)]. Verfahrenstechnisch sind

hierfür die chemische Wäsche mit Aminen oder Methanol (bei kryogenen Temperaturen), Molekularsiebe und Druckwechseladsorption zu nennen [Brandin (2011); Higman (2008)].

3.8.6 Fischer-Tropsch-Synthese

VERFAHRENSBESCHREIBUNG

Als Fischer-Tropsch (FT) wird die Synthese von flüssigen und gasförmigen Kohlenwasserstoffen aus Synthesegas unter hohen Temperaturen (200 bis 350 °C) und hohem Druck (20 bis 40 bar) beschrieben. Es kann zwischen Niedertemperatur-Fischer-Tropsch und Hochtemperatur-Fischer-Tropsch unterschieden werden. Bei ersterer entstehen hauptsächlich Wachse und andere langkettige Kohlenwasserstoffe, bei der zweiten Verfahrensvariante werden primär Vertreter der Benzinfraktion gebildet. Die heterogene Reaktion wird durch Eisen- oder Kobaltkatalysatoren gesteuert. Das Produktspektrum folgt der sogenannten Anderson-Schulz-Flory-Verteilung, die von verschiedenen Faktoren, wie Reaktionstemperatur und -druck sowie eingesetztem Katalysator, abhängig ist. [Albuquerque (2019); Dieterich (2020)]

Auf diese Weise hängt die Produktzusammensetzung von den Synthesebedingungen ab, und die Reaktion kann theoretisch zur Priorisierung spezifischer Fraktionen, wie Kerosin oder Diesel, eingestellt werden. Das Endprodukt wird als Biocrude bezeichnet und muss zur Anpassung der Kraftstoffeigenschaften einem Hydrotreatment unterzogen werden. Dies kann direkt an der Anlage nach der Fischer-Tropsch-Synthese oder auch in einer Erdölraffinerie, beispielsweise via Mitraffination (siehe Abschnitt 3.9), erfolgen. [Dieterich (2020); Kirsch (2020b)]

BEISPIELHAFTE FIRMEN UND INITIATIVEN

In einem dezentralen Konzept entwickeln Unternehmen skalierbare Fischer-Tropsch-Reaktoren: Die Firma INERATEC GmbH (Deutschland) entwickelt beispielsweise einen mikrostrukturierten Reaktor, der eine bessere Temperaturkontrolle der exothermen Synthese durch eine hohe Kontaktfläche für den Wärme- und Stofftransport aufweist [INERATEC (2021); Kirsch (2020a); Loewert (2019)]. Das Projekt „EnergyLab 2.0“ realisiert das Konzept dieses Reaktors in einer Pilotanlage mit einer Produktkapazität von 200 L/d. Bei diesem ist das Ausgangsmaterial Kohlenstoffdioxid, das zunächst durch RWGS in Kohlenmonoxid umgewandelt wird [KIT (2021)]. Dabei liegt ein besonderer Fokus auf dem lastflexiblen, dynamischen Betrieb der Fischer-Tropsch Synthese, um fluktuierende erneuerbare Energien besser in den Prozess einbinden zu können.

Ein Beispiel für die Anwendung der biomassebasierten Fischer-Tropsch-Synthese war die Demonstrationsanlage des Unternehmens CHOREN Industries GmbH (Deutschland), die im Jahr 2009 eine Jahreskapazität von 13,5 Tsd. t/a Biocrude angab [IEA Bioenergy (2021b)]. Das Projekt wurde aufgrund der Insolvenz des Unternehmens eingestellt [USDA Foreign Agricultural Service (2011)]. Die eingesetzte Technologie stammte von Shell und wurde später in größerem Maßstab in der Anlage „Pear GTL“ (Qatar) eingesetzt [ETIP Bioenergy (2021c)].

Diverse kommerzielle Fischer-Tropsch-Produktionsanlagen sind aktuell im Bau [CAAFI (2018)]. Das Unternehmen Fulcrum BioEnergy Inc. baut beispielsweise in Nevada (USA) eine Anlage zur Verarbeitung von Siedlungsabfällen mit einer Kapazität von fast 42.000 m^3/a Syncrude[7] [Fulcrum Bioenergy (2021)]. Red Rock Biofuels LLC baut eine Anlage in Oregon (USA) mit einer Kapazität von etwa 60.000 m^3/a zur

[7] Fulcrum BioEnergy Inc. sieht verschiedene Edukte für ihre Anlage vor, hiervon stellen biobasierte Ressourcen eine mögliche Option dar. Das Zwischenprodukt aus der Fischer-Tropsch-Synthese wird demnach allgemeiner als Syncrude bezeichnet.

Verarbeitung von diversen Abfallholzfraktionen [Red Rock Fuels (2021)]. Ein weiteres Beispiel ist das Projekt einer Anlage in Natchez (USA) mit einer Kapazität von etwa 132 Tsd. m^3/a Biocrude durch die Firma Velocys Inc., die bereits FT-SPK für Flugtests zur Verfügung gestellt hat [Surgenor (2021); Velocys (2021a), (2021b)]. Zusätzlich sind diverse PTL-Anlagen, insbesondere für die Luftfahrt, mit einer Gesamtkapazität von ca. 8 Mio. t/a in Bau bzw. Planung [futurefuels.blog (2021); INERATEC (2022); Norske (2020); WEF (2021)].

FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSBEDARF

Die Fischer-Tropsch-Synthese per se ist eine etablierte Technologie für Synthesegas aus Kohle oder Erdgas und kann bei TRL 9 eingestuft werden. Ein kommerzielles Beispiel stellt hierbei die bereits genannte „Pear GTL"-Anlage dar [ETIP Bioenergy (2021c); Shell (2021a), (2021b)]. Der technische Entwicklungsstand biobasierter FT-Routen wird in der Einschätzung insbesondere durch den Verfahrensschritt der Vergasung auf ein TRL 7 reduziert. Strombasierte FT-Verfahren via RWGS werden durch eben diesen Verfahrensschritt auf TRL 6 bis 7 geschätzt.

Die dezentralen Reaktordesigns befinden sich in der Entwicklungsphase [Frilund (2021); Loewert (2019)], aber auch andere Aspekte des Prozesses sind in der Forschungs- bzw. Optimierungsphase. Diskutiert werden beispielsweise die Verwertung der bei der Synthese entstehenden Leichtgase [Halmenschlager (2016)] oder der dynamische Betrieb des Prozesses [Pfeifer (2020)].

In der ASTM D7566 wurden Fischer-Tropsch-Kerosine für den Einsatz im zivilen Flugverkehr mit einer Beimischrate von bis zu 50 % v/v zugelassen. Eine Unterscheidung nach den Ressourcen findet nicht statt, wonach sowohl fossile als auch biogene FT-Kraftstoffe unter diese Regelung fallen [CAAFI (2021)].

3.8.7 Methanisierung

VERFAHRENSBESCHREIBUNG

Die Methanisierung ist eine heterogen katalysierte Gasphasenreaktion, in der auf thermochemischem Wege Kohlenmonoxid oder Kohlenstoffdioxid durch Reaktion mit Wasserstoff zu Methan und Wasser umgewandelt werden. Sie wird auch als Sabatier-Reaktion bezeichnet, da sie erstmals von den französischen Chemikern Sabatier und Senderens im Jahr 1902 beschrieben wurde [Hänggi (2019); Müller (2013)]. Für die Reaktion mit reinem Kohlenmonoxid wird ein Wasserstoff/Kohlenmonoxid-Verhältnis von $H_2/CO = 3$ benötigt. Bei der Methanisierung von Kohlenstoffdioxid ist die entsprechende Umwandlung zu Kohlenmonoxid und der damit verbundene Wasserstoffbedarf zu berücksichtigen, wodurch hier ein stöchiometrisches Verhältnis von $H_2/CO_2 = 4$ notwendig ist. Zur Einstellung des Verhältnisses kann die WGS-Reaktion – eigentlich eine unerwünschte Nebenreaktion der Methanisierung – gezielt eingesetzt werden [Materazzi (2019)].

Die Reaktion wird thermodynamisch durch niedrige Temperaturen und einen hohen Druck begünstigt, erfolgt jedoch üblicherweise im Bereich von 300 bis 500 °C und bei einem Druck von bis zu 100 bar [Ferrari (2021)]. Niedrigere Temperaturen haben trotz eines thermodynamischen Vorteils erhöhte Anforderungen an das Material und die Aktivität des Katalysators zur Folge [Schlüter (2018)]. Diverse metallische Katalysatoren können für Methanisierungsreaktionen verwendet werden. Typischerweise wird Nickel aufgrund seiner guten Aktivität und Selektivität bei einem vergleichsweise moderaten Rohstoffpreis auf einem Träger aus Aluminiumoxid eingesetzt [Rönsch (2016)]. Bei Nickel-Katalysatoren ist insbesondere auf den Schwefelgehalt des Eduktgases zu achten, um eine unerwünschte Desaktivierung zu vermeiden [Materazzi (2019)].

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Die bereits in Abschnitt 3.8.1 erwähnte Anlage des Projektes „GoBiGas“ wurde in einer ersten Ausbaustufe als Methanisierungsanlage im Demonstrationsmaßstab (20 MW Produktgasleistung) errichtet und war für eine schrittweise Erweiterung auf einen kommerziellen Maßstab mit einer Leistung von 100 MW vorgesehen [Larsson (2019)]. Im Jahr 2018 wurde jedoch der Betrieb der Anlage eingestellt [Alamia (2017); Larsson (2019); Materazzi (2019)].

Audi betreibt seit dem Jahr 2013 in Werlte eine Pilotanlage, die aus einer Biogasanlage abgetrenntes Kohlenstoffdioxid nutzt und durch eine Methanisierungsstufe synthetisches Methan erzeugt. Der benötigte Wasserstoff wird durch Elektrolyse mithilfe von Solar- und Windenergie erzeugt [Audi (2015)]. Mit einer Leistung von etwa 6.000 kW werden 1.300 m^3/h Wasserstoff erzeugt, aus denen 300 m^3/h synthetisches Methan entstehen [dena (2021a)]. Weiterhin wird im Rahmen des „Gaya“-Projekts seit dem Jahr 2017 eine Vergasungsanlage in der Nähe von Lyon (Frankreich) mit einer Produktionskapazität an synthetischem Methan von 0,1 t/a betrieben [Gaya (2021); IEA Bioenergy (2021b)].

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Methanisierung wird bei einem TRL 6 eingeschätzt, die technologische Weiterentwicklung scheint zeitweise zu stagnieren. Nach erfolgreichen Demonstrationen zu Beginn der 2010er-Jahre scheiterte der Schritt zu einer kommerziellen Anwendung der Methanisierung. Dennoch sind ein stetes Interesse und Forschungsaktivitäten in diversen Projekten erkennbar. Der Prozess befindet sich in der Optimierungsphase, beispielsweise durch die Entwicklung eines instationären Reaktors zur Nutzung intermittierender Energie [Matthischke (2016)]. Im Jahr 2019 wurde von weltweit 36 aktiven Methanisierungsprojekten berichtet, die meisten davon in Europa [Thema (2019)].

3.8.8 Methanolsynthese und Folgetechnologien

Verfahrensbeschreibung

Methanol, ein Alkohol mit einem Kohlenstoffmolekül in seiner Struktur, kann aus Synthesegas synthetisiert werden. Hierfür werden Kohlenmonoxid und Wasserstoff im Verhältnis 1:4 im SynGas benötigt. Diese Komponenten werden unter hohem Druck und hoher Temperatur in Gegenwart eines Kupferkatalysators in einen Reaktor eingebracht, der in diversen kommerziellen Ausführungen (z. B. adiabatisch, quasi-isotherm, wasser- oder gasgekühlt) erhältlich ist [Kiendl (2018)]. Alternativ kann die Synthese von Methanol auch durch direkte Hydrierung mit einem CO-H_2-Verhältnis von 1:6 realisiert werden [Marlin (2018)]. Ferner ist die partielle Oxidation von Methan möglich, bei der Methan mit Sauerstoff unter Bildung von Methanol reagiert [Alfadala (2009); Ge (2016); Park (2019)].

Methanol kann entweder direkt als Kraftstoff oder als Basismolekül für die Herstellung anderer Kraftstoffe verwendet werden. Eine Übersicht ist in Abbildung 3-13 dargestellt.

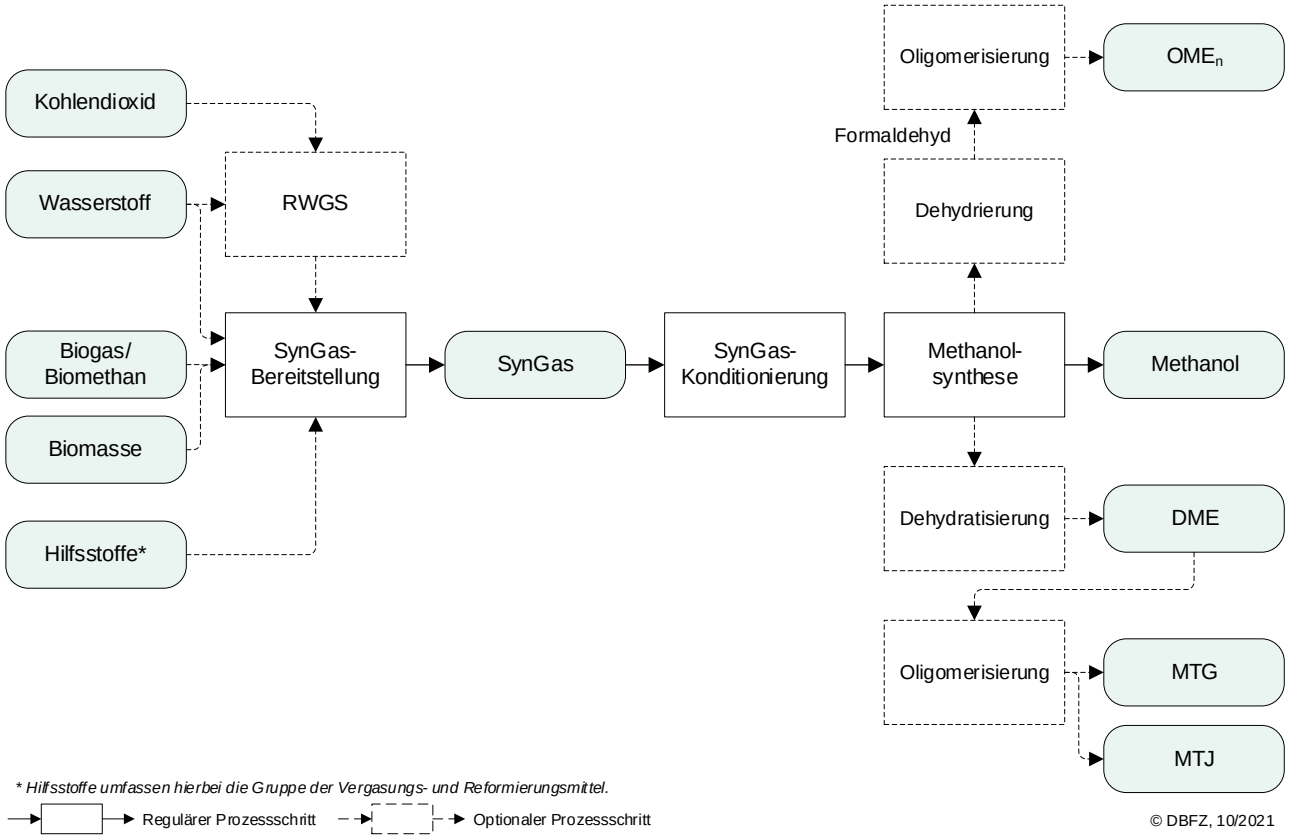


Abbildung 3-13 Schematische Darstellung der Methanolsynthese und ausgewählter Folgetechnologien

DME ist das Produkt der Dehydratisierung von Methanol. Bei der Synthese wird Methanol in einer exothermen Reaktion in Wasser und DME aufgespalten. Als Katalysatoren werden Aluminiumoxid und Aluminiumsilikat verwendet [Zhou (2016)]. DME kann auch direkt aus Synthesegas synthetisiert werden, wobei die Methanolsynthese und die Dehydratisierungsreaktion parallel im selben Reaktor ablaufen [Kiendl (2018)]. DME hat wesentliche Unterschiede im Vergleich zu Methanol, es hat einen niedrigeren Siedepunkt (−25 °C) als Methanol (64,7 °C) und liegt daher bei Raumtemperatur gasförmig vor. Es hat einen höheren Heizwert (28,8 MJ/kg) als Methanol (19,6 MJ/kg) [Schröder (2020b)].

Methanol kann im Rahmen eines Methanol-to-Gasoline-(MTG-)Verfahrens zu einer Benzinfraktion weiterverarbeitet werden. Bei diesem Verfahren wird zuerst Methanol teilweise in DME umgewandelt. Methanol und DME reagieren miteinander zu leichten Olefinen und Wasser. Die leichten Olefine reagieren an einem Zeolith-Katalysator mit sich selbst, um ein Gemisch aus Paraffinen, Naphthenen und Aromaten zu bilden [Marsh (1988)]. Nach der Reaktion werden unverbrauchte Edukte abgetrennt und in den Reaktor zurückgeführt. Ein Beispiel für die MTG-Reaktionsausbeute ist 1 % Gas, 5 % LPG, 38 % synthetisches Benzin und 56 % Wasser [ExxonMobil (2017)].

Alternativ kann Methanol über das Methanol-to-Jet-(MTJ-)Verfahren weitersynthetisiert werden. Dies erfolgt in drei Verfahrensschritten: Methanolproduktion, Synthese von Olefinen aus Methanol (Methanol-to-Olefins – MTO) und Synthese von paraffinischen Molekülen [Wassermann (2020)]. Im MTO-Prozess wird Methanol ähnlich wie im MTG-Verfahren dehydratisiert. In diesem Fallresultieren die Reaktionsbedingungen eher in der Bildung von leichten Olefinen, in der Mehrzahl Ethen und Propylen. Diese werden dann durch Oligomerisierung und Hydrotreatment zu einer Kerosinfraktion und zu anderen Produkten umgewandelt [Bradin (2014); Salkuyeh (2015)].

Darüber hinaus befinden sich weitere sauerstoffhaltige Moleküle im Interesse der Forschung zur Nutzung als Kraftstoffersatz: Polyoxymethylendimethylether (Oxymethylenether, OME_n), Dimethylcarbonat (DMC) und Methylformiat (MeFo). Zur Herstellung von OME_n (dabei gibt n die Anzahl der miteinander verbundenen OME-Bruchstücke an) wird Methanol zu DME oder Formaldehyd dehydratisiert bzw. dehydriert, die als geeignete Zwischenmoleküle zur Oligomerisierung in OME_n dienen [Schmitz (2015)]. Für die Herstellung von DMC und MeFo wird Methanol mit Kohlenmonoxid umgesetzt. Aufgrund von deren Nutzung werden diese Kraftstoffsubstitute als kohlenstoffneutral bewertet [Härtl (2017); Maier (2019); Tschöke (2019)]. Methyl-tertiär-butylether (MTBE) kann durch die Reaktion von Methanol und iso-Buten produziert und als Additiv zur Erhöhung der Oktanzahl in Ottokraftstoffen genutzt werden. Es geriet jedoch aufgrund vermehrter Kontaminationen des Grundwassers in Verruf [Grathwohl (2005); Smith (1990)].

Eine weitere Quelle für Methanol stellt der Kraft-Prozess in der Zellstoffindustrie dar. Beim Kraft-Aufschluss von Holz entsteht Methanol als Nebenprodukt. Die produzierte Menge ist u. a. abhängig von der Holzart, der Temperatur und der Kochzeit und kann zwischen 7,3 und 15 kg Methanol/t Zellstoff (ofentrocken) betragen [Jensen (2012)]. Das rohe Methanol enthält Verunreinigungen, zum Beispiel Stickstoff und Schwefel, und muss gereinigt werden, um sich für die Verwendung als Chemikalie oder Kraftstoff zu eignen [Jensen (2012); Warnqvist (2015)].

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Im Jahr 2020 wurde eine Methanolanlage als Add-on an eine Zellstofffabrik der Firma Sødra in Mönsterås (Schweden) mit einer Kapazität von 5.250 t/a Methanol installiert (Technologieanbieter Andritz AG). Das Unternehmen Alberta-Pacific Forest Industries Inc. besitzt eine entsprechende Anlage in Boyle (Kanada) mit einer Produktionskapazität von 2.000 – 3.000 t/a Methanol [IRENA (2021c)]. Zudem vertreibt Valmet ebenfalls Methanolanlagen [Valmet (2020b)]. Die vormals zur Produktion von Methanol errichtete Wirbelschichtvergasungsanlage der Firma Enerkem wurde 2017 auf die Produktion von Ethanol umgerüstet [Enerkem (2022)].

Die Produktion und Nutzung von MTJ wird im Projekt „KEROSyN 100“ in Deutschland untersucht. Methanol wird dabei aus Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff aus Elektrolyse bereitgestellt. Mit dem Bau einer Pilotanlage soll MTJ-Kraftstoff produziert und dessen Mitraffination in einer fossilen Raffinerie in Heide (Deutschland) untersucht werden [DLR (2020); KEROSyN (2021)].

Siemens und Porsche planen den Bau einer Produktionsanlage in der Provinz Magallanes (Chile) zur Herstellung von synthetischem Benzin mithilfe des MTG-Verfahrens. Vorgesehen ist die Hochskalierung einer Pilotanlage mit einer Jahresproduktion von 130.000 l/a im Jahr 2022 auf 55 Mio. l/a im Jahr 2024 [Porsche (2020), (2020); Siemens (2021)]. Das Projekt „Closed Carbon Cycle Mobility“ untersucht die Nutzung von Produkten aus Methanol (z. B. synthetisches Benzin, Oktanol) zur Verwendung als Drop-in-Kraftstoff [C3-Mobility (2021)].

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Die Industrietechnologien für die Methanolsynthese befinden sich bei TRL 10 und sind über verschiedene Technologieanbieter auf dem Markt erhältlich (z. B. Air Liquide, Haldor Topsøe A/S, Linde) [Dieterich (2020)]. Die modulare oder kleintechnische Produktion von Methanol aus biobasierten Ressourcen befindet sich jedoch mit TRL 8 erst auf dem Weg raus aus den Demonstrationsmaßstab [ALIGN-CCUS (2019); C2FUEL (2020); CO2FOKUS (2020); FReSMe (2021)].

Die Herstellung von biobasiertem Methanol und DME über die Vergasung von Schwarzlauge wurde im Projekt „BioDME“ in den Demonstrationsmaßstab und somit auf ein TRL 6 bis 7 gebracht. Nach diesem Projekt gab es jedoch kein Projekt, das auf die weitere Verbesserung der Technologie abzielte [ETIP

Bioenergy (2021b); Salomonsson (2013)]. Die Synthese von DME via Dampfreformierung von Biogas wurde vom Unternehmen Oberon Fuels (USA) im Pilotmaßstab in Brawley (USA) demonstriert und ist bei TRL 5 bis 6 einzuordnen [Oberon Fuels (2021)]. Darüber hinaus gibt es Projekte, die auf die Optimierung der Technologie zur Herstellung von DME ohne den Einsatz von Methanol als Zwischenprodukt abzielen. Diese sind mit einem TRL 6 zu bewerten [CORDIS (2016); FLEDGED (2018)]. Die Produktion von sauerstoffhaltigen Molekülen aus Methanol (OME_n, DMC und MeFo) wird eher auf Forschungsebene untersucht und muss daher mit einem TRL 2 bis 3 bewertet werden [Benajes (2020); Rashid (2019), (2019); Zhang (2020)].

3.8.9 Ammoniaksynthese

VERFAHRENSBESCHREIBUNG

Ammoniak wird weltweit insbesondere durch das Haber-Bosch-Verfahren hergestellt, bei dem Stickstoff und Wasserstoff in der Gasphase bei hoher Temperatur (ca. 450 °C) und hohem Druck (ca. 200 bar) miteinander reagieren. Hierbei findet ein Eisenkatalysator Anwendung [Brohi (2014); Kugler (2015)]. Der im Prozess verwendete Stickstoff wird durch eine Luftzerlegungsanlage gewonnen, der Wasserstoff kann aus verschiedenen Quellen stammen. Aktuell stammt der Großteil des für die weltweite Ammoniakproduktion verwendeten Wasserstoffs aus Erdgas und Kohle.

Grünes Ammoniak ist die Bezeichnung für das aus erneuerbaren Quellen hergestellte Ammoniak. Um die Emission von Kohlenstoffdioxid während des Produktionsprozesses zu minimieren, sollten sowohl Wasserstoff als auch die notwendige Wärme aus erneuerbaren Quellen stammen [Brohi (2014)]. Für die Wasserstoffproduktion bieten sich beispielsweise die elektrolytische Bereitstellung, die Dampfreformierung von Biomethan (Abschnitt 3.4) und die Biomassevergasung (Abschnitt 3.8.1) an. Abbildung 3-14 veranschaulicht diesen Produktionsprozess.

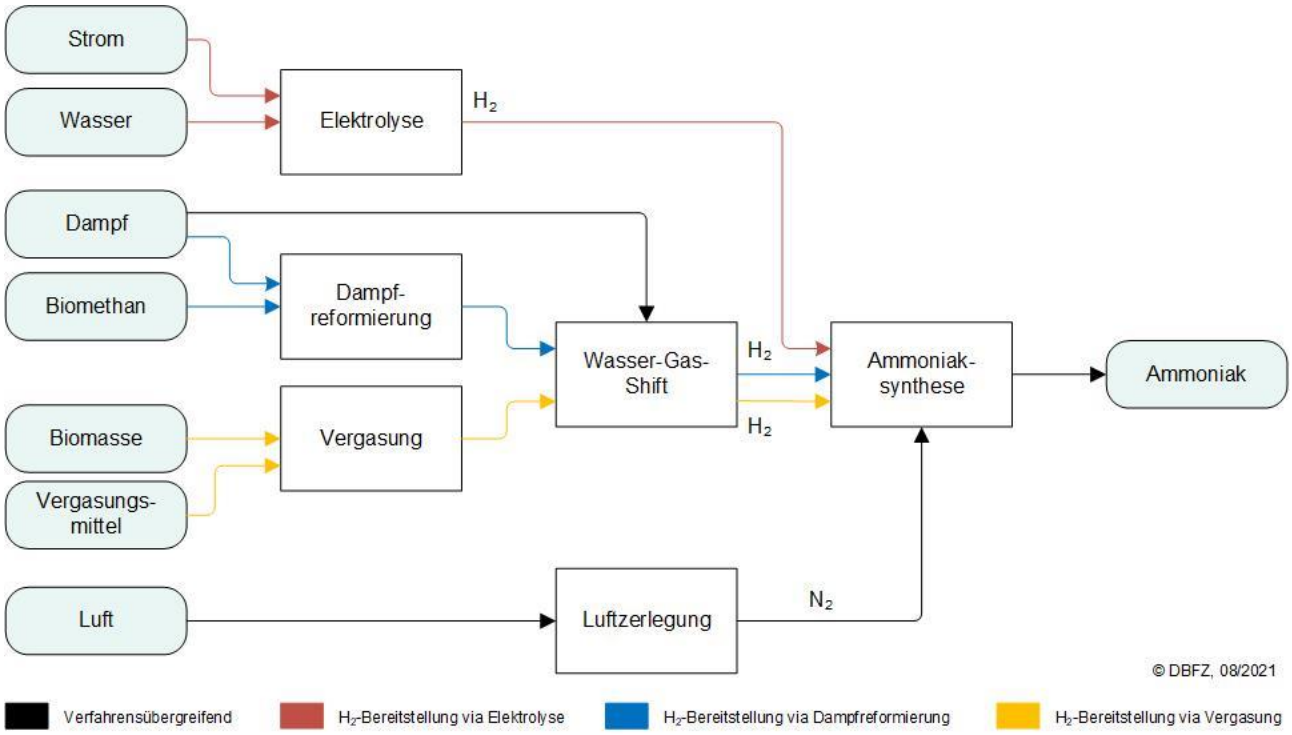


Abbildung 3-14 Verfahren zur Herstellung von Ammoniak unter Verwendung von biogenen Ressourcen

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Die theoretische Herstellung von Ammoniak mit via Vergasung von lignocellulosehaltiger Biomasse und Schwarzlauge bereitgestelltem Wasserstoff wurde bereits in technisch-ökonomischen Studien [Akbari (2018); Andersson; Cardoso (2021)] und Lebenszyklusanalysen [Ahlgren (2012)] untersucht. Es wurden Projekte zur Herstellung von biobasiertem Ammoniak angekündigt, eine Umsetzung fand bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt jedoch noch nicht statt [Ahlgren (2013); Brown (2013)]. In Brasilien betreibt Raízen S.A. eine Biogasanlage aus Vinasse. Die Firma hat einen Vertrag über die Lieferung von 20.000 m^3/d Biomethan ab dem Jahr 2023 an das Unternehmen Yara zur Wasserstoffproduktion für die Ammoniak-Herstellung abgeschlossen [NovaCana (2021); Williams (2021); Yara (2021)].

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Es wird berichtet, dass die Produktionskosten gesenkt werden müssten, um Ammoniak aus Biomasse wirtschaftlich rentabel zu machen [IEA (2020)]. Zum aktuellen Zeitpunkt sind keine Gesamtkonzepte zur Produktion von Ammoniak pilotiert oder demonstriert, weshalb der technische Entwicklungsstand der Technologie prozessroutenunabhängig auf TRL 5 geschätzt wird [IEA (2021a)].

3.9 Mitraffination

Verfahrensbeschreibung

Mitraffination oder Co-Prozessierung (engl.: co-processing) beschreibt den Prozess der simultanen Verarbeitung bzw. Raffination von fossilen erdölbasierten Rohstoffen mit biogenen Ressourcen in derselben Infrastruktur und Reaktortechnik. Die mitzuverarbeitenden biogenen Gemische stellen beispielsweise Bioöle (z. B. Pflanzenöle, tierische Fette oder Altspeiseöle) und Biocrudes (inkl. Pyrolyseöle, Öle aus der HTL und dem FT-Verfahren) dar [van Dyk (2019)]. Eine Mitraffination kann den Vorteil der Nutzung bestehender Infrastrukturen und Erfahrungen in der Prozessführung bieten. Nicht nur Investitionskosten, auch Betriebskosten können aufgrund der Anlagenskalierung im Vergleich zu einer Stand-alone-Anlage gesenkt werden. [van Dyk (2021)]

Biocrudes und Bioöle besitzen im Vergleich zu Rohöl oftmals einen deutlich höheren Sauerstoff- und Wassergehalt, einen niedrigeren Heizwert sowie ggf. einen höheren Anteil an freien Fettsäuren [van Dyk (2019)]. Überdies können sie einen im Vergleich zu Erdölprodukten höheren Alkali- und Erdalkalimetallgehalt (z. B. Natrium, Kalium und Calcium) aufweisen und weitere chemische Komponenten enthalten, die für eine Erdölraffination im Allgemeinen untypisch sind [Terry Marker (2005)]. Dies kann die jeweiligen Betriebsbedingungen beeinflussen, eine Desaktivierung der Katalysatoren zur Folge haben und höhere Anforderungen an die Materialien der Infrastruktur stellen. Um nicht das Risiko der weitreichenden Prozessbeeinflussung einzugehen, wird die Mitraffination biobasierter Öle häufig unter Berücksichtigung eines Vorbehandlungsschrittes untersucht [van Dyk (2019)]. Ein Beispiel stellt hierbei die Veresterung von Bioölen mit hoher Säurezahl dar, um die Reaktor- und Rohleitungsmaterialien vor korrosiven Schäden zu schützen. Dem hohen Sauerstoffgehalt von Biocrudes kann beispielsweise mit einem vorgeschalteten Hydrotreatment entgegengewirkt werden. Die Intensität der Aufbereitung der biogenen Ströme, um für die Mitraffination in Betracht gezogen zu werden, wird in der Literatur je nach Zusammensetzung und Herkunft des Öls kontrovers diskutiert [van Dyk (2021)].

Der Ort der Beimischung hängt von der Ähnlichkeit der biogenen Substanz mit dem fossilen Öl und von dem gewünschten Endprodukt bzw. der Endnutzung ab. Während erdölbasiertes Rohöl in Raffinerien

typischerweise in einem vorgeschalteten Destillationsschritt fraktioniert und erst anschließend aufbereitet wird, sind die bereits aufgeführten Unterschiede der biogenen Öle hinderlich für diese Herangehensweise [van Dyk (2021)]. Wesentliche Orte der Mitraffination stellen demnach Hydrocracker, Hydrotreater und Fluid Catalytic Cracker (FCC) nach der Rohöldestillation dar. Sowohl der Hydrocracker als auch das Hydrotreatment haben die Sättigung ungesättigter Bindungen sowie die Reduktion von Sauerstoff, Schwefel und weiteren Heteroatomen zum Ziel. Der Hydrocracker bewirkt aufgrund harscherer Betriebsbedingungen zudem eine Kettenlängenveränderung des Produktes. Mit steigendem Gehalt an Heteroatomen (beispielsweise Stickstoff oder Sauerstoff durch ein Biocrude) kann sich der Bedarf dieser Einheit an Wasserstoff erhöhen. Ähnlich verhält es sich mit dem Anteil ungesättigter Verbindungen im Rohstoff. Zudem ist beim Einsatz von Biocrudes auf die geringe Akzeptanz des Hydrotreatment- und Hydrocracker-Katalysators gegenüber Verunreinigungen zu achten [van Dyk (2018)]. Für die Produkte der biobasierten Fraktionen, die gemeinsam mit erdölbasierten Ressourcen in einem Hydrotreater oder -cracker mitraffiniert wurden, ist in einigen Veröffentlichungen und Statistiken die Bezeichnung co-prozessiertes HVO/HEFA (CP-HVO/HEFA) zu finden.

Für Biocrudes wie Pyrolyseöl, Fischer-Tropsch-Öle und Produkte der hydrothermalen Verflüssigung, die längere Kohlenwasserstoffmoleküle und Aromaten aufweisen, ist einer der untersuchten Orte in der Mitraffination die FCC-Einheit. In dieser werden Aromaten in lineare Kohlenwasserstoffketten und höhere Kohlenwasserstoffketten in kürzere Ketten gespalten. Das Verfahren ist vergleichsweise flexibel in der Wahl der Einsatzstoffe, ein steigender Wasserstoffbedarf ist nicht zu erwarten und die Katalysatoren sind im Vergleich zu denen des Hydrotreatment resistenter gegenüber Katalysatorgiften [van Dyk (2018)]. Abbildung 3-15 veranschaulicht die wichtigsten Orte der Mitraffination von biogenen Ressourcen in einer erdölbasierten Raffinerie.

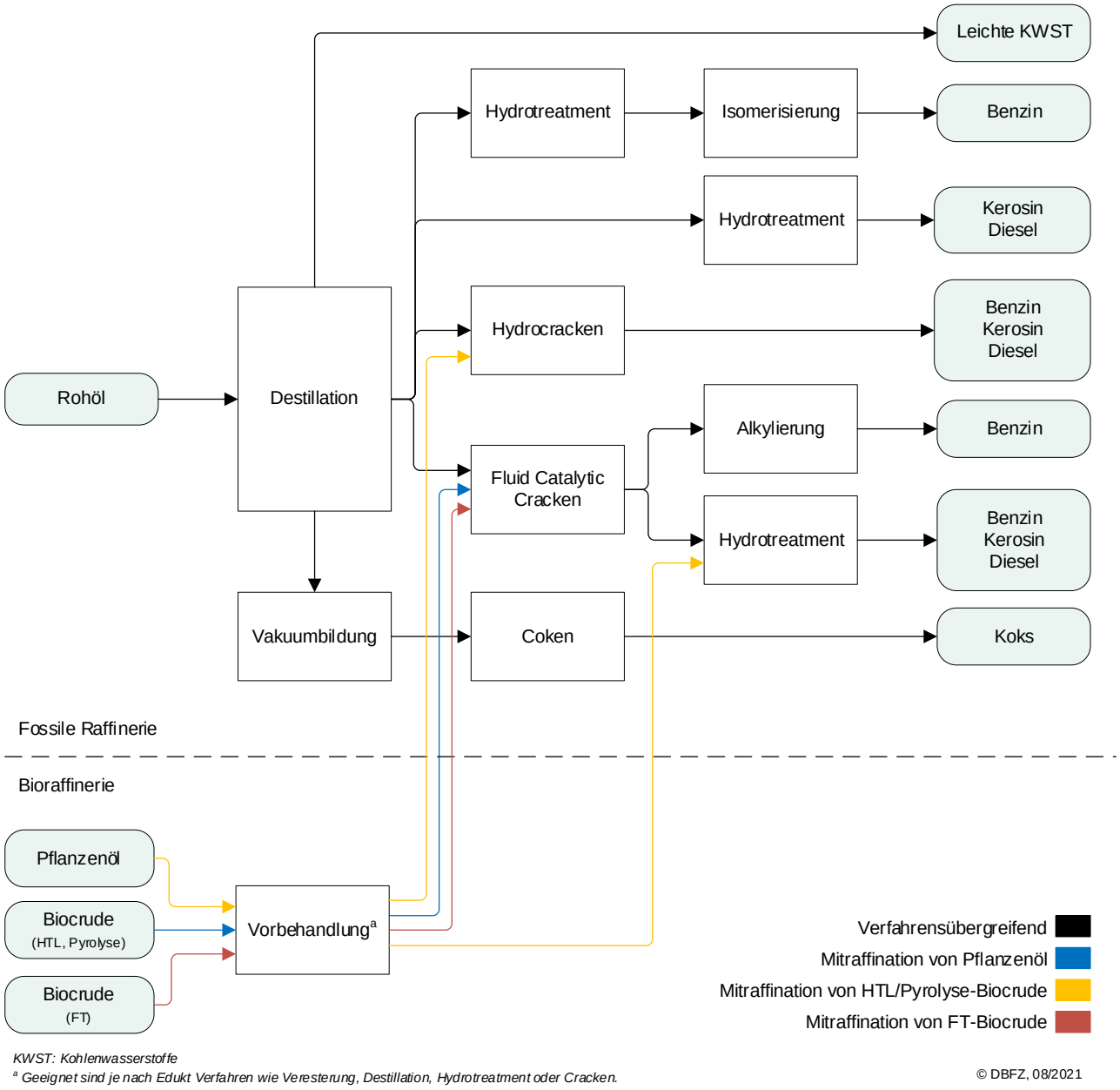


Abbildung 3-15 Mitraffination von biogenen Ressourcen in fossilen Raffinerien, Datenbasis: [van Dyk (2018); van Dyk (2019)]

Ausgewählte Firmen und Initiativen

Das Unternehmen Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.) hat bereits Benzin mit einer geringen Beimischung von Sojaöl kommerzialisiert, das im FCC eingesetzt wurde [van Dyk (2018)]. Dasselbe Unternehmen testete auch die Verarbeitung von Biocrude aus Pyrolyse von Zuckerrohrstroh im Demonstrationsmaßstab von 150 kg/h und berichtete von Aktivitäten mit Biocrude aus anderen Ressourcen [Rezende Pinho (2014); Silva (2020)]. Pyrocell Ltd. startete im Sommer 2021 in einer Testphase die Produktion von zunächst etwa 50.000 t Pyrolyseöl mithilfe der BTG Bioliquids Technology aus Sägemehl. Preem Petroleum AB, zusammen mit der Setra Group AB Unternehmenseigner von Pyrocell Ltd., wird in seiner Raffinerie in Gävle (Schweden) dieses Pyrolyseöl über zwei Jahre in einer FCC-Einheit mitraffinieren [Bioenergy International (2021b)].

Das Projekt „BL2F“ entwickelt ein HTL-Verfahren, das in Zellstofffabriken eingesetzt werden soll, um Biocrude aus Schwarzlauge zu gewinnen, die in Ölraffinerien raffiniert werden soll [BL2F (2021)]. In

Norwegen baut die Firma Silva Green Fuel eine Demonstrationsanlage zur Herstellung von Biocrude via HTL auf. Das produzierte Biocrude soll in fossilen Raffinerien aufgewertet werden [Silva Green Fuel (2017); Steeper Energy (2017)]. Die Firma Arbios Biotech plant in Prince George (Kanada) den Bau einer Anlage mit einer Kapazität von etwa 7.950 m^3/a Biocrude aus HTL [Bioenergy International (2021a)]. Im Projekt "KEROSyN 100" wird der Bau einer MTJ-Anlage erwartet, deren Produkt in der Raffinerie Heide veredelt werden soll [DLR (2020)]. In Schweden und den USA wurden bereits Pyrolyseanlagen mit Kapazitäten von 24.000 t/a bzw. 75.710 m^3/a Biocrude umgesetzt, die auch in Erdölraffinerien prozessiert werden [BTG bioliquids (2021); Ensyn (2021)]. Im Projekt „Biozin" wird der Bau einer Anlage mit einer Kapazität von 100.000 t/a Biocrude aus der Technologie IH^2 „Integrated Hydropyrolysis and Hydroconversion" von Shell geplant [IEA Bioenergy (2021b); Shell (2021c)]. Beispiele für die Mitraffination von bis zu 5 % Lipiden sind die Raffinerien BP Cherry Point (USA) und die Parkland-Raffinerie (USA) [van Dyk (2021)].

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Seit 2018 und 2020 ist die Mitraffination von bis zu 5 % Fetten und Ölen bzw. des Biocrudes aus dem FT-Verfahren gemäß ASTM D1655, der „Standardspezifikation für Flugturbinenkraftstoffe", zulässig [CAAFI (2021)]. Biocrudes aus der HTL, der Pyrolyse oder anderen thermokatalytischen Prozessen sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht zertifiziert. Diese müssen zunächst vor dem kommerziellen Einsatz in der zivilen Luftfahrt eine entsprechende Aufnahme in die ASTM D1655 erwirken. Die Mitraffination von bis zu 30 % Tallöl wurde bereits durch das Unternehmen Preem Petroleum AB untersucht, das Produkt ist jedoch noch nicht nach ASTM D1655 für die zivile Luftfahrt zugelassen [van Dyk (2021)]. Aufgrund der bereits in geringem Umfang stattfindenden Mitraffination von Lipiden kann von einem TRL 8 bis 9 ausgegangen werden. Vermehrter Forschungsbedarf besteht noch im Bereich der Biocrude-Mitraffination. Hier sind insbesondere aufgrund fehlender Biocrude-Mengen wenig Aktivitäten im großen Maßstab ersichtlich [van Dyk (2021)]. Der technische Entwicklungsstand ist hierfür auf TRL 5 festzulegen.

3.10 Hybridtechnologien

Hybridtechnologien verfolgen den Ansatz, Synergien von biomassebasierten und strombasierten Produktionsprozessen zu nutzen, um von den jeweiligen Vorteilen zu profitieren und etwaige Herausforderungen zu reduzieren. Hierfür wurden die Begriffe des SynBioPTX- oder Power-and-Biomass-to-X (PBTX)-Ansatzes geprägt [Müller-Langer (2019); Naumann (2019)].

Grundlegend ergeben sich zwei Herangehensweisen:

1) Ergänzung biomassebasierter Produktionspfade (engl.: Biomass-to-X – BTX) durch strombasierte Prozesse

   Das wohl prominenteste Beispiel dieses Konzeptes stellt der Einsatz elektrolysebasierten Wasserstoffs in biomasseverarbeitenden Prozessen dar. Zu nennen sind hierbei die Synthesen zur Produktion von HVO/HEFA-Kraftstoffen via Hydrotreatment (Abschnitt 3.6), synthetischem Methan via Methanisierung (Abschnitt 3.8.7) und Methanol via Methanolsynthese (Abschnitt 3.8.8). Aber auch die wasserstoffbasierte Aufbereitung spezifischer Produktfraktionen zum Beispiel aus der Fischer-Tropsch-Synthese (Abschnitt 3.8.6) und dem Alcohol-to-Jet-Verfahren (Abschnitt 3.3) mittels Hydrotreatment sind hier von Relevanz. Überdies fällt ein weiterer Einsatzbereich von Wasserstoff in die Konditionierung von Synthesegas beispielsweise aus der (Dampf-)Reformierung (Abschnitt 3.4) oder der thermochemischen Vergasung

(Abschnitt 3.8.1). Ziel hierbei ist es, das entsprechende H_2/CO-Verhältnis als Voraussetzung für eine optimale Produktausbeute einzustellen. Elektrolysewasserstoff kann zudem in der biologischen Methanisierung (Abschnitt 3.4) zur Erhöhung des Methangehaltes des Produktgases eingesetzt werden. Einen weiteren Anwendungsfall für die strombasierte Unterstützung biogener Produktionsprozesse stellt die Elektrifizierung verfahrenstechnischer Bauteile, beispielsweise Reaktoren, dar.

2) Nutzung biogenen Kohlenstoffs in strombasierten Produktionspfaden (engl.: Power-to-X – PTX)

   Verfahren, die erneuerbaren Strom zur Produktion von gasförmigen oder flüssigen Energieträgern, Wärme oder Edukten für die chemische Industrie einsetzen, werden gemeinhin als PTX-Verfahren bezeichnet. Insbesondere für die Bereitstellung von Kohlenwasserstoffen als Plattformchemikalien für den Kraftstoffsektor und ausgewählte Industriezweige muss auf eine Kohlenstoffquelle zurückgegriffen werden. Quellen für biogenen Kohlenstoff in Form von Kohlenstoffdioxid reichen von Fermentationsgasen aus der Ethanolproduktion über den Restgasstrom bei der Abscheidung von Methan aus Biogas bis hin zu Abgasen bei der Verbrennung von biogenen Ressourcen (Abschnitt 4.3.2). Für den CO_2-emittierenden Prozess bietet die Nutzung des Kohlenstoffgases eine mögliche Senkung der CO_2-Abscheidekosten (Verfahren siehe Abschnitt 3.8.3). Bei der Betrachtung eines solchen Ansatzes können die Kohlenstoffeffizienz und die Produktpalette des Gesamtprozesses erhöht bzw. erweitert werden, was wiederum zu einer Verringerung der THG-Emissionen im Vergleich zu Stand-alone-Anlagen führen kann [Müller-Langer (2016)].

Das Projekt „DME-regenerativ“ des DBI – Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg (Deutschland) befasste sich mit der Herstellung von DME via Trockenreformierung von Biogas. In diesem Projekt wurde die Einspeisung von Wasserstoff aus einer Elektrolyse in den einstufigen DME-Prozess untersucht, um die Kohlenstoffverwertung und somit die Produktausbeute zu erhöhen [Friedel (2018)]. Während das Konzept in einer ersten Phase bis zum Jahr 2017 verifiziert wurde, ist das Ziel des Folgevorhabens FlexDME die Entwicklung einer modularen Demonstrationsanlage mit einer DME-Produktion von bis zu 40 t/a. Darüber hinaus wurde im Projekt „MeGa-stoRE“ der Aarhus Universität (Dänemark) eine Biomethanproduktion in Containergröße (10 m³ (i. N.)/h) durch Hydrieren von Rohbiogas (nach Entschwefelung) entwickelt, um aus dem im Biogas enthaltenen Kohlenstoffdioxid zusätzliches Methan zu erzeugen [DTU (2019); Gaikwad (2020)]. Die Vorteile der Integration von elektrolytisch bereitgestelltem Wasserstoff auf Basis erneuerbaren Stroms in biobasierte Prozesse wurde zudem vom Karlsruher Institut für Technologie (Deutschland) im bioliq®-Prozess untersucht. Für unterschiedliche Synthesegasfolgetechnologien konnte nachgewiesen werden, dass die Zuführung von Wasserstoff im Syntheseschritt oder in einer vorgeschalteten RWGS zur Umwandlung von verbliebenem Kohlenstoffdioxid im Synthesegas den Wirkungsgrad der Kohlenstoffumwandlung etwa um den Faktor 4 erhöhen kann [Albrecht (2017); DLR (2017)].

Dampfreformierung von Methan in Form von Erdgas oder Biomethan wird üblicherweise gasbefeuert auf Betriebstemperatur gebracht. Haldor Topsøe A/S nimmt aktuell eine elektrisch beheizte Dampfreformierung im Demonstrationsmaßstab in Foulum (Dänemark) in Betrieb [Bioenergy International (2021d)]. Das produzierte SynGas soll in dem Projekt zur Methanolproduktion (10 kg/h) eingesetzt werden, bietet jedoch Potenzial für andere Synthesegasfolgetechnologien.

Als Teil des Innovationshub für CO_2-neutrale alternative Kraftstoffe am Standort des Industrieparks Höchst (Deutschland) errichtet die CAPHENIA GmbH eine Power-and-Biogas-to-Liquid (PBTL)-Anlage [Frankfurt HOLM (2021)]. Hier soll Biogas in dem CAPHENIA-eigenen, durch einen elektrischen

Plasmabrenner beheizten Zonenreaktor in Synthesegas und weiter zu synthetischen Kraftstoffen umgewandelt werden. Bereits im Juli 2021 wurde zudem durch CAPHENIA die zukünftige Beteiligung an der Errichtung einer kommerziellen Produktionsanlage verkündet: Zusammen mit der Oxxynova GmbH, der Avacon Natur GmbH und der Lühmann GmbH wird im Rahmen des Projektes „EnZaH2“ in Steyerberg (Deutschland) eine solche PBTL-Anlage im großen Maßstab errichtet [CAPHENIA (2021)].

Im Projekt „Bioressourcen und Wasserstoff zu Methan als Kraftstoff – Konzeptionierung einer Anlage im Pilotmaßstab (Pilot SBG)“ wird ein Beispiel für ein solch hybrides Prozesskonzept realisiert und weiterentwickelt. Im Rahmen des Vorhabens werden ausgewählte biogene Reststoffe, Nebenprodukte und Abfälle zu Biomethan umgesetzt. Dafür wird am Standort des DBFZ in Leipzig eine Pilotanlage errichtet. Das Anlagenkonzept verbindet im Kern eine anaerobe Vergärung mit innovativen Vor- und Aufbereitungsprozessen. Zur Erhöhung der Methanausbeute wird das im Biogas enthaltene Kohlenstoffdioxid in einer katalytischen Methanisierung mit extern zugeführtem Wasserstoff zu Methan umgewandelt. Dabei entsteht nahezu reines Methan, das den gesetzlichen Anforderungen für die Verwendung als Kraftstoff im Verkehrssektor (DIN EN 16723-2) entspricht. Die Gärreste werden in Abhängigkeit vom Ausgangsmaterial in einer Separationskaskade weiterbehandelt. Ziel ist es dabei, alle in der Anlage anfallenden Nebenprodukte im Sinne der Kreislaufwirtschaft zu verwerten und das Produktportfolio der Anlage durch die Erzeugung zusätzlicher Produkte zu erweitern. [DBFZ (2021a)] Abbildung 3-16 stellt die Synergien des gesamten Prozesses dar.

Abbildung 3-16 Prozesslayout für die Pilotanlage des Projekts „Pilot SBG“ Hinweis: keine praktische Umsetzung der Elektrolyse, [DBFZ (2021a)]

Zukünftig werden die bio- und die strombasierten Verfahrensrouten kaum voneinander zu trennen sein, da eine Vielzahl biogener Pfade zumindest im Bereich des Upgrading der Kraftstofffraktionen von Wasserstoff abhängig sind. Ziel sollte es sein, den Einsatz fossil bereitgestellten Wasserstoffs im Bereich der erneuerbaren Kraftstoffe auf ein Minimum zu reduzieren – Elektrolysewasserstoff kann hier eine

sinnvolle Alternative darstellen. Die Nutzung von Kohlenstoffdioxid aus biogenen Quellen kann aufgrund seiner konzentrierten Verfügbarkeit und der erweiterten Kohlenstoffnutzung sinnvoll sein und damit einen positiven Beitrag hin zu einer effizienten Kreislaufwirtschaft leisten. Der Verlust biogenen Kohlenstoffs – als wertvolle Ressource vieler Energieträger und chemischer Erzeugnisse – in Form von Kohlenstoffdioxid sollte zukünftig primär vermieden werden. Wenn dies technologieseitig nicht realisiert werden kann, sollte eine Verwertung des Kohlenstoffdioxids im Anschluss an den entsprechenden Prozessschritt das Mittel der Wahl sein.

4 Ressourcen und ihre Mobilisierung

KARIN NAUMANN, GABRIEL COSTA DE PAIVA, ULF NEULING, TJERK ZITSCHER, SELINA NIEß UND KARL-FRIEDRICH CYFFKA

4.1 Hintergrund und Überblick geeigneter Ressourcen

Weiterführende Informationen:

Die Ressourcenbereitstellung stellt den ersten Schritt in der Wertschöpfungskette zur Produktion von erneuerbaren Energien dar. Die für die Biokraftstoffproduktion geeigneten biogenen Ressourcen lassen sich nach verschiedenen Kriterien kategorisieren. Aus dem regulatorischen Kontext ergibt sich vor allem die Unterteilung in biogene Hauptprodukte (vor allem Kultur- bzw. Nutzpflanzen), biogene Nebenprodukte sowie Abfälle und Reststoffe. Die verschiedenen biogenen Ressourcen werden neben ihrem Ursprung auch nach ihren physikalisch-chemischen Eigenschaften unterschieden. Diese bestimmen deren Eignung für die unterschiedlichen Produktionsverfahren von erneuerbaren Kraftstoffen (Abschnitt 3).

Die wesentlichen Ausgangsstoffe von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs (engl.: Renewable Fuels of Non-Biologic Origin - RFNBO) sind erneuerbarer Strom und Wasser für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff durch Elektrolyse sowie eine Kohlenstoffquelle (meist CO_2) für die Weiterverarbeitung zu kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen. Der Strom kann aus Wind- und Sonnenenergie, Biomasse, Geothermie oder Wasserkraft erzeugt und Kohlenstoffdioxid entweder aus Prozessen (fossiler oder biogener Ursprung) oder direkt aus der Luft gewonnen werden. Neben fossilen Kohlenstoffquellen für die Produktion von PTX-Kraftstoffen sollen auch solche zur Herstellung sogenannter wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe (engl.: Recycled Carbon Fuels - RCF) perspektivisch eine Rolle spielen. Dabei kann es sich um flüssige oder feste Abfälle handeln, die nicht für ein Recycling (stoffliche Wiederverwertung) geeignet sind, oder um Abgase, die in industriellen Prozessen anfallen und nicht vermieden werden können [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)].

In Abbildung 4-1 sind beispielhaft Ressourcen entsprechend ihrem Ursprung und ihrer Zusammensetzung (ohne etwaige Gewichtung derzeitiger Anteile in der realen Verwendung) aufgeführt.

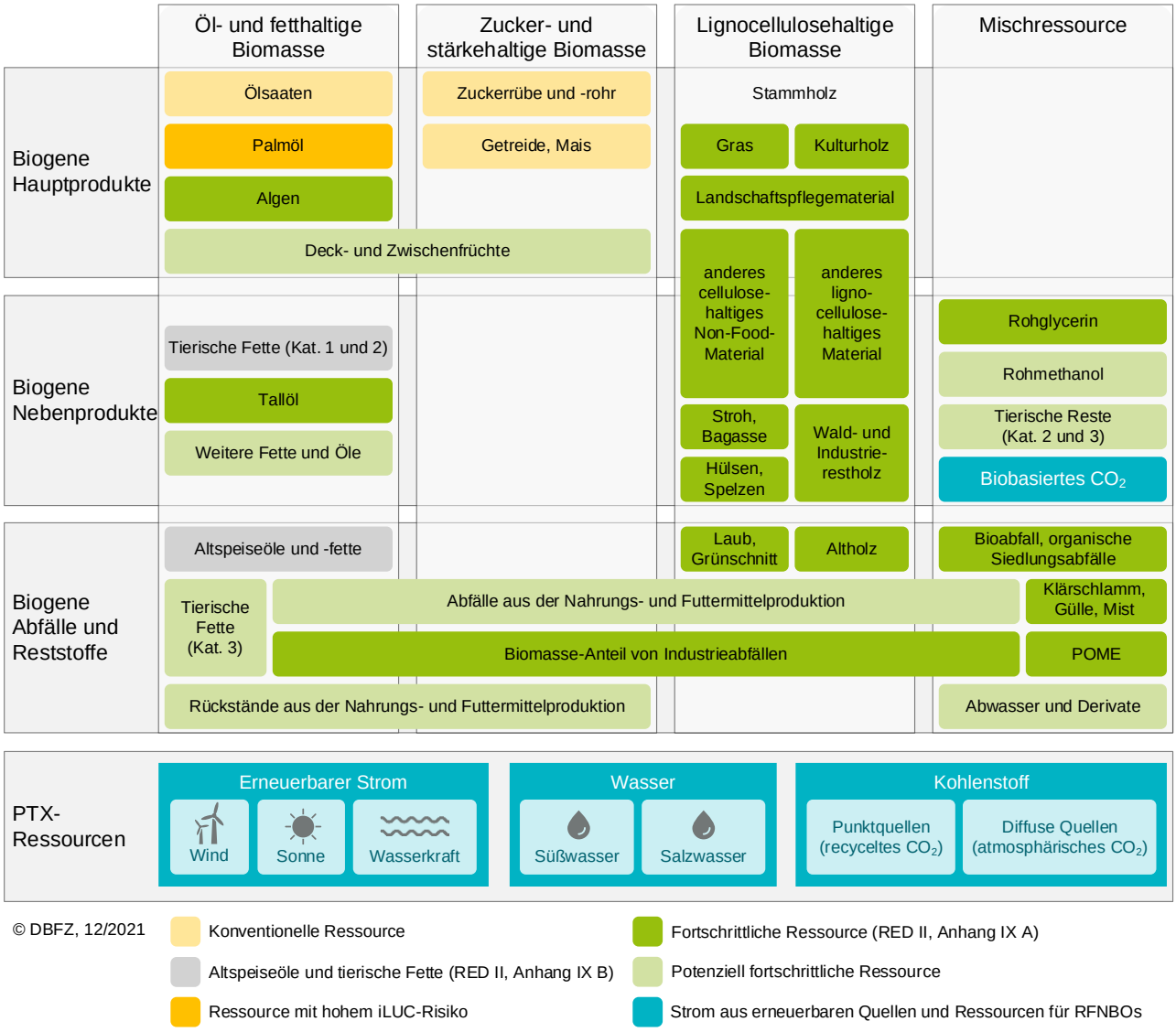


Abbildung 4-1 Ressourcen zur Produktion erneuerbarer Kraftstoffe, Hinweis: ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Kat. entspricht Kategorie, potenziell fortschrittliche Ressourcen gemäß [E4tech (2020)]

Die Zuordnung orientiert sich dabei an der Einordnung gemäß der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der Europäischen Union (RED II):

- Ressourcen für fortschrittliche flüssige und gasförmige Biokraftstoffe (Anhang IX A der RED II),
  - Algen (kultiviert an Land in Becken oder Photobioreaktoren)
  - Biomasse-Anteil gemischter Siedlungsabfälle
  - Bioabfall aus privaten Haushalten
  - Biomasse-Anteil von Industrieabfällen (ungeeignet zur Verwendung im Nahrungs- oder Futtermittelbereich)
  - Stroh
  - Mist/Gülle und Klärschlamm
  - Abwasser aus Palmölmühlen (Palm oil mill effluent – POME) und leere Palmfruchtbündel
  - Tallölpech, Rohglyzerin, Bagasse, Traubentrester und Weintrub, Nussschalen, Hülsen, entkernte Maiskolben

Biomasse-Anteile von Abfällen und Reststoffen aus Forstwirtschaft und forstbasierten Industrien (u. a. auch Schwarzlauge, Lignin und Tallöl)

Anderes cellulosehaltiges Non-Food- und anderes lignocellulosehaltiges Material

- Altspeiseöle und tierische Fette der Kategorien 1 und 2 der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 (Anhang IX B der RED II),
- Konventionelle Ressourcen, d. h. Nahrungs- und Futtermittelpflanzen (überwiegender Anteil der etablierten Produktion) mit hohem und ohne hohes iLUC-Risiko und
- Ressourcen nicht biogenen Ursprungs.

Die Europäische Kommission hat darüber hinaus ein Konsortium unter der Leitung von E4tech beauftragt, sie bei der Bewertung von potenziellen Ressourcen für die Produktion fortschrittlicher Biokraftstoffe zu unterstützen, die noch in Anhang IX der RED II (EU 2018/2001) bzw. deren Neufassung aufgenommen werden könnten [E4tech (2020)]. Diese Aufnahme kann auf Basis eines delegierten Rechtsaktes erfolgen, wobei folgende Aspekte berücksichtigt werden müssen:

- Grundsätze von Kreislaufwirtschaft und Abfallhierarchie (gemäß Richtlinie 2008/98/EG),
- Nachhaltigkeitskriterien, die gemäß RED definiert sind,
- Vermeidung von Abfällen oder Rückständen sowie von erheblichen den Wettbewerb verzerrenden Auswirkungen auf die Märkte für (Neben-)Produkte,
- Potenzial für erhebliche Einsparungen bei den THG-Emissionen im Vergleich zu fossilen Brennstoffen auf der Grundlage einer Lebenszyklusbewertung der Emissionen,
- Vermeidung negativer Auswirkungen auf die Umwelt und die biologische Vielfalt sowie
- Vermeidung von zusätzlicher Nachfrage nach Land.

Die im Folgenden aufgeführten Ressourcen sind dabei in der engeren Wahl:

- Rückstände und Abfälle aus der Nahrungs- und Futtermittelproduktion

  (Rückstände und Abfälle von Bäckereien und Konditoreien, Rückstände der Getränkeproduktion bspw. Pressrückstände von Zitrusfrüchten, Abfälle aus der Obst-/Gemüseverarbeitung, schadhaftes Obst/Gemüse, Kartoffel-/Rübenpulpe, Stärkehaltige Abwässer bspw. Stärkeschlamm/Dünnschlempe, Trockenstärke, Rückstände der Zuckerraffination, Melasse, Vinasse, Rückstände und Abfälle von Alkoholbrennereien, Treber, Molkepermeat, Rückstände aus der Olivenöl-Extraktion bspw. Oliventrester)
- Land- und forstwirtschaftliche Rückstände und Nebenprodukte

  (Rohmethanol als Verarbeitungsrückstand der Zellstoffherstellung)
- Deck- und Zwischenfrüchte

  (Getreide, Stärke, Zucker, Öle, Bohnen und Mehle aus Fruchtfolgekulturen (bspw. Durchwachsene Silphie, Hohes Weizengras, Leindotter, Äthiopischer Senf, Rizinus, Tabak)
- Landschaftspflegematerial

  (Biomasse von Brachflächen bspw. Heu, Hülsenfrüchte, Gras, Biomasse aus degradierten/kontaminierten Flächen, Grünschnitt bspw. Mischung aus Lieschgras, Wiesen- und Rohrschwingel sowie Klee/Leguminosen, Beschädigte Ernten d. h. Nutzpflanzen, die als Lebens- oder Futtermittel aufgrund von Krankheiten oder anderen natürlichen Ereignissen unbrauchbar sind)

- Tierische Rückstände und Abfälle

  (tierische Rückstände (ohne Fett) der Kategorie 2 und 3 bspw. Organe, Blut, Knochen, tierische Fette der Kategorie 3 (bspw. Rindertalg, Geflügel- und Schweinefett)
- Abwässer und Derivate,

  (kommunale Abwässer und Derivate außer Klärschlamm)
- Fette und Öle,

  (Seifenreste und Derivate bspw. freie Fettsäuren, braunes Fett (engl.: brown grease), Fettsäuredestillate bspw. aus Palm und Ölsaaten, engl.: Palm Fatty Acid Destillates - PFADs, bzw. Oilseed FADs)
- Weitere Ressourcen

  (Öl aus der Ethanolproduktion bspw. technisches Maisöl, Schlempe (engl.: Distillers Grains with Solubles – DGS, andere Bioabfälle).

[E4tech (2020)]

Die für November 2021 angekündigte Veröffentlichung ist derzeit noch nicht verfügbar (Stand 13.01.2021) Die schlussendliche Entscheidung über die Aufnahme von neuen Rohstoffen in Anhang IX liegt bei der Europäischen Kommission. Gemäß [E4tech (2020)] sollen dabei Rohstoffe, die mit fortgeschrittenen Technologien verarbeitet werden, in Teil A und solche, die mit ausgereiften Technologien verarbeitet werden, in Teil B aufgenommen werden.

In **Deutschland** erfolgt die Erstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen über die staatliche Datenbank Nabisy. Die zuständige Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) hat 309 aktive Biomassearten definiert (davon 79 gemäß Anhang IX A sowie 30 gemäß Anhang IX B der RED II), die derzeit für die Zertifizierung von Biokraftstoffen und damit für deren Anrechnung auf die deutsche THG-Quote genutzt werden können. [BLE (2021c)]

4.1.1 Biogene Hauptprodukte

Mit Blick auf die Produktionstechnologien für Biokraftstoffe ergibt sich eine Unterteilung der biogenen Ressourcen nach deren wesentlichen Bestandteilen, wie sie im Folgenden kurz dargestellt ist.

Öl- und fetthaltige biogene Hauptprodukte wie zum Beispiel die Ölsaaten von Raps, Soja und Sonnenblumen oder die Frucht der Ölpalme enthalten sehr lange Kohlenstoffketten, die sich je nach eingesetzter Ölpflanze in ihrer Fettsäurezusammensetzung unterscheiden [Dieterich (2020)]. In Abhängigkeit von dieser Zusammensetzung variieren einerseits die Prozessanforderungen bei der Verarbeitung der Biomassen sowie andererseits die daraus resultierende Produktzusammensetzung. Sie eignen sich grundsätzlich zur Produktion von Pflanzenölkraftstoff, Biodiesel (FAME) und HVO/HEFA-Kraftstoffen (hydroprozessierte Pflanzenöle bzw. hydroprozessierte Ester und Fettsäuren, engl.: Hydrotreated Vegetable Oils bzw. Hydrotreated Esters and Fatty Acids – HVO bzw. HEFA).

Algen werden vielfach als eine vielversprechende Alternative diskutiert und untersucht. Die Vorteile von Algen als Ressource sind die hohen Wachstumsraten, der hohe Ölgehalt und die nicht benötigten Ackerflächen [Ganesan (2020)]. Der mögliche Ertrag an Algenöl hängt vor allem von der verwendeten Mikroalgenart ab. Beispielsweise hat die Spezies *Nannochloropsis salina* einen Lipidgehalt von 31 % bis 68 %, bezogen auf die Trockenmasse [Schlagermann (2012)]. Andere Beispiele für bereits untersuchte Algenarten sind *Phaeodactylum tricornutum*, *Nannochloropsis oculata*, *Monodus subterraneus* und *Odontella aurita* [CORDIS (2013); DBU (2010)]. Mit der Algenproduktion sind jedoch noch einige technische Herausforderungen verbunden, da der Ressourcenbedarf an Strom, Wasser und Nährstoffen

sehr hoch ist und sich der Verarbeitungsprozess noch in einer frühen Entwicklungsphase befindet [Moshood (2021)].

Die **ZUCKERHALTIGEN BIOGENEN HAUPTPRODUKTE** eignen sich durch die direkte Verfügbarkeit von Glucose besonders für die fermentative Herstellung von Biokraftstoffen wie Bioethanol. Besonders geeignet sind Zuckerrohr und Zuckerrübe mit einem durchschnittlichen Glucosegehalt von ca. 20 % [Pérez (1997)] bzw. 16 % [FAO (1999)].

Bei den **STÄRKEHALTIGEN BIOGENEN HAUPTPRODUKTEN** wie Mais, Weizen oder anderem Getreide werden die stärkehaltigen Kohlenhydrate vor der Fermentation durch Hydrolyse in einen geeigneten Zucker umgewandelt. Mais hat beispielsweise einen Kohlenhydratanteil von ca. 19 % - davon ist ungefähr ein Drittel Stärke, welche ohne eine vorgeschaltete Hydrolyse nicht in der Fermentation genutzt werden könnte [U.S. Department of Agriculture (2019)].

Im Jahr 2015 hat die Europäische Union mit dem „Greening“ ein agrarpolitisches Instrument eingeführt, um den Anbau von **DECK- BZW. SOMMER- UND WINTERZWISCHENFRÜCHTEN** sowie Untersaaten in Hauptkulturen voranzutreiben und so für mehr Biodiversität in der Landwirtschaft zu sorgen. Im Jahr 2016 wurden rund 20 % aller Ackerflächen in Deutschland mit Zwischenfrüchten bestellt [Henke (2018)]. Auch bei der Produktion von fortschrittlichen Biokraftstoffen könnten sie perspektivisch eine größere Rolle spielen, wobei die Verwendung solcher Zwischenfrüchte explizit nicht zu einer zusätzlichen Nachfrage nach landwirtschaftlicher Fläche führen darf. Ein Beispiel ist Äthiopischer Senf (*Brassica carinata*), eine Ölsaat mit etwa 27 % Ölgehalt [Paula (2019); Sharafi (2014)]. Ihr Einsatz als Ressource für die Produktion fortschrittlicher Biokraftstoffe basiert auf der besseren Ausnutzung von Nährstoffen, Land und Wasser im Rahmen der Praxis des Zwischenfruchtanbaus [Lal (2019)]. Weiterhin möglich sind auch Kulturen wie Weidelgras und Futterroggen, die beispielsweise über die anaerobe Fermentation zu Biogas bzw. Biomethan weiterverarbeitet werden können [Henke (2018)].

LIGNOCELLULOSEHALTIGE BIOGENE HAUPTPRODUKTE wie Gräser können nach einem Aufschluss zu Zuckern für die Fermentation verwendet werden. Andere holzige Biomassen, allen voran Kulturholz von Kurzumtriebsplantagen (KUP), werden ohne Aufschluss in thermischen Verfahren wie der Pyrolyse und der Vergasung weiterverarbeitet. Für Anbauflächen mit besonderen standortbedingten Herausforderungen werden beispielsweise alternative Anbaukulturen wie das Hohe Weizengras (*Agropyron elongatum*) untersucht [TFZ (2021)]. Das Hohe Weizengras zeichnet sich durch seine große Robustheit und Genügsamkeit aus, die auf marginalen, vor allem sehr trockenen Flächen Vorteile bringen können und Nährstoffverarmung und Bodenerosion reduzieren [Cui (2018); Schröder (2018)]. Das Landschaftspflegematerial von diesen mehrjährigen Pflanzenkulturen eignet sich zur Produktion von Biogas bzw. Biomethan [Ciria (2020); Heinz (2018)].

Exkurs 2: Die Pflanze als „Multi-Produkt-System“

Die Verwertung von Anbaubiomasse kann grundsätzlich als Multi-Produkt-System verstanden werden, bei dem nicht nur ein einzelner Pflanzenteil verwertet wird, sondern im Idealfall alle Pflanzenteile genutzt werden. Nahezu alle etablierten Ressourcen zur Biokraftstoffproduktion, wie Mais, Getreide, Palmfrüchte, Zuckerrohr oder Raps, werden diesem System entsprechend genutzt. Beispielhaft ist dieser ganzheitliche Verwertungsansatz in Abbildung 4-2 für Zuckerrohr dargestellt. Im ersten Aufbereitungsschritt werden Zuckerrohrblätter (lignocellulosehaltige Biomasse) vom Rohrstängel (zucker- und lignocellulosehaltige Biomasse) abgetrennt. Im zweiten Schritt werden wiederum der Zuckersaft (zuckerhaltige Biomasse) und die Bagasse (lignocellulosehaltige Biomasse) durch Mahlen des Rohrstängels voneinander getrennt. Der Zuckersaft wird, abgesehen von einer auch möglichen direkten Nutzung für die Ethanolproduktion, größtenteils zu Zucker raffiniert. Der Rest wird dabei als Melasse abgetrennt und kann in einer nachgeschalteten aeroben Fermentation zur Ethanolproduktion dienen. Die im Fermentationsprozess entstehende Vinasse kann wiederum mittels anaerober Fermentation zu Biogas bzw. Biomethan verwertet werden, ebenso wie die lignocellulosehaltigen Anteile des Zuckerrohrs (Abschnitt 3.4). Im gesamten Verwertungsprozess der Zuckerrohrpflanze entsteht somit eine Vielzahl an Zwischen- und Endprodukten, die größtenteils bereits genutzt werden oder perspektivisch nutzbar sind. Der Anbau der Pflanze ist zumeist durch die Verarbeitung ausgewählter Bestandteile im Bereich Nahrungs- und Futtermittel getrieben. Die Verwendung der weiteren Pflanzenteile für die stoffliche oder energetische Nutzung, das heißt auch für die Kraftstoffproduktion, ist hier nur ein Teil der Verwertungskette, der aber in Abhängigkeit von sich ändernden Marktbedingungen sehr volatil sein kann [Czarnikow (2021)].

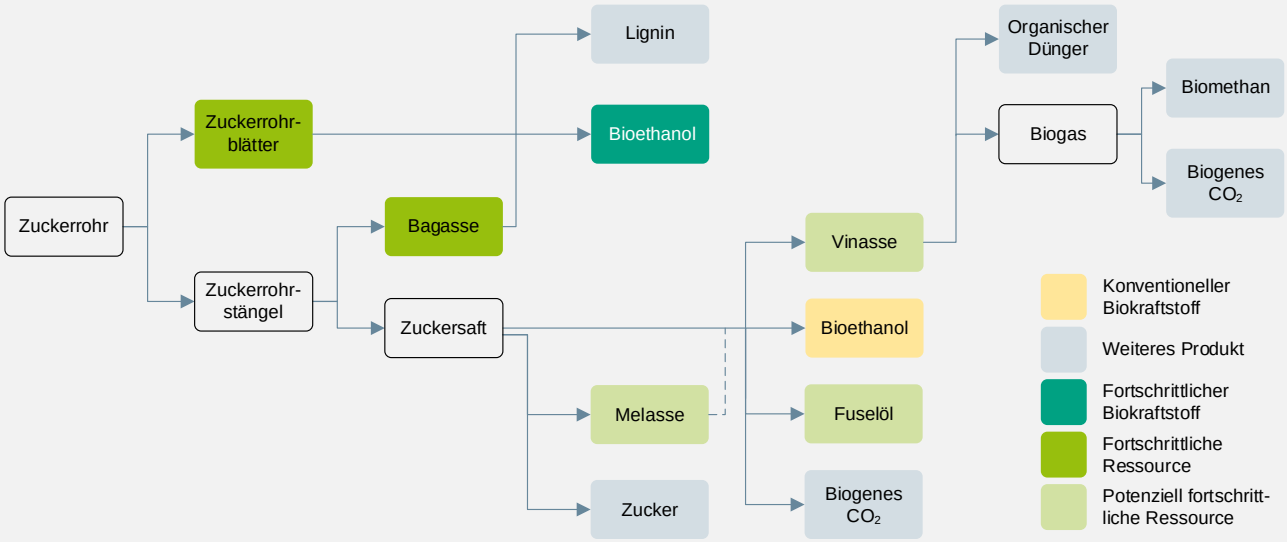


Abbildung 4-2 Multi-Produkt-System am Beispiel der Verwertung von Zuckerrohr, Datenbasis: [Formann (2020); Santos (2018)]

4.1.2 Biogene Nebenprodukte, Abfälle und Reststoffe

Konventionelle, aus biogenen Hauptprodukten produzierte Biokraftstoffe spielen bisher international die größte Rolle. Politische Zielstellungen und rechtliche Vorgaben v. a. in der Europäischen Union setzen jedoch einen zunehmend starken Entwicklungsfokus auf die Produktion fortschrittlicher Biokraftstoffe, die nicht aus biogenen Hauptprodukten produziert werden.

ÖL- UND FETTHALTIGE BIOGENE NEBENPRODUKTE UND ABFÄLLE sind im Wesentlichen Altspeiseöle und -fette (z. B. Frittierfett), tierische Fette der Kategorien 1 und 2[8] sowie sonstige Nebenprodukte wie Fuselöl (als Nebenprodukt der alkoholischen Fermentation), Tallöl (als Nebenprodukt der Zellstoffindustrie) oder öl- und fetthaltige Reststoffe und Abfälle aus der Lebensmittelindustrie, beispielsweise aus der Verarbeitung von Obst, Gemüse und Getreide. Etabliert und bereits in großen Mengen im Einsatz sind vor allem Altspeiseöle und -fette (engl.: Used Cooking Oil - UCO), welche nach der Nutzung im Nahrungsmittelbereich gesammelt, aufbereitet und weiterverarbeitet werden.

LIGNOCELLULOSEHALTIGE NEBENPRODUKTE UND ABFÄLLE wie Stroh von Feldfrüchten, Bagasse, Hülsen, Laub und Grünschnitt sowie Waldrest-, Industrierest- und Altholz sind Ressourcen, die in der Landwirtschaft, der Garten- und Landschaftspflege, der Forstwirtschaft sowie der holzverarbeitenden Industrie anfallen. Diese lignocellulosehaltigen Ressourcen sind nach entsprechender Aufbereitung beispielsweise für die anaerobe und alkoholische Fermentation oder für die thermochemische Vergasung geeignet. Insbesondere die holzverarbeitende Papier- und Zellstoffindustrie hat bereits heute eine Vielzahl an Nebenprodukten in ihrer Wertschöpfungskette etabliert. Vor allem Tallöl wird bereits im großtechnischen Maßstab über Hydrotreatment zu HVO/HEFA verarbeitet. Schwarzlauge, welche bei der Trennung des Lignins vom Zellstoff entsteht, kann raffiniert und zu einem höherwertigen Produkt wie Methanol oder Dimethylether (DME) veredelt werden [Rutz (2020)].

Die in Abbildung 4-1 als **MISCHRESSOURCEN** gekennzeichneten Biomassen, welche überwiegend eine unspezifische Zusammensetzung aus organischen Molekülen wie Proteinen, Fetten und Kohlenhydraten aufweisen (z. B. Speiseabfälle, Klärschlamm oder Gülle) sind vorrangig für die anaerobe Fermentation geeignete Ressourcen [Kasinath (2021); Onthong (2017)]. Auch die zucker- und stärkehaltigen sowie teilweise auch die fetthaltigen **NEBENPRODUKTE UND RESTSTOFFE** beispielsweise aus der Lebensmittelindustrie (z. B. Vinasse, Backrückstände oder Molke) können neben den bereits genannten Biokraftstofftechnologien zur Produktion von FAME oder HVO-Diesel sowie Bioethanol auch für die Erzeugung von Biogas bzw. Biomethan zum Einsatz kommen.

Andere biogene Nebenprodukte und Abfälle, die in den bisherigen Kategorien noch nicht beschrieben wurden, können bei der Herstellung von Biokraftstoffen Anwendung finden. Beispielsweise wird Rohglycerin in Anhang IX A der RED II aufgelistet und fällt als Nebenprodukt bei der FAME-Produktion an. Glycerin selbst kann u. a. in der anaeroben Fermentation zu Biogas/-methan weiterverarbeitet werden.

[8] Tierische Nebenprodukte werden in drei Risikokategorien für die menschliche Gesundheit eingeteilt, wobei bisher vor allem die Fette der Kategorie 1 (hohes Risiko) und 2 (mittleres Risiko) für die Herstellung fortschrittlicher Biokraftstoffe nach RED II Verwendung finden.

Exkurs 3: Kaskadennutzung und Kreislaufwirtschaft

Die Produktion und Nutzung von Biokraftstoffen ist eng mit dem Konzept der Kreislaufwirtschaft verbunden. Die Kreislaufwirtschaft selbst zeichnet sich dadurch aus, dass Abfälle in wertvolle Ressourcen umgewandelt werden [BMBF (2020); Europäische Kommission (2018)]. In dem in Abbildung 4-3 aufgeführten Beispiel werden Kulturpflanzen mit ölhaltigen Saaten oder Früchten angebaut, um daraus Pflanzenöl zu produzieren. Die Ölsaat kann direkt als Nahrungs- und Futtermittel, als Kraftstoff oder stofflich genutzt und durch die Nachnutzung von etwa Frittierfett wieder in den Kreislauf zurückgeführt. Nach dessen Sammlung und Aufbereitung wird es beispielsweise zu FAME oder HVO/HEFA aufgewertet und kann so als Kraftstoffkomponente in der Landwirtschaft zur Verfügung gestellt werden.

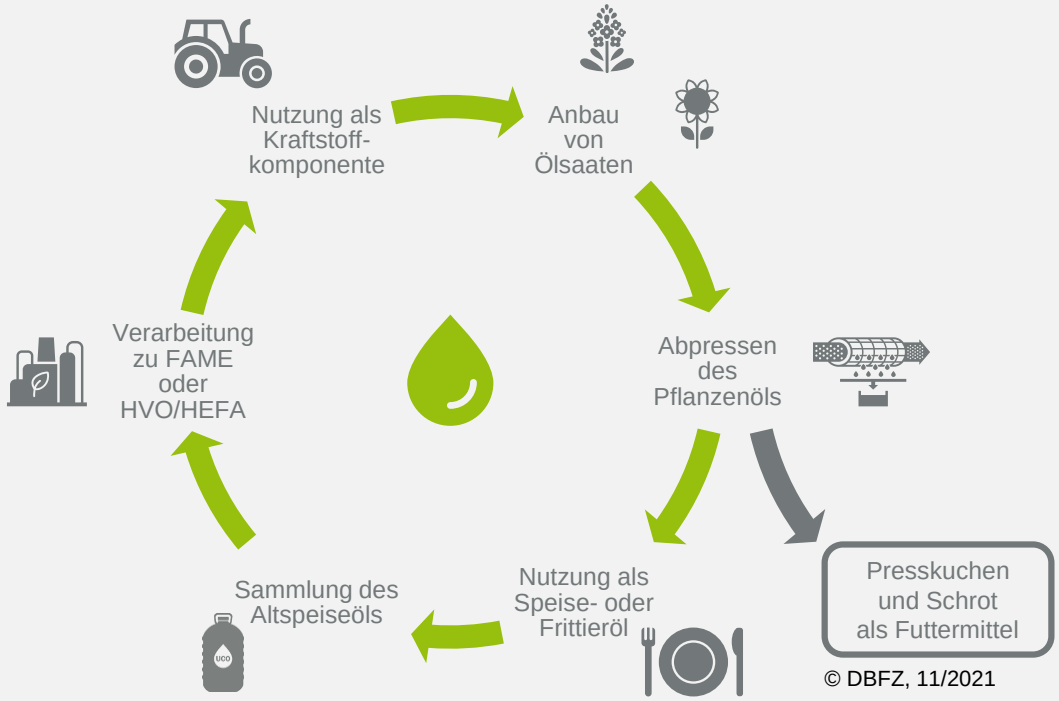


Abbildung 4-3 Kreislaufwirtschaft am Beispiel von Pflanzenöl

Als Praxisbeispiel dienen die mit alternativen Kraftstoffen betriebenen Traktoren auf den staatlichen landwirtschaftlichen Betrieben Bayerns, die im Jahr 2020 mit 23 Traktoren im Jahr 2020 Deutschlands größte Pflanzenöl-Traktor-Flotte in Betrieb haben und ihren Kraftstoff dafür selbst erzeugen. Dadurch können im Vergleich zur Dieselnutzung in einem Jahr über 110 t Treibhausgasemissionen eingespart werden. Rapsölkraftstoff, in landwirtschaftlichen Arbeitsmaschinen eingesetzt, steht beispielhaft für regionale Energie- und Stoffkreisläufe. Die Traktoren bewirtschafteten im Jahr 2020 in 5.000 Betriebsstunden rund 625 ha Fläche. Hierfür wurden 59 m³ Rapsölkraftstoff benötigt. Dieser Rapsölkraftstoff wurde regional in dezentralen Ölmühlen aus 160 t Raps durch Kaltpressung gewonnen. Bei der Ölpressung entstanden neben dem Öl auch 110 t Presskuchen. Der Presskuchen wird als wertvolles heimisches Eiweißfuttermittel in der Fütterung von Milchkühen eingesetzt, die wiederum rund 260 m³ Milch produzierten. Aus deren zusätzlicher Gülle kann in Biogasanlagen Strom, Kraftstoff, Wärme und Dünger erzeugt werden. Der Raps, der den zur Bewirtschaftung der 625 ha benötigten Kraftstoff sowie Viehfutter als weiteres Produkt lieferte, wurde auf 41 ha angebaut. Nach der Rapsernte verblieben auf den Feldern 480 t Rapsstroh sowie 160 t Wurzeln und Stoppeln: Pflanzenrückstände, durch die Nährstoffe zurück in den Boden verbracht werden und die Bodenfruchtbarkeit erhalten wird. Nicht zuletzt sorgten die Rapsblüten dafür, dass Bienen 1.200 kg Honig erzeugen konnten.

4.1.3 PTX-Ressourcen

Für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen sind in der Regel die Edukte Wasserstoff und Kohlenstoff nötig, die über verschiedene Prozesse zu Kohlenwasserstoffen synthetisiert werden. Ammoniak oder der direkte Einsatz von Wasserstoff sind Ausnahmen, bei denen neben Wasserstoff lediglich Stickstoff bzw. kein weiteres Edukt benötigt wird. Für die Bereitstellung von Wasserstoff über Elektrolyse werden die Ressourcen Wasser und elektrische Energie benötigt. Die Bereitstellung von Kohlenstoff wird in der Regel durch Kohlenstoffdioxid bzw. Kohlenstoffmonoxid realisiert.

Für die Elektrolyse wird Süßwasser benötigt. Dieses steht grundsätzlich in Küstenregionen praktisch unbegrenzt zur Verfügung, da durch Meerwasserentsalzungsanlagen (z. B. durch Umkehrosmose) und weitere Aufbereitungsschritte (z. B. Deionisierung) die erforderliche Wasserqualität für die Elektrolyse erreicht werden kann. Weiterhin können nach entsprechender Aufbereitung auch Brack- oder Abwässer genutzt werden. Grundsätzlich sollte bei der Ressource Wasser immer die Nutzungskonkurrenz zwischen Trinkwasser und Lebensmittelproduktion einerseits und Prozesswasser für die Industrie bzw. die Bereitstellung von Wasserstoff andererseits bedacht werden. Die Nutzung als Trinkwasser und für die Produktion von Lebensmitteln sollte stets Vorrang haben [Khan (2021)].

Erneuerbare elektrische Energie kann durch eine Vielzahl von Wandlungstechnologien bereitgestellt werden. Dazu zählen vor allem Anlagen zur Nutzung der Windkraft, der solaren Strahlung (PV), der Geothermie, der Wasserkraft oder zur Umwandlung von Biomasse. Diese Technologien werden bereits weltweit für die Produktion erneuerbarer elektrischer Energie eingesetzt. Dabei variiert der Anteil der jeweiligen Technologie an der gesamten Produktion der verschiedenen Länder abhängig von regionalen Gegebenheiten. Diese sind geprägt von natürlichen Faktoren, zum Beispiel den nutzbaren Potenzialen, und energiepolitischen Faktoren, beispielsweise der (finanziellen) Förderung bestimmter Technologien [Kaltschmitt (2020)].

Grundsätzlich bestehen verschiedene Möglichkeiten, Kohlenstoff bereitzustellen. Regenerativer biogener Kohlenstoff, der aus Biomasse gewonnen werden kann, steht prinzipiell in humiden Regionen in Form von natürlicher Vegetation und Kulturpflanzen großflächiger zur Verfügung als in ariden Regionen. Dieser Kohlenstoff tritt als Nebenprodukt in Form von gasförmigem Kohlenstoffdioxid/Kohlenstoffmonoxid oder festem Kohlenstoff bei verschiedenen Umwandlungsprozessen (z. B. thermo- oder biochemische Umwandlung) auf [Kaltschmitt (2020)]. Weiterhin emittieren verschiedene industrielle Prozesse fossiles Kohlenstoffdioxid, das zwar kaskadisch, aber nicht im Sinne der Kreislaufwirtschaft genutzt werden kann. Einige industrielle Prozesse emittieren zudem eine Mischung aus biogenem und fossilem Kohlenstoffdioxid, zum Beispiel die Papier- oder Zementindustrie. Des Weiteren kann neben der Nutzung von Biomasse auch über die Abscheidung aus der Atmosphäre – im Sinne der Kreislaufwirtschaft – regenerativer Kohlenstoffdioxid zur Nutzung in PTX-Prozessen bereitgestellt werden [Zitscher (2020)]. Diese Mischung aus fossilem und biogenem Kohlenstoffdioxid weist weltweit ungefähr dieselbe Konzentration von ca. 0,04 % auf [GML (2021)].

4.2 Status quo Ressourcennutzung zur Produktion erneuerbarer Kraftstoffe

4.2.1 Ressourcen für Biokraftstoffe

Die Ressourcenbasis für die Produktion von **BIODIESEL** in Deutschland, Europa und weltweit ist für 2020 in Abbildung 4-4 dargestellt.

Für in Deutschland im Jahr 2020 eingesetztes FAME und HVO-Diesel wurden etwa 3,6 Mio. t biogene Öle und Fette zur Herstellung von 2,4 Mio. t FAME und 1,0 Mio. t HVO-Diesel eingesetzt. Der Anteil der für FAME und HVO-Diesel verwendeten Ressourcen lag bei 41 % Palmöl, 32 % Altspeiseölen und -fetten (UCO) und sonstigen Abfallfetten, 22 % Rapsöl, 3 % Sonnenblumenöl, 2 % Sojaöl und 0,1 % Öl aus Äthiopischem Senf (eigene Berechnung auf Basis von [BLE (2021d)]). Die Rohstoffbasis veränderte sich in den vergangenen Jahren deutlich: Während die Nutzung von Rapsöl seit 2011 um 64 % zurückging, hat sich die UCO-Menge etwa um ca. das Sechsfache vergrößert (Abbildung A-3) [BLE (2012), (2021d), (2021d)]. Auch die Menge des eingesetzten Palmöls war erstmals auf diesem sehr hohen Niveau. Der Anstieg resultiert ausschließlich aus der massiv gestiegenen Menge an HVO-Diesel, die wiederum aufgrund der gestiegenen Treibhausgasquote erforderlich wurde. Insgesamt basierten im Jahr 2020 etwa 58 PJ [BLE (2021d)] Biokraftstoffe auf Palmöl, was 2,9 % der Kraftstoffmenge mit Quotenverpflichtung entspricht. Auch die etwa 6 PJ fortschrittliche Biokraftstoffe [Zoll (2021)] enthielten etwa 50 % POME [Hahn (2021)], einen Reststoff aus der Palmölproduktion. Gemäß den Vorgaben der 38. BImSchV (2021) wird der Anteil ab 2022 auf 0,9 % begrenzt und ab 2023 ist Palmöl als Ressource für in Deutschland auf die Quote angerechnete Biokraftstoffe ausgeschlossen.

In der Europäischen Union bestand die Rohstoffbasis für die Produktion von FAME und HVO im Jahr 2020 aus Raps (43 %), UCO (27 %), Palmöl (17 %), Sojaöl (6 %), Sonnenblumenöl (2 %) und anderen Ölen (5 %). Die Rohstoffbasis änderte sich wesentlich, so hatte beispielsweise Raps im Jahr 2006 einen Anteil von 78 % und ist seitdem schrittweise gesunken (Abbildung A-6). [USDA (2013), (2016), (2018), (2020)]

Weltweit entfiel der größte Anteil der Rohstoffbasis im Jahr 2020 auf Palmöl (31 %), gefolgt von Sojaöl (25 %), UCO (21 %), Raps (16 %), Sonnenblumenöl (1 %) und sonstigen Ölen (6 %), siehe auch Abbildung A-8. [IHS Markit (2018)-(2020)]

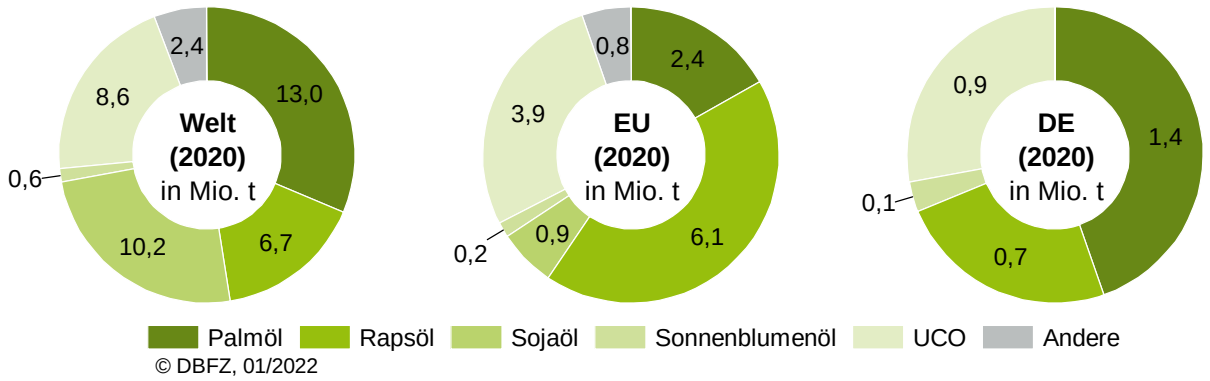


Abbildung 4-4 Ressourcen zur Nutzung (Deutschland) und Produktion (Europa, weltweit) von FAME und HVO-Diesel, eigene Berechnung auf Datenbasis: [BLE (2021d); IHS Markit (2020a); Meisel (2015); USDA (2020)]

Die Ressourcenbasis für die Produktion von **BIOETHANOL** in Deutschland, Europa und weltweit ist für 2020 in Abbildung 4-5 dargestellt.

Das in Deutschland als Kraftstoff genutzte Bioethanol basierte im Jahr 2020 auf folgenden Ressourcen: Getreide (40 % Mais, 9 % Weizen, 6 % Roggen, 3 % Triticale, 3 % Gerste), Zuckerrohr (29 %), Zuckerrüben (5 %) sowie Abfall- und Reststoffe (5 %) [BLE (2021d)].

Die Ressourcenbasis für die Ethanolproduktion in der EU im Jahr 2020 bestand zum größten Teil aus Mais (39 %), Zuckerrüben (35 %) und Weizen (15 %). Andere Ressourcen spielen eine geringere Rolle, wie Triticale (6 %), Gerste (2 %), Roggen (2 %) und cellulosehaltige Biomasse (1 %). In der Regel hatte die Zuckerrübe einen größeren Anteil an der Ressourcenbasis, der beispielsweise im Jahr 2008 bei 70 % lag, aber seit dem Jahr 2019 liegt der größte Anteil bei Mais. Die vollständige Beschreibung der Ressourcenbasis in der EU ist in Abbildung A-7. [USDA (2013), (2016), (2018), (2020)].

94 % der weltweit genutzten Bioethanolressourcen kamen in Produktionsanlagen in den USA und in Brasilien zum Einsatz – dieser Wert reduzierte sich bis zum Jahr 2020 auf etwa 85 %. Die verbleibenden 15 % im Jahr 2020 setzen sich im Wesentlichen zusammen aus 5 % Mais aus anderen Ländern, 3 % Zuckerrohr aus anderen Ländern, 5 % Melasse, 1 % Zuckerrüben und 1 % Maniok. Vor allem in Asien stieg in den letzten Jahren die Nutzung von Maniok, wenngleich auf geringem Niveau [F.O. Licht (2011a), (2011b), (2015a), (2016a), (2017a), (2018a); IHS Markit (2018)-(2020), (2020a)].

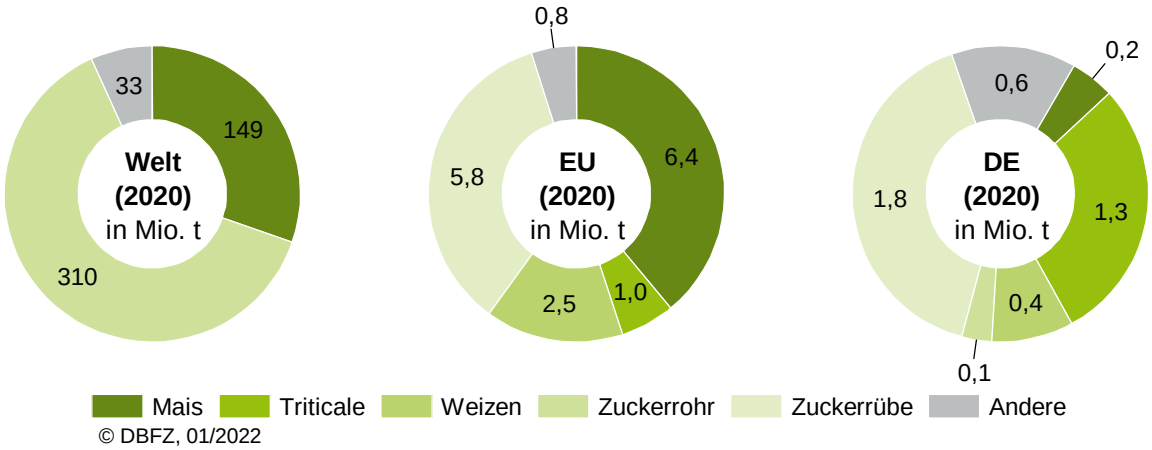


Abbildung 4-5 Ressourcen zur Nutzung (Deutschland) und Produktion (Europa, weltweit) von Bioethanol, Datenbasis: [IHS Markit (2020a); USDA (2020)], für Deutschland: eigene Berechnung auf Basis: [BLE (2021d); Meisel (2015)]

Die Ressourcenbasis für **BIOMETHAN** als Kraftstoff setzte sich in Deutschland in den vergangenen Jahren überwiegend bis ausschließlich aus Abfällen und Reststoffen zusammen. Der Anteil von Biomethan aus landwirtschaftlichen Hauptprodukten, v. a. Mais, lag in den Jahren 2019 und 2020 mit 40 % bzw. 25 % vergleichsweise hoch. Mit der stärkeren Begrenzung der auf die THG-Quote anrechenbaren Biokraftstoffe aus landwirtschaftlichen Hauptprodukten ist ab 2022 davon auszugehen, dass der Anteil aus Abfällen und Reststoffen wieder zunehmen wird. [BLE (2017), (2020), (2021d)]

4.2.2 Erneuerbarer Strom zur Nutzung im Verkehr

In **DEUTSCHLAND** kommt bisher elektrische Energie als Energieträger im Verkehr vorrangig im Schienenverkehr zum Einsatz. Von den im Jahr 2020 insgesamt etwa 11 TWh (39,6 PJ) an im Schienenverkehr eingesetzter elektrischer Energie kamen rund 9,2 TWh (33,1 PJ) als Traktionsstrom im Netz der Deutschen Bahn zum Einsatz [AGEEstat (2021)]. Der Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Bahnstrommix lag im Jahr 2020 bei 61,4 % [Deutsche Bahn (2020)]. Des Weiteren wird elektrische Energie u. a. bei kommunalen (Straßen-) Bahnen und schienengebundenen Hafen- und Werksverkehren

eingesetzt, womit der Anteil erneuerbarer elektrischer Energie im Schienenverkehr im Jahr 2020 insgesamt bei etwa 5,9 TWh (21,3 PJ) lag.

Im Straßenverkehr wurden im Jahr 2020 etwa 0,6 TWh (2,2 PJ) elektrische Energie eingesetzt [AGEEstat (2021)]; davon stammen aufgrund des Strommixes 50,5 % aus erneuerbaren Quellen (0,3 TWh) [Fraunhofer ISE (2021)]. Von der gesamten Strommenge wurden, basierend auf dem Schätzwert für die jährlich anrechenbare energetische Menge elektrischen Stroms für ein batterieelektrisches Fahrzeug in Höhe von 1.943 kWh/a [Bekanntmachung Anrechnung Strom (2017)], etwa 0,4 TWh in batterie-elektrischen Fahrzeugen (BEV) und die übrige Menge in Plug-in-Hybridfahrzeugen (PHEV) genutzt. Dabei war bei der straßengebundenen Elektromobilität im Jahr 2020 im Vergleich zu den Vorjahren eine deutliche Zunahme des Fahrzeugbestandes zu verzeichnen: Nach nahezu 200.000 neu zugelassenen BEV im Jahr 2020 waren zum 01.01.2021 in Summe 309.000 derartige Pkw bzw. 358.000 Fahrzeuge insgesamt im Bestand. Bei den PHEV beläuft sich der Bestand nach ebenfalls 200.000 Neuzulassungen im Jahr 2020 auf insgesamt 280.000 Pkw bzw. 427.000 Fahrzeuge. Bis zum 01.07.2021 ist dieser Bestand weiter gewachsen auf 495.000 BEV und 426.000 PHEV [KBA (2021e), (2021d)]. Neben den überwiegend privaten Lademöglichkeiten stehen den Nutzerinnen und Nutzern derzeit etwa 40.000 Normalladepunkte sowie fast 7.000 Schnellladepunkte zur Verfügung (Stand 01.09.2021) [Bundesnetzagentur (2021)]. Im Jahr 2020 kamen 115 GWh Strom zur Anrechnung auf die THG-Quote. [Zoll (2021)]

Zusätzlich wird elektrische Energie auch für innerbetriebliche Transportvorgänge (u. a. elektrische Gabelstapler, Kräne) und bei der Nutzung von Elektrofahrrädern und ähnlichem eingesetzt. Die entsprechenden Strommengen sind aber bisher kaum belastbar zu quantifizieren.

Der erneuerbare Anteil der im Verkehr in Deutschland eingesetzten elektrischen Energie von 22,3 PJ (6,2 TWh) etwa 2,5 % der insgesamt aus erneuerbaren Quellen bereitgestellten Strommenge in Höhe von 904 PJ (251 TWh) [Lenz (2021)]. Elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen wird im Verkehrssektor voraussichtlich auch in den kommenden Jahren noch überwiegend im Schienenverkehr genutzt. Beispielsweise möchte die Deutsche Bahn ihre Stromnachfrage bis 2038 vollständig aus erneuerbaren Quellen decken und ab 2030 soll deren Anteil bereits 80 % betragen [Deutsche Bahn (2021)]. Der in Deutschland erzeugte Strom aus erneuerbaren Quellen wird in Tabelle A-3 dargestellt.

Die steigende Nutzung von Strom als Energieträger im Straßenverkehr wird in Deutschland auch durch umfassende Fördermaßnahmen unterstützt. Dies sind beispielsweise Sonderabschreibungen, der Umweltbonus für Privatfahrzeuge sowie Steuerbefreiungen/-vorteile für Dienstwagen (BEV und PHEV), Ladestrom und Ladeinfrastruktur. Sie setzen, derzeit mit einer Laufzeit bis 2025 oder sogar 2030, einen stabilen Rahmen für den sukzessiven Aufbau einer öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur und damit potenziell steigende Anteile elektrisch betriebener Fahrzeuge im Fahrzeugbestand. Im November 2021 wurden bereits 40.000 BEV – bei steigender Tendenz – neu zugelassen; dies entspricht etwa 20 % aller Pkw-Neuzulassungen in Deutschland [KBA (2021g)]. Auf einem ähnlichen Niveau bewegen sich mit 14 % auch die PHEV [KBA (2021g)], bei denen auch das Nutzerverhalten und der jeweilige Fahrzeugtyp entscheidend für den Anteil des eingesetzten Stroms bzw. der verwendeten Flüssigkraftstoffe ist. Auf den Status quo und die historische Entwicklung des Fahrzeugbestandes in Deutschland wird in Anschnitt 0 genauer eingegangen. Bei einem unveränderten Förderregime ist damit auch für 2022 und die kommenden Jahre davon auszugehen, dass der Anteil von BEV und PHEV an den Pkw-Neuzulassungen und entsprechend die Nachfrage nach elektrischer Energie im Straßenverkehr weiter steigen werden. Der erste Meilenstein von über 1 Mio. Elektrofahrzeugen (BEV und PHEV) wird, gemessen am aktuellen Wachstum, im Jahr 2022 erreicht werden.

Der gesamte elektrische Energieverbrauch des Verkehrs in der **EUROPÄISCHEN UNION** betrug im Jahr 2019 etwa 10.651 TJ für den Straßenverkehr und 230.771 TJ für den Schienenverkehr bei einem erneuerbaren Anteil von ca. 19,7 %. Im Schienenverkehr stieg der Stromverbrauch in den letzten Jahren nur geringfügig. Im Jahr 2009 lag er noch bei 214.304 TJ, also 7,14 % niedriger als im Jahr 2019. Im Straßenverkehr lag der Stromverbrauch im Jahr 2009 bei 1.320 TJ, was einer Steigerung um den Faktor 8 innerhalb von zehn Jahren entspricht. Im Vergleich zum Jahr 2018 (6.900 TJ) wuchs der Verbrauch im Straßenverkehr innerhalb eines Jahres um 54 %. Der in Europa erzeugte Strom aus erneuerbaren Quellen wird in Tabelle A-3 dargestellt. [Eurostat (2021a), (2021b)]

WELTWEIT wurden gemäß [IEA (2021d)] im Jahr 2018 121 EJ im Verkehrssektor benötigt, wobei 1,4 EJ, also ein Anteil von 1,16 %, in Form von elektrischer Energie bereitgestellt wurde. Bei der Stromerzeugung lag der Anteil elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2018 weltweit im Durchschnitt bei 24,9 %, wobei die erneuerbaren Quellen Wasserkraft, PV, Wind, Geothermie, Meer und Biomasse berücksichtigt wurden [IRENA (2021a)]. Der weltweit erzeugte Strom aus erneuerbaren Quellen wird in Tabelle A-3 dargestellt.

In Abbildung 4-6 ist die länderspezifische Erzeugung von erneuerbarem Strom weltweit, bezogen auf den jeweiligen relativen Anteil an insgesamt erzeugtem Strom, für das Jahr 2018 dargestellt. Das Land mit der größten erneuerbaren Stromerzeugung war China mit 1.811 TWh bzw. 6.520 PJ (6,5 EJ), was 25,9 % des landesweit erzeugten Stroms entsprach, gefolgt von den USA mit 742 TWh bzw. 2.671 PJ (2,7 EJ, relativer Anteil erneuerbarer Strom: 16,7 %) und Brasilien mit 496 TWh bzw. 1.736 PJ (1,8 EJ), relativer Anteil erneuerbarer Strom: 82,4 %). Das europäische Land mit der größten Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen war Deutschland mit 225 TWh bzw. 810 PJ (0,8 EJ), was 35 % der erzeugten Strommenge im Jahr 2018 entsprach. Im Jahr 2020 steigerte sich der Anteil des erzeugten erneuerbaren Stroms in Deutschland auf 45,4 % [UBA (2021b)]. Laut IEA (2019a) wird der Anteil des erneuerbaren Stroms im Verkehrssektor bis zum Jahr 2024 auf etwa 0,5 EJ ansteigen.

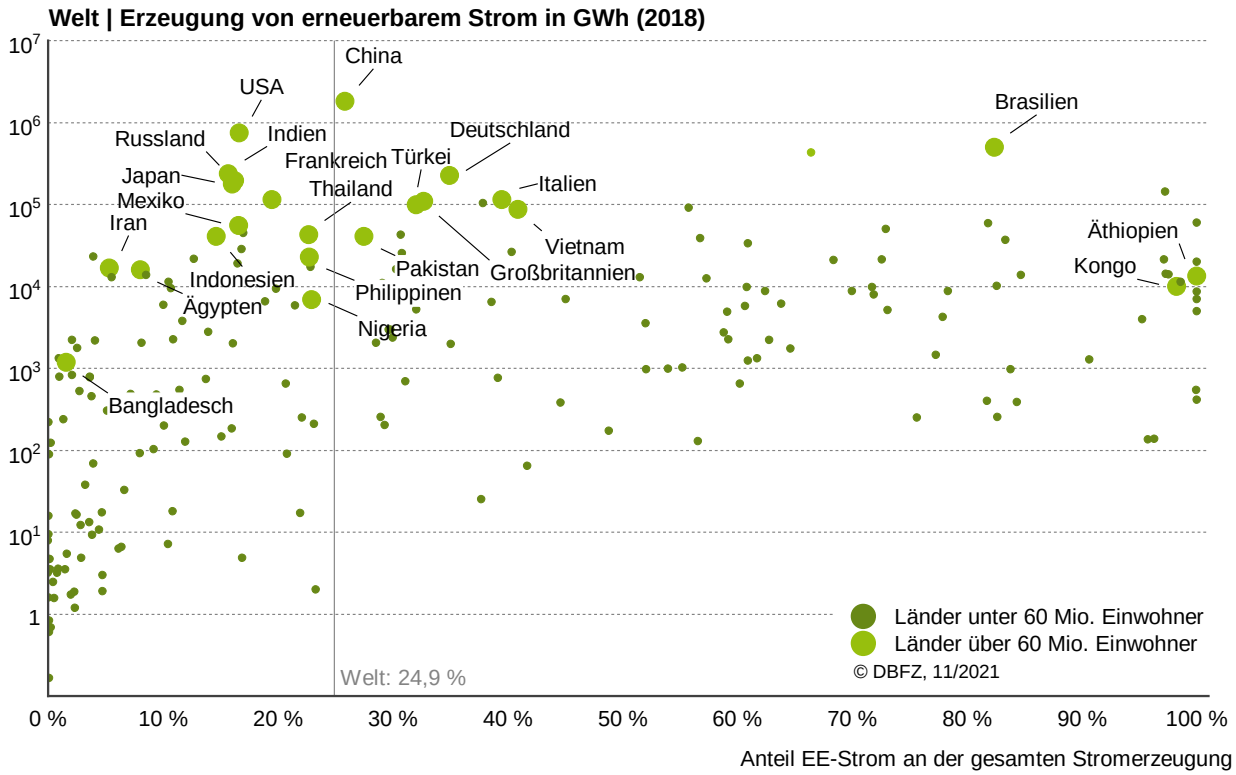


Abbildung 4-6 Menge und Anteil an erneuerbaren Strom weltweit, Datenbasis: [IRENA (2021a); The World Bank (2021)]

4.3 Ressourcenpotenziale

Bei der Nutzung von biogenen Ressourcen für die Produktion von Biokraftstoffen spielen Fragen rund um deren Mengenpotenziale eine zunehmend wichtige Rolle. Dies umfasst nicht nur die aus dem landwirtschaftlichen Anbau resultierenden Hauptrohstoffe und die damit einhergehenden Flächennutzungen, sondern auch allen sonstigen biogenen Nebenprodukten, Reststoffe und Abfälle. Die Quantifizierung des Gesamtpotenzials und der reduzierenden Aspekte sowie die Aufteilung auf vorhandene oder geplante Nutzungen spielen im Kontext einer Bioökonomie eine wesentliche Rolle.

Auch die Nutzung erneuerbarer Energien nicht biogenen Ursprungs wie Wind und Sonne für die Bereitstellung von erneuerbarem Strom und dessen Folgeprodukte unterliegt entlang dieser Kaskade gewissen Restriktionen.

Im Folgenden wird der aktuelle Stand beider Bereiche im Kontext der Nutzung im Verkehrssektor kurz dargestellt, wobei zunächst auf den Potenzialbegriff im Allgemeinen kurz eingegangen wird.

Eine Analyse für die verschiedenen Arten von Biomassepotenzialen berücksichtigt grundsätzlich die Verringerung des Biomassepotenzials infolge der Anwendung technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Beschränkungen (Abbildung 4-7):

- Das **THEORETISCHE POTENZIAL** ist definiert als die maximale Gesamtmenge an terrestrischer Biomasse, die innerhalb grundlegender biophysikalischer Grenzen theoretisch für die Bioenergieerzeugung zur Verfügung steht.
- Das **TECHNISCHE POTENZIAL** ist definiert als der Anteil des theoretischen Potenzials, der unter den derzeitigen technologischen Möglichkeiten und unter Berücksichtigung räumlicher

Beschränkungen im Zusammenhang mit der Konkurrenz mit anderen Landnutzungen und anderen, zum Beispiel ökologischen Einschränkungen (wie Naturschutz) verfügbar ist.

- Das **MOBILISIERBARE POTENZIAL** ist der ungenutzte Anteil des technischen Potenzials.
- Das **WIRTSCHAFTLICHE POTENZIAL** ist definiert als der Anteil des technischen Potenzials, der unter den gegebenen Rahmenbedingungen die Kriterien der wirtschaftlichen Rentabilität erfüllt.
- Das **UMSETZUNGSPOTENZIAL** ist definiert als der Anteil des wirtschaftlichen Potenzials, der innerhalb eines bestimmten Zeitrahmens und unter konkreten gesellschaftspolitischen Rahmenbedingungen, einschließlich wirtschaftlicher, institutioneller und sozialer Zwänge und politischer Anreize, umgesetzt werden kann.
- Das **NACHHALTIGE UMSETZUNGSPOTENZIAL** integriert ökologische, wirtschaftliche und soziale Nachhaltigkeitskriterien.

Ökologische Einschränkungen, die nicht den Naturschutz betreffen, werden im technischen Potenzial nicht explizit berücksichtigt. Durch die Anwendung von Umweltauflagen auf das technische Potenzial kann wiederum das **ÖKOLOGISCHE POTENZIAL** ermittelt werden. Kriterien, die für das ökologisch nachhaltige Potenzial herangezogen werden, sind je nach Studie unterschiedlich [Hoefnagels (2017)].

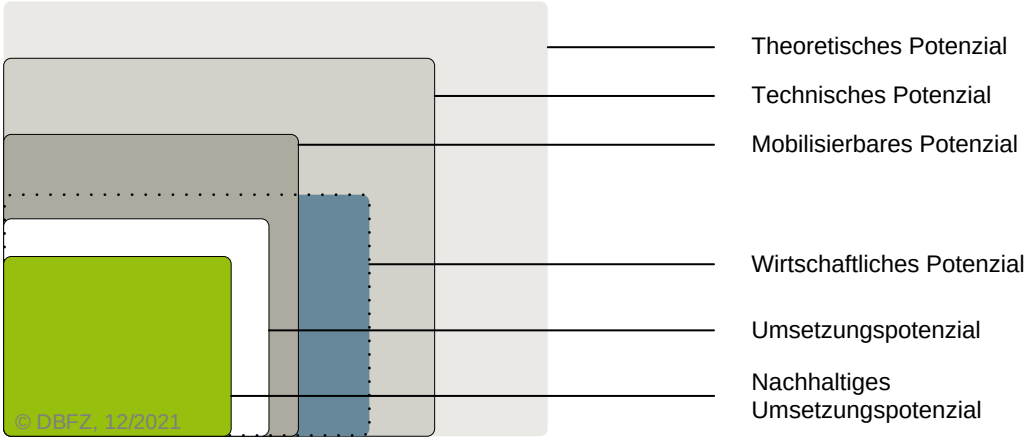


Abbildung 4-7 Hierarchie und Überschneidungen der unterschiedlichen Kategorien von Ressourcenpotenzialen, erweiterte Darstellung auf Basis [Hoefnagels (2017)]

4.3.1 Biogene Ressourcen für erneuerbare Energien im Verkehr

Das **BIORESSOURCENPOTENZIAL IN DEUTSCHLAND** kann inzwischen relativ gut bewertet und abgeschätzt werden, wenngleich noch zahlreiche Fragen für eine effiziente und nachhaltige Nutzungsstrategie beantwortet werden müssen, beispielsweise hinsichtlich quantitativer und qualitativer Unterschiede im Zeitverlauf oder im regionalen Kontext.

In der DBFZ-Ressourcendatenbank[9] sind Daten für 77 biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle (für Deutschland, Bezugsjahr 2015) gelistet. Diese Ressourcen können in verschiedene Potenzialebenen differenziert werden: So wird zunächst das theoretische Potenzial bestimmt, welches sich in das technische Potenzial und in einen aufgrund von technischen Restriktionen (z. B. Bergungsrate oder Konversionsverluste) nicht mobilisierbaren Anteil aufteilt. Das technische Potenzial wiederum wird aufgegliedert in Biomasse, die bereits für andere Zwecke (z. B. energetisch oder stofflich) genutzt wird,

[9] https://webapp.dbfz.de/

und Biomasse, die mobilisiert werden könnte. Schlussendlich können die Daten hinsichtlich ihrer Relevanz für den Verkehrssektor kontextualisiert werden.

Abbildung 4-8 zeigt deutlich, wie sich das Ressourcenpotenzial der biogenen Nebenprodukte und Abfälle entlang der Potenzialkaskade reduziert – von insgesamt 199 bis 278 Mio. t theoretischem Potenzial über 86 bis 140 Mio. t technisches Potenzial bis hin zu 14 bis 45 Mio. t mobilisierbarem Potenzial [DBFZ (2021b)]. Bezogen auf die Masse nehmen land- und forstwirtschaftliche Nebenprodukte dabei den deutlich größten Anteil ein. Neben der Erschließung bisher ungenutzter Nebenprodukte und Abfälle ist zudem eine erweiterte Nutzungskaskade um einen energetischen Nutzungsschritt denkbar, beispielsweise in Form einer anaeroben Vergärung biogener Abfälle, bevor diese einer Kompostierung zugeführt werden.

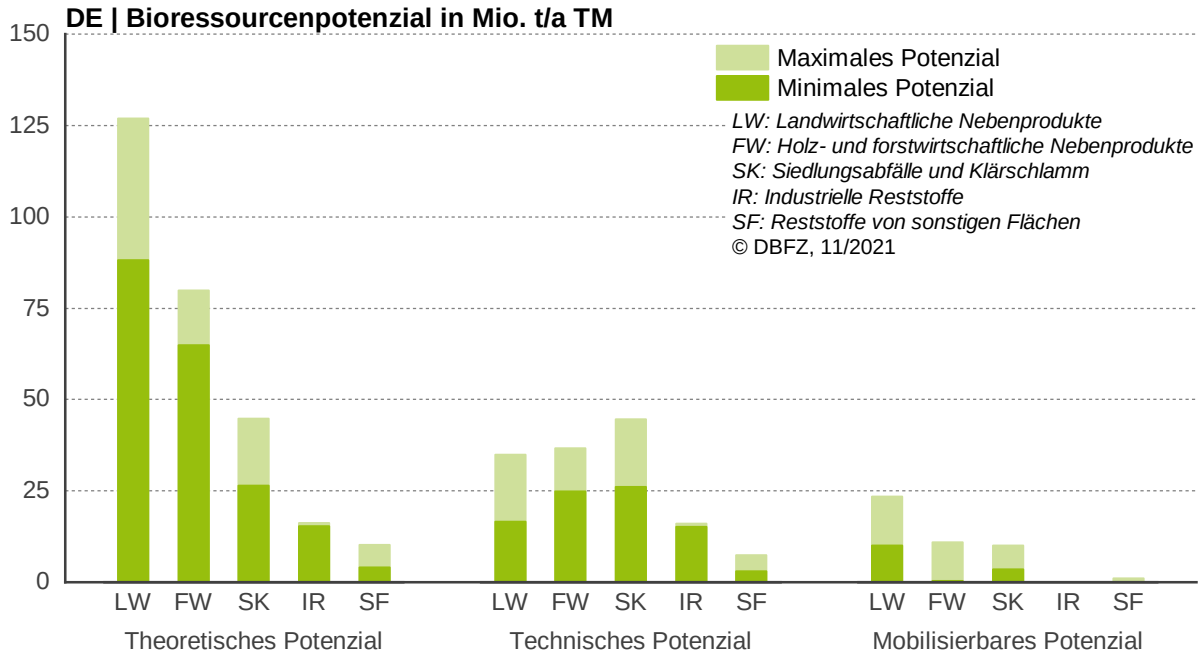


Abbildung 4-8 Verfügbares Bioressourcenpotenzial aufgeteilt nach Hauptrohstoffkategorien in Deutschland, Hinweise: ohne biogene Hauptprodukte, Bezugsjahr 2015; eigene Berechnung auf Datenbasis: [DBFZ (2021b)]

Das technische **Bioressourcenpotenzial der Europäischen Union** wurde bereits im Rahmen zahlreicher Studien bewertet. Dabei wurden teilweise auch Abschätzungen hinsichtlich der für Bioenergiezwecke verfügbaren Biomasse vorgenommen. Eine der ausführlichsten Überprüfungen der Biomasseressourcen-bewertungen in der EU war das Projekt Biomass Energy Europe (FP7). Eine aktualisierte Datenbasis von 2015 bis 2017 [Hoefnagels (2018)] ist als Bandbreite in Abbildung 4-9 dargestellt.

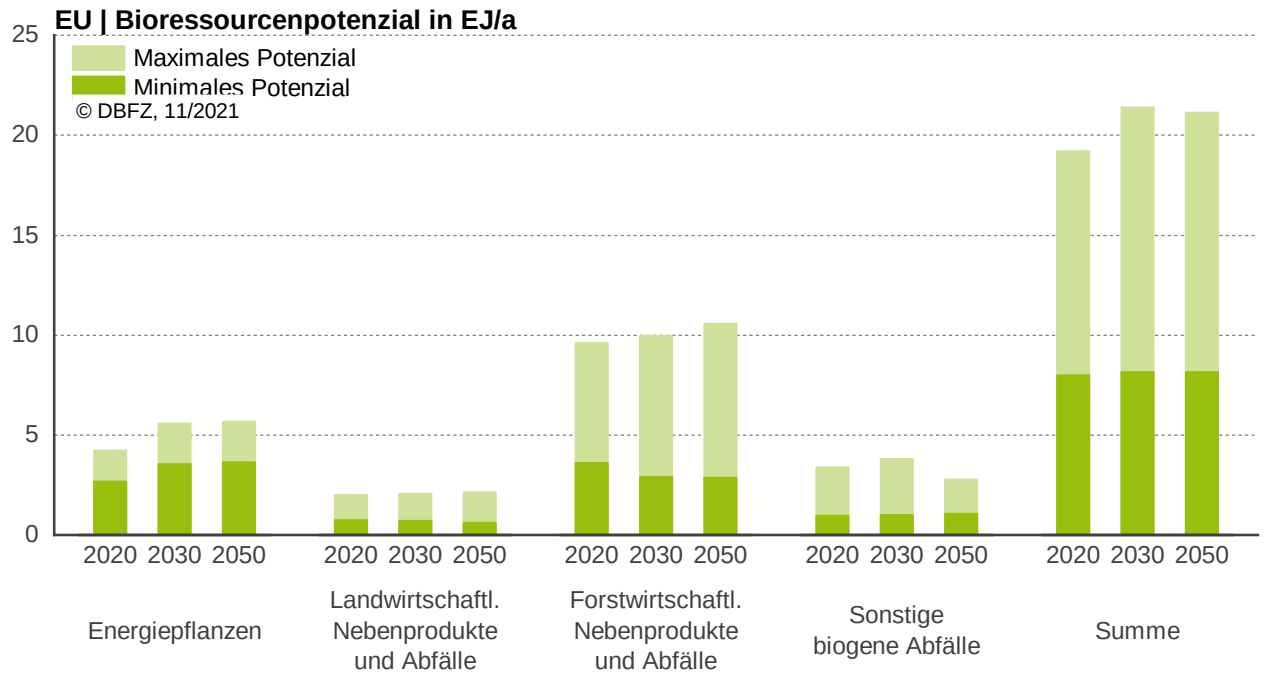


Abbildung 4-9 Verfügbares Bioressourcenpotenzial aufgeteilt nach Hauptrohstoffkategorie in Europa, eigene Darstellung auf Datenbasis: [Hoefnagels (2018)]

Das Imperial College London kommt in seiner Analyse auf ein europäisches Bioressourcenpotenzial aus land- und forstwirtschaftlichen Nebenprodukten und Reststoffen sowie Bioabfällen von 1,0 bis 1,2 Mrd. Tonnen (TS) im Jahr 2030 bzw. 1,0 bis 1,3 Mrd. Tonnen (TS) im Jahr 2050 [Imperial College London (2021)]. Die entsprechenden Bandbreiten von 16 bis 20 EJ/a im Jahr 2030 bzw. 17 bis 22 EJ/a im Jahr 2050 und liegen damit im oberen Bereich der Bandbreiten von [Hoefnagels (2018)] in Abbildung 4-9. Abzüglich anderweitiger Nutzungen verbleibt daraus ein für Bioenergie nutzbares Biomassepotenzial von 9 bis 14 EJ/a im Jahr 2030 bzw. 9 bis 15 EJ/a im Jahr 2050. Im Vergleich mit zwei weiteren auf EU-Ebene erfolgten Biomassepotenzialanalysen für Bioenergie zeigt sich, dass die unteren Bandbreitengrenzen mit 8 bis 9 EJ/a relativ ähnlich sind, wobei die oberen Grenzen der Bandbreiten in den Jahren 2030 bzw. 2050 mit 11 EJ/a bzw. 13 EJ/a (Generaldirektion Forschung und Innovation – GD RTD) niedriger sowie mit 18 EJ/a bzw. 21 EJ/a (Times Model des Joint Research Centre – JRC Times) deutlich höher ausfallen (eigene Berechnung auf Basis [Imperial College London (2021)]). Eine Bewertung kommt zu dem Schluss, dass die auf europäischer Ebene derzeit verfügbare Datenlage als noch zu unsicher und inhomogen einzuschätzen ist. Durch weitere Forschungsarbeiten sollte das grundsätzlich vielversprechende Potenzial durch robustere Modelle und stärker integrierte Analysen untersetzt werden, um eine gute Grundlage für nachhaltige alternative Kraftstoffe als wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors zu bieten. [Prussi (2022)]

Mit dem Fokus auf landwirtschaftliche Abfälle und Nebenprodukte in Europa hat [Bedoić (2019)] deren Mengen aus Obstanbau und -verarbeitung, Gemüseanbau und -verarbeitung, Getreideanbau (inkl. Ernterückständen) sowie der Tierhaltung und Fleischverarbeitung betrachtet. Reduziert um einige Fraktionen, die ggf. auch im Nahrungs- und Futtermittelbereich nutzbar sind, sowie einige energetisch schwer bis nicht nutzbare Stoffströme ergibt sich ein technisches Potenzial von 3,25 Mrd. t Frischmasse (FM, Bezugsjahr 2016), was schätzungsweise etwa 0,7 Mrd. t Trockensubstanz (TS) entspricht (eigene Berechnung). Eine Übertragung dieser Mengen in eine wiederum entsprechende Energiemenge ist ohne eine umfassende Detailanalyse schwer möglich.

Im Vorhaben HyFlexFuel wurden europäische Potenziale für elf ausgewählte Bioressourcen auf den Regionalisierungsebenen NUTS0 bis NUTS3 (in Deutschland Landkreisebene) und Informationen zu deren Verfügbarkeit bereitgestellt. Die ermittelten technischen Potenziale beziehen sich dabei je nach Verfügbarkeit auf Quelldaten aus Referenzjahren zwischen 2009 und 2019. Die bereitgestellten Daten werden am DBFZ weiter aktualisiert und harmonisiert. [Bellot (2021); HyFlexFuel (2021)]

Grundsätzlich zeigt die Datenlage, dass keine vollumfängliche und aktuelle Potenzialanalyse für europäische Biomassen verfügbar ist. Vor allem mit Blick auf bestehende und angestrebte Nutzungen dieser Stoffströme erscheint dies unerlässlich.

Im Rahmen einer Meta-Analyse hat die IRENA (engl.: International Renewable Energy Agency) Studien (Publikationszeitraum von 2007 bis 2014) zum **WELTWEITEN BIORESSOURCENPOTENZIAL** ausgewertet. Die untersuchten Studien weisen jedoch große Unterschiede auf, die sich vor allem aus den angewandten Methoden und den betrachteten Potenzialkategorien ergeben. Zusammenfassend ergibt sich für den Zeitraum 2025 bis 2035 ein globales Bioressourcenpotenzial von 45 bis 375 EJ/a (Mittelwert 135 EJ/a). Das Potenzial für Bioressourcen aus Algen wird dabei mit 2 bis 6 EJ/a anteilig relativ niedrig eingeschätzt. Lässt man die Energiepflanzen (hier nur Non-Food) unberücksichtigt, verbleibt ein (überwiegend technisches) Potenzial von 35 bis 240 EJ/a. [IRENA (2016)] Es bedarf weiterführender und vor allem vertiefter Analysen dahingehend, welcher Anteil des Potenzials erschlossen werden kann und auf welche Sektoren bzw. Kaskaden eine nachhaltige Nutzung verteilt werden sollte. Die Abschätzung eines weltweiten nachhaltigen Biokraftstoffpotenzials bedarf analog zur deutschen oder europäischen Ebene einer übergreifenden Biomassestrategie (siehe Exkurs „Notwendigkeit einer umfassenden Biomassestrategie“).

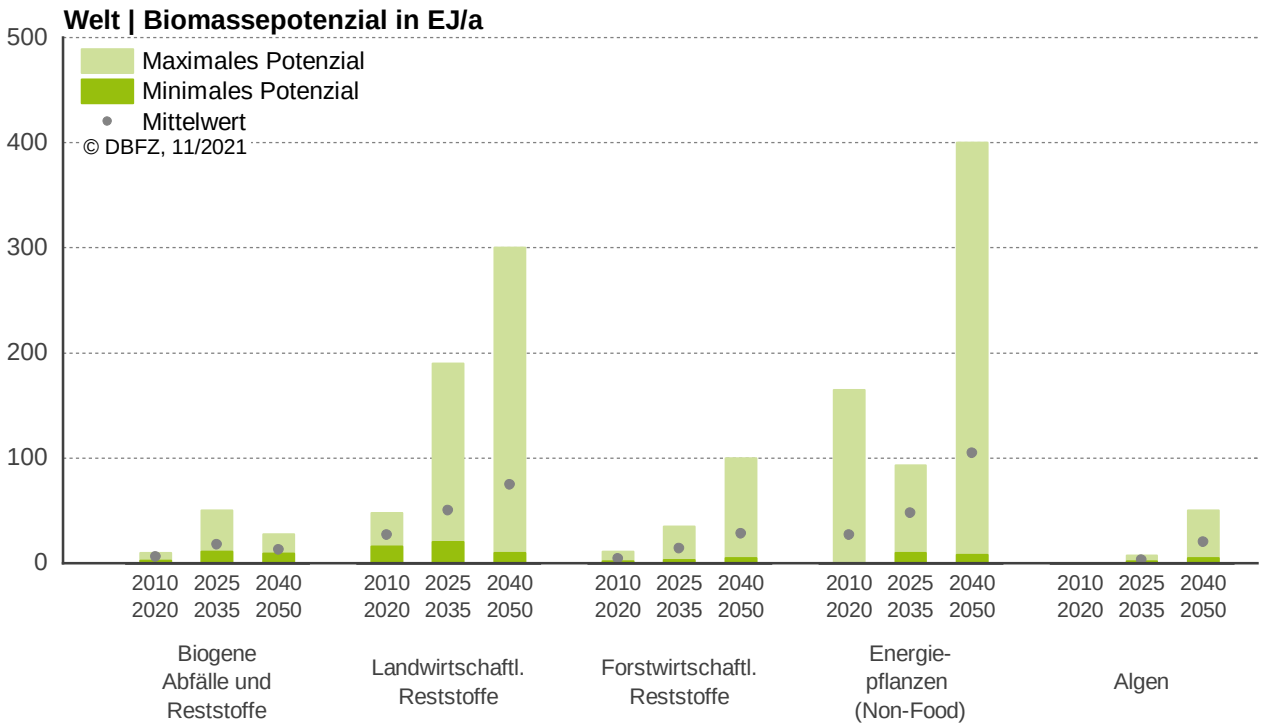


Abbildung 4-10 Verfügbares Bioressourcenpotenzial aufgeteilt nach Hauptrohstoffkategorie weltweit Hinweis: Jahresangaben sind Zeitspannen, überwiegend technisches Potenzial, eigene Darstellung auf Datenbasis: [IRENA (2016)]

Auch in China wird zunehmend auf Biogas bzw. Biomethan auf Basis von geeigneten Abfällen und landwirtschaftlichen Reststoffen gesetzt (Abschnitt 5.2). Im Zuge der Verstädterung Chinas ist davon

auszugehen, dass die Menge an Hausmüll und anderen organischen Abfällen, etwa Lebensmittelabfällen, erheblich zunimmt. Der anfallende Klärschlamm in Chinas Städten umfasste im Jahr 2017 etwa 10 Mio. t (TS). Darüber hinaus geht man von einem technischen Potenzial von 817 Mio. t Stroh (von verschiedenen Kulturpflanzen) sowie 2,7 Mrd. t Gülle und Mist (jeweils Mittelwerte der Jahre 2007 bis 2011) aus. [Zheng (2020)]

RESSOURCENPOTENZIAL UND ANBAUFLÄCHEN BIOGENER HAUPTPRODUKTE

Die für Energiepflanzen genutzte **LANDWIRTSCHAFTLICHE FLÄCHE** ist **IN DEUTSCHLAND** tendenziell rückläufig. Der deutlich überwiegende Anteil wird durch den Anbau von Pflanzen für Biogasanlagen eingenommen, im Jahr 2020 etwa 65 % der 2,3 Mio. ha. Für den Anbau von Pflanzen für Bioethanol wurden 212.000 ha und für Pflanzenöle für Biodiesel 573.000 ha genutzt. Beide Flächen sind in den vergangenen Jahren tendenziell rückläufig. Die insgesamt 785.000 ha entsprechen etwa 4,7 % der in Deutschland landwirtschaftlich genutzten Fläche. In Deutschland produzierte oder genutzte Biokraftstoffmengen auf Basis von importierter Biomasse sind in diesen Flächenangaben nicht enthalten.

Tabelle 4-1 Anbaufläche für Bioenergiepflanzen in Deutschland von 2012 bis 2020 in 1.000 ha, Datenbasis: 2012-14 [BMEL (2019)], ab 2015 [BMEL (2021)]

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Raps für Biodiesel/Pflanzenöl	786	614	799	805	720	591	590	515	573
Pflanzen für Bioethanol	201	173	188	238	259	248	266	215	212
Kraftstoffpflanzen insgesamt	*987*	*787*	*987*	*10.043*	*979*	*839*	*856*	*730*	*785*
Pflanzen für Biogas	1.163	1.269	1.354	1.340	1.394	1.430	1.550	1.520	1.480
Pflanzen für Festbrennstoffe	11	9	11	11	11	11	11	11	11
Energiepflanzen insgesamt	*2.160*	*2.060*	*2.350*	*2.390*	*2.380*	*2.280*	*2.420*	*2.260*	*2.280*
Landwirtschaftlich genutzte Fläche insgesamt	**16.667**	**16.700**	**16.725**	**16.731**	**16.659**	**16.687**	**16.645**	**16.666**	**16.595**

Die für die Produktion von Biokraftstoffen geeigneten Anbaupflanzen sind vor allem Ölsaaten (Soja, Raps) und Ölfrüchte (Palm) sowie zucker- (Zuckerrohr, Zuckerrübe) und stärkehaltige Pflanzen (Mais, Getreide). In den vergangenen Jahrzehnten wurden für nahezu alle diese Feldfrüchte die **WELTWEITEN ANBAUFLÄCHEN** deutlich ausgeweitet, wobei auch die spezifischen Flächenerträge leicht gestiegen sind. Abbildung 4-11 zeigt die weltweite Anbaufläche (x-Achse) sowie die spezifischen Flächenerträge (y-Achse) in den Jahren 1961 und 2018, wobei die Größe der Kreise proportional zum globalen Gesamtertrag der jeweiligen Feldfrüchte ist. Des Weiteren ist für das Jahr 2018 der Anteil dargestellt, welcher für die Biokraftstoffproduktion genutzt wurde. Die Kulturpflanze mit der geringsten Ertragssteigerung war mit 45 % Zuckerrohr. Ölpalmenfrüchte haben in ihrer Bedeutung stark zugenommen: Die Ertragssteigerung lag bei 285 %, der Zuwachs an geernteter Fläche bei 682 %, die Produktion nahm um 2.912 % zu. Die einzige Kulturpflanze, deren Anbaufläche zurückging, war die Zuckerrübe (Rückgang um 33 %), was sich jedoch nicht auf die Produktion (Zunahme um 74 %) und den Ertrag auswirkte (Zunahme um 161 %). Insgesamt

wurden im Jahr 2018 weltweit folgende Ertragsanteile für die Produktion von Biokraftstoffen verwendet: 2 % Zuckerrübe, 12 % Palmfrucht, 14 % Soja, 15 % Mais, 19 % Zuckerrohr und 24 % Raps. [FAO (2021)]. Eine Fruchtfolge besteht in der Regel aus mehr als einer Kultur. Zum Beispiel wird Zuckerrohr im Zeitabstand von fünf bis zehn Jahren erneuert und es werden Leguminosen als Zwischenkultur angebaut, unter anderem um den Boden vor Erosion zu schützen und Stickstoff und Kalium biologisch zu fixieren [Jos (2013)].

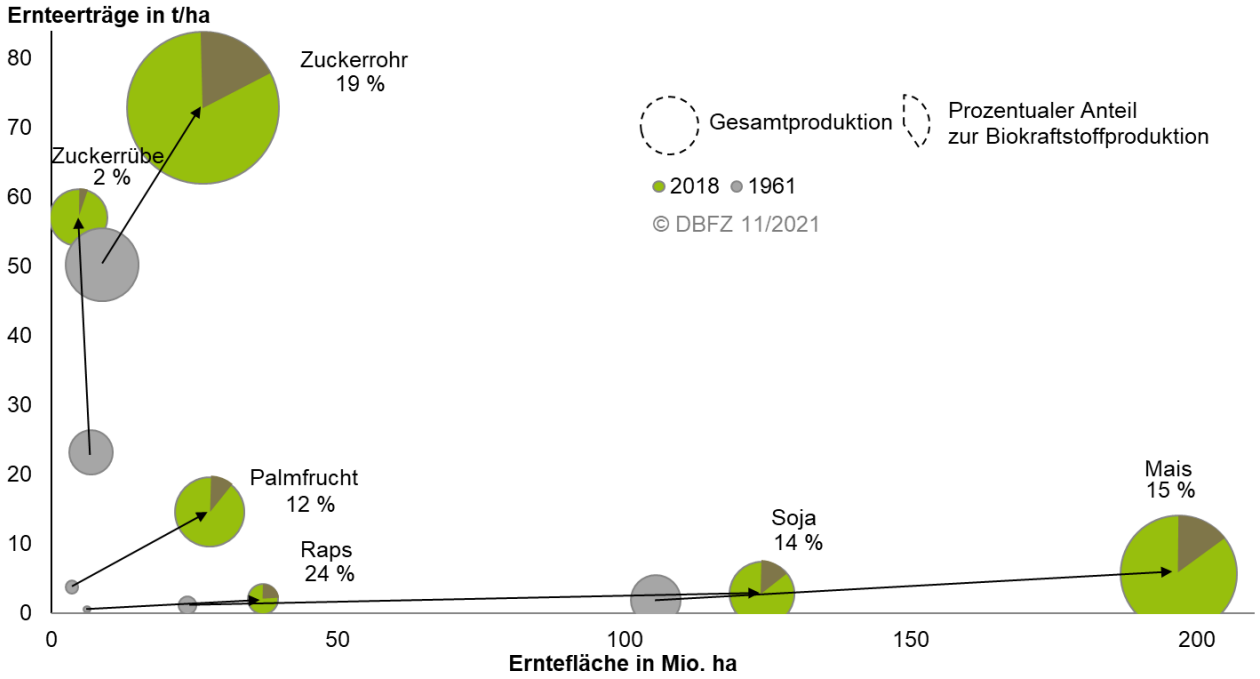


Abbildung 4-11 Weltweite Ernteflächen, Ernteerträge und Gesamtproduktion sowie Anteil der Nutzung für die Biokraftstoffproduktion für ausgewählte Biomassen in den Jahren 1961 und 2018, eigene Berechnung auf Basis [FAO (2021); IHS Markit (2018)-(2020)], Annahmen: Ölgehalt Sojabohnen: 21 % (m/m); Ölgehalt Palmfrüchte: 23 % (m/m); Ölgehalt Raps: 42,5 % (m/m), Ernteerträge bezogen auf TS.

Ressourcenpotenziale biogener Abfälle und Reststoffe

Für einige der möglichen Ressourcen, die zur Herstellung von Biokraftstoffen genutzt werden können, müssen die Potenziale indirekt berechnet werden.

Die Produktion von 1 kg Biodiesel (FAME) erzeugt ca. 0,10 kg **Rohglycerin**; der Begriff Rohglycerin bezieht sich dabei auf die Konzentration von 80 % Glycerin [Kaur (2020); Quispe (2013)]. Die Produktion von Biodiesel im Jahr 2019 betrug 38,84 Mio. t, woraus sich ein theoretisches Potenzial von ca. 3,88 Mio. t Rohglycerin ergibt. Glycerin hat einen Markt in verschiedenen Sektoren und im Jahr 2016 wurde seine Endverwendung auf 24 % in Lebensmitteln, 23 % in Körperpflegeprodukten, 17 % in Mundpflegeprodukten, 11 % in der Tabakindustrie, 8 % in Arzneimitteln und 17 % in anderen Verwendungen geschätzt [Greenea (2015)]. Andere Prozesse, die Glycerin als Nebenprodukt freisetzen, sind die Seifen- und Fettsäureproduktion [Kaur (2020)].

Fuselöl entsteht als Nebenprodukt bei der alkoholischen Fermentation und besteht hauptsächlich aus Isoamylalkohol (60 bis 80 % Anteil), einem Alkohol mit einem deutlich höheren Energiegehalt als Ethanol [Uslu (2020)]. Bei der Produktion von 1.000 l Ethanol fällt Fuselöl in einer Menge von ca. 2,0 bis 2,5 l an [Bergmann (2018); Montoya Sanchez (2011)]. Die weltweite Jahresproduktion von Ethanol lag im Jahr

2019 bei 80 Mio. t, was einer theoretischen Produktion von 0,16 bis 0,20 Mio. t Fuselöl entsprechen würde.

Bei der **Zellstoffproduktion** ist Tallöl eines der wichtigsten Nebenprodukte. Die Ausbeute variiert in Abhängigkeit von der eingesetzten Holzmischung und beträgt 1,25 bis 4,00 % [Peters (2017)], wobei der geringere Anteil in Harthölzern (z. B. Eukalyptus) und der höhere Anteil in Weichhölzern enthalten ist [Peters (2017)]. Obwohl der Markt für rohes Tallöl nicht umfassend dokumentiert ist, gibt es Schätzungen, dass die globale Verfügbarkeit im Jahr 2008 bei 1,6 Mio. t lag und bis 2018 auf 1,79 Mio. t/a angestiegen ist [Aryan (2021)]. Die Endverwendung von rohem Tallöl liegt hauptsächlich in der Energiegewinnung durch Verbrennung oder in der chemischen Industrie, in der seine vielfältigen Bestandteile, zum Beispiel Kolophonium und Terpentin, einer geeigneten stofflichen Nutzung zugeführt werden [Peters (2017)]. Rohes Tallöl findet im Biokraftstoffbereich vor allem für die Herstellung von HVO/HEFA Anwendung. Die dafür eingesetzte Menge wurde für das Jahr 2018 auf 0,32 Mio. t geschätzt [Aryan (2021); UPM (2021)].

Schwarzlauge ist ein weiteres Nebenprodukt der Celluloseherstellung und besonders energie- und ligninreich. Auch ihre Ausbeute hängt wiederum von einer Vielzahl von Faktoren ab, beispielsweise von der verwendeten Holzart sowie der Temperatur, dem Druck und der Reaktionszeit beim Holzaufschluss [IEA Bioenergy (2013); Kim (2019)]. Für die Abschätzung der anfallenden Menge an Schwarzlauge kann folgendes Verhältnis zugrunde gelegt werden: je Tonne ungebleichtem, lufttrockenem Zellstoff 1,2 kg (TS) Schwarzlauge beziehungsweise je Tonne gebleichtem, lufttrockenem Zellstoff 1,7 kg (TS) Schwarzlauge [Swedish Energy Agency (2008)]. Die Abschätzung der weltweiten Gesamtproduktion von Schwarzlauge ist für die Jahre 1961 bis 2019 in Abbildung 4-11 dargestellt. Die geschätzte Produktion von 229 Mio. t im Jahr 2019 verteilt sich zu 55 % auf Amerika, zu 22 % auf Asien, zu 22 % auf Europa sowie zu 1 % auf Afrika und Ozeanien. Der Produktionsanstieg in den letzten zehn Jahren betrug etwa 2,5 % pro Jahr. [FAO (2021)]

Methanol kann entweder als Endprodukt oder als Zwischenprodukt für die Herstellung anderer Produkte bezeichnet werden. Die Verwendung von Methanol ist weltweit auf verschiedene Sektoren aufgeteilt und die größte Nachfrage kommt eigentlich nicht aus dem Biokraftstoffsektor: Etwa 29 % des im Jahr 2020 genutzten Methanols kamen im Kraftstoffsektor zum Einsatz. Weitere bedeutende Verwendungszwecke für Methanol sind die Herstellung von Olefinen (Methanol-zu-Olefinen, 31 %), Formaldehyd (23 %) und Essigsäure (7 %). Von den Verwendungen im Kraftstoffsektor sind die Beimischung in Benzin, die Herstellung von Biodiesel (3 %), DME (3 %) und Methyl-tert-butylether (10 %) sowie der Einsatz in Brennstoffzellen (weniger als 1 %) zu nennen (Abbildung A-10). [IRENA (2021c); Methanol Institute (2021)]

4.3.2 Potenzial für Strom aus erneuerbaren Quellen und seine Folgeprodukte

Das Potenzial an erneuerbaren Energien nicht biogenen Ursprungs wird grundsätzlich als relativ groß bewertet. Je nach Art der Energiequelle gibt es sowohl weltweit als auch in Europa bzw. Deutschland [Agentur für Erneuerbare Energien (2010)] starke regionale Unterschiede, die durch ein geeignetes Netz [Kendziorski (2021); NEP 2035 (2021)] oder andere Transport- und Speichermöglichkeiten ausgeglichen werden müssen.

Die direkte Nutzung elektrischer erneuerbarer Energie im Verkehr stellt deren effizienteste Nutzungsform dar und wird daher durch politische Entscheidungen und rechtliche Rahmenbedingungen vor allem für den Pkw-Verkehr entsprechend gefördert (Abschnitt 1). Die Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Quellen umfasste 2020 in Deutschland 251 TWh. Im Jahr 2019 waren es in Summe 1.334 TWh in Europa und fast 7.000 TWh weltweit (Abbildung 4-12).

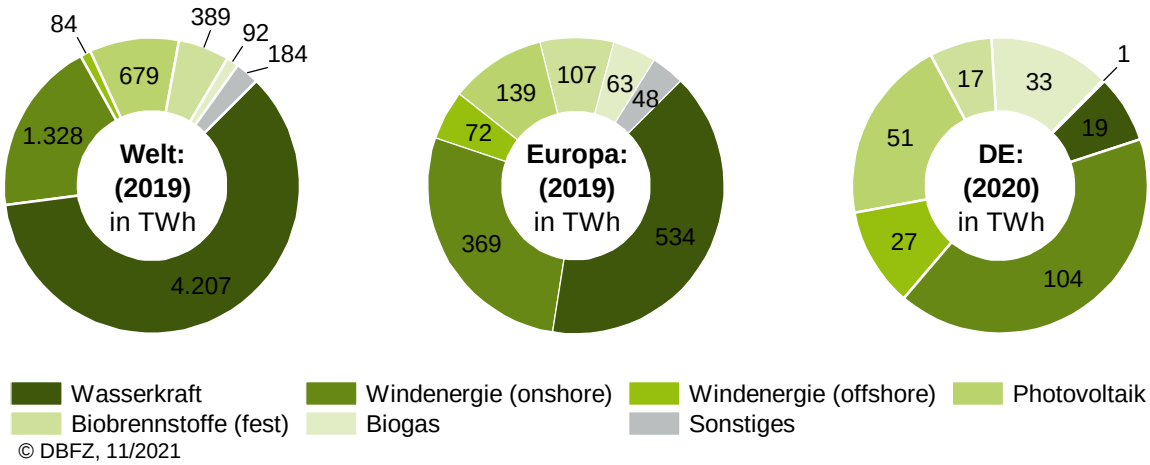


Abbildung 4-12 Status quo der Bereitstellung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen weltweit, Europa und Deutschland, eigene Berechnung auf Datenbasis: [IRENA (2021b); Lenz (2021)]

Für einige Verkehrssektoren, vor allem die Luft- und Schifffahrt, ist jedoch eine Elektrifizierung vergleichsweise schwer bis kaum umsetzbar, sodass hier auch mittel- bis langfristig v. a. flüssige Energieträger zum Einsatz kommen müssen. Durch die Produktion von Wasserstoff über Elektrolyse aus elektrischem Strom sowie gegebenenfalls weiteren Konversionsschritten kann eine Vielzahl unterschiedlicher Energieträger auch aus elektrischer Energie gewonnen werden. Die Technologien zur Produktion dieser Kraftstoffe sind genauer im Abschnitt 3 dargestellt.

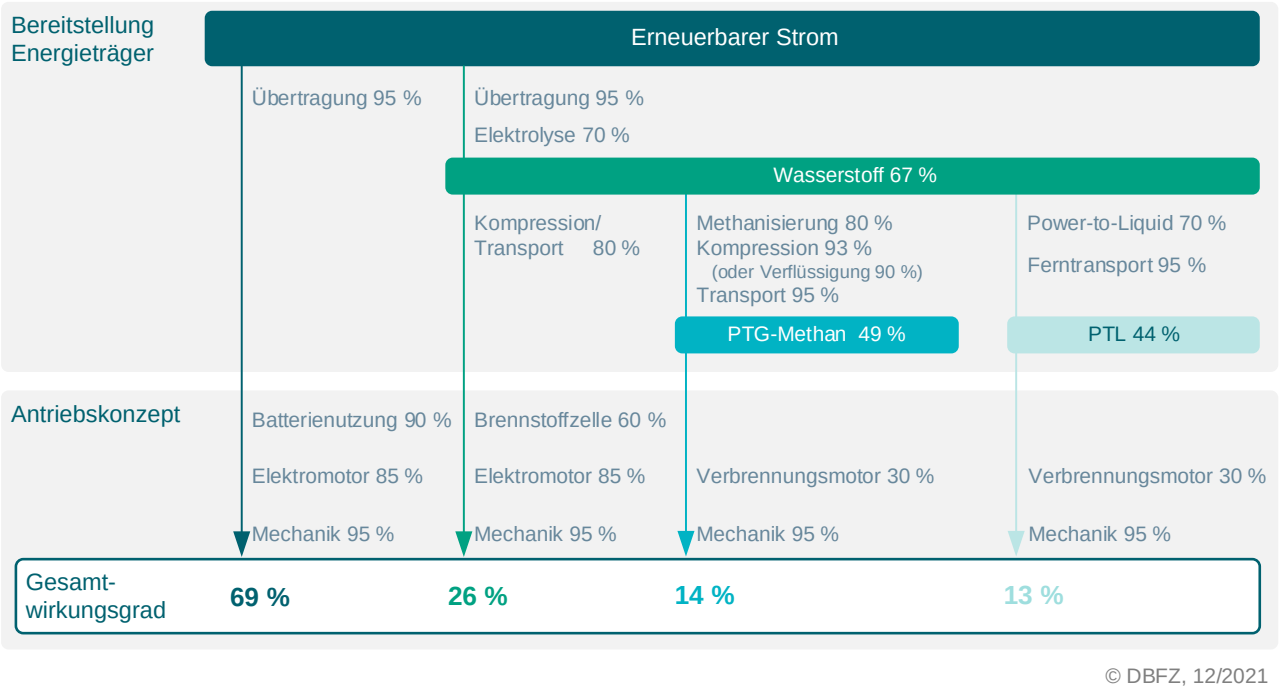


Abbildung 4-13 Abschätzung der Gesamtwirkungsgrade unterschiedlicher strombasierter Energieträger in Abhängigkeit vom Antriebskonzept, erweiterte Darstellung auf Basis von [Agora Verkehrswende (2018)], ohne Anspruch auf Vollständigkeit, z. B hinsichtlich Lade- und sonstigen Verlusten

Bei der Bereitstellung von Folgeprodukten aus grünem Wasserstoff bedarf es neben den für die Elektrolyse erforderlichen Ressourcen Strom und Wasser auch einer Kohlenstoffquelle. Bisher wird hier

zumeist von Kohlenstoffdioxid ausgegangen, das aus der Luft abgetrennt werden kann. Dieses Verfahren ist derzeit noch mit vergleichsweise hohen Kosten und einem hohen Flächenbedarf verbunden [Agora Verkehrswende (2018)]. Eine weitere Option ist die Nutzung von CO_2-Punktquellen in Form von prozessbedingten Emissionen aus der Industrie. Der Status quo der wichtigsten Punktquellen ist, soweit möglich kategorisiert nach fossilem und biogenem Ursprung, in Abbildung 4-14 für Deutschland und Europa sowie weltweit zusammenfassend dargestellt.

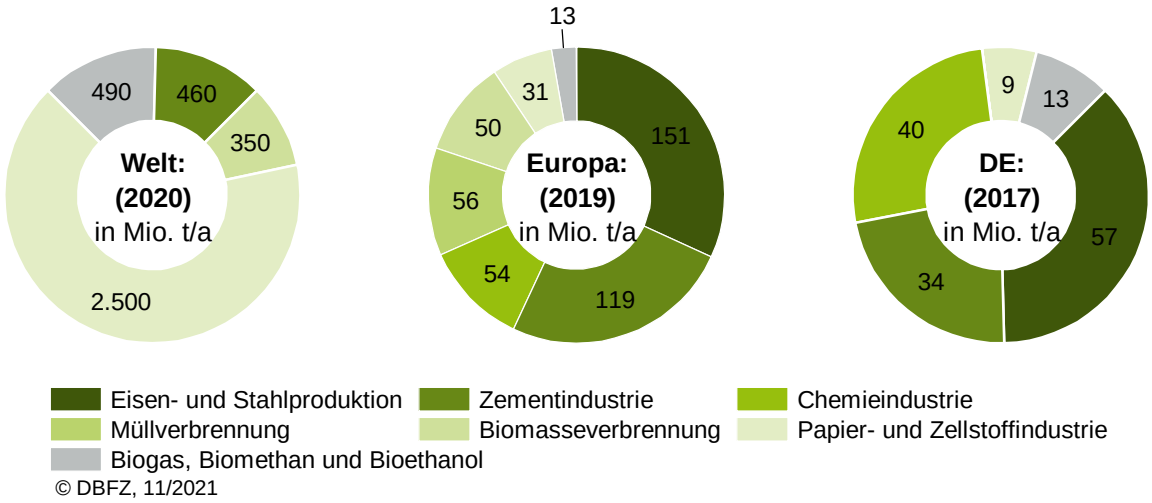


Abbildung 4-14 Status quo des technischen Ressourcenpotenzials von CO_2-Punktquellen weltweit, in Europa und in Deutschland, Hinweis: Zementindustrie inkl. sonstige mineralische Industrie, Chemieindustrie inkl. sonstige industrielle Punktquellen; ohne Anspruch auf Vollständigkeit sowie für Deutschland ohne Angaben zu Müll- und Biomasseverbrennung; eigene Darstellung auf Basis von [Kircher (2020); Olsson (2020b); Zitscher (2020)] sowie eigenen Berechnungen

Erneuerbare elektrische Energie

Die Produktion von synthetischem Kraftstoff basiert im Wesentlichen auf der Nutzung von elektrischer Energie, um Wasserstoff über die Wasserelektrolyse herzustellen. Dieser kann entweder direkt als Kraftstoff eingesetzt oder durch weitere Syntheseschritte unter Zufuhr von Kohlenstoff zu Kohlenwasserstoffen wie beispielsweise Methan, Kerosin oder Methanol umgewandelt werden. Um eine ressourcen- und klimaschonende Produktion dieser Kohlenwasserstoffe zu gewährleisten, ist der Einsatz von regenerativ erzeugter Energie und grünem Kohlenstoff erforderlich. Für die Bestimmung des Kraftstoffpotenzials ist somit entscheidend, welche Potenziale an regenerativer elektrischer Energie und an Kohlenstoff zur Verfügung stehen.

Für die Bestimmung des erneuerbaren Strompotenzials wurden Ergebnisse verschiedener Studien agglomeriert [AEE (2013); BMVI (2015); DBFZ (2010); DLR (2003)]. Das technische Stromerzeugungspotenzial erneuerbarer Energien in Deutschland ist, auf die einzelnen Ressourcen bezogen, sehr variabel. Das größte Potenzial für die Produktion elektrischer Energie weist die Windkraft an Land (onshore) auf (Abbildung 4-15). Gleichzeitig zeigt dieses Potenzial die größte Spannbreite möglicher Potenziale auf, die aus der Literatur entnommen sind. Die Unterschiede ergeben sich vor allem durch unterschiedliche Annahmen, welche Flächen in Deutschland für die Windkraftnutzung unter gewissen Restriktionen geeignet sind: Die Angabe zu den nutzbaren Flächen variiert zwischen 1 und bis zu 13,8 % der Landesfläche Deutschlands. Die Photovoltaik (PV) zeigt das zweitgrößte Potenzial, gefolgt von der Windkraft auf See (offshore). Tiefe Geothermie und Wasserkraft weisen ein im Verhältnis geringes

Potenzial auf. Die Summe der Minima für das technische Stromerzeugungspotenzial liegt in Deutschland bei 537 TWh/a, die der Maxima bei 3.961 TWh/a.

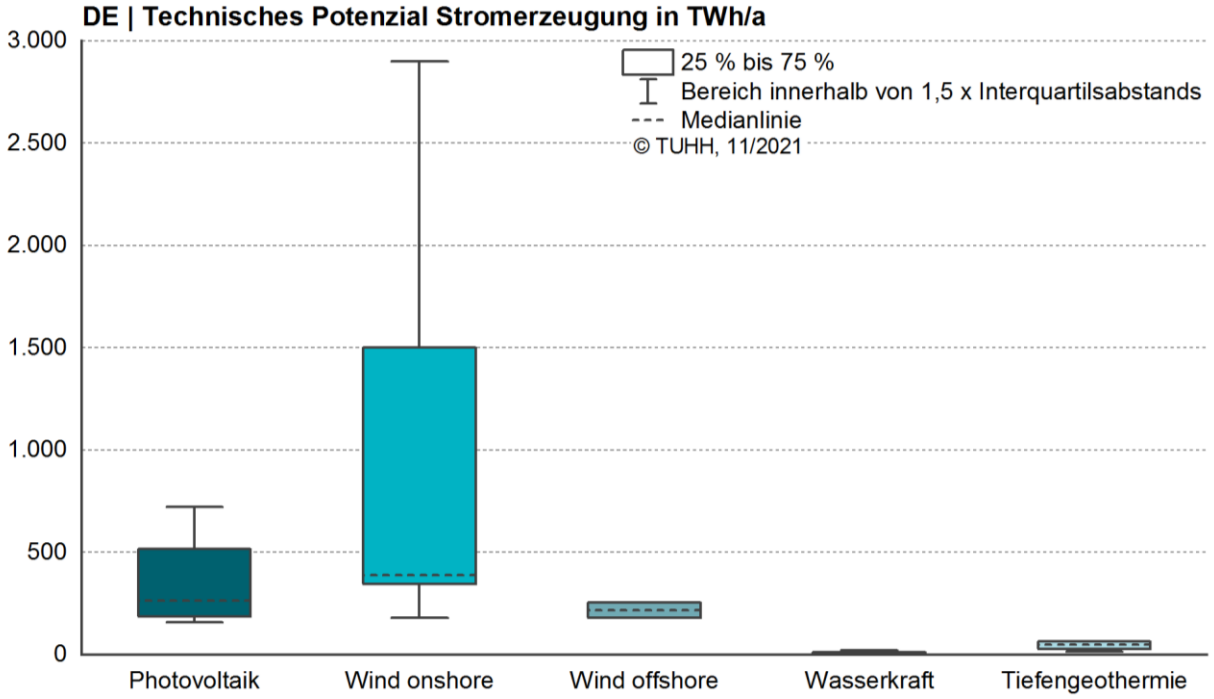


Abbildung 4-15 Technisches Potenzial der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland, eigene Darstellung auf Basis von. [AEE (2013); BMVI (2015); DBFZ (2010); DLR (2003)]

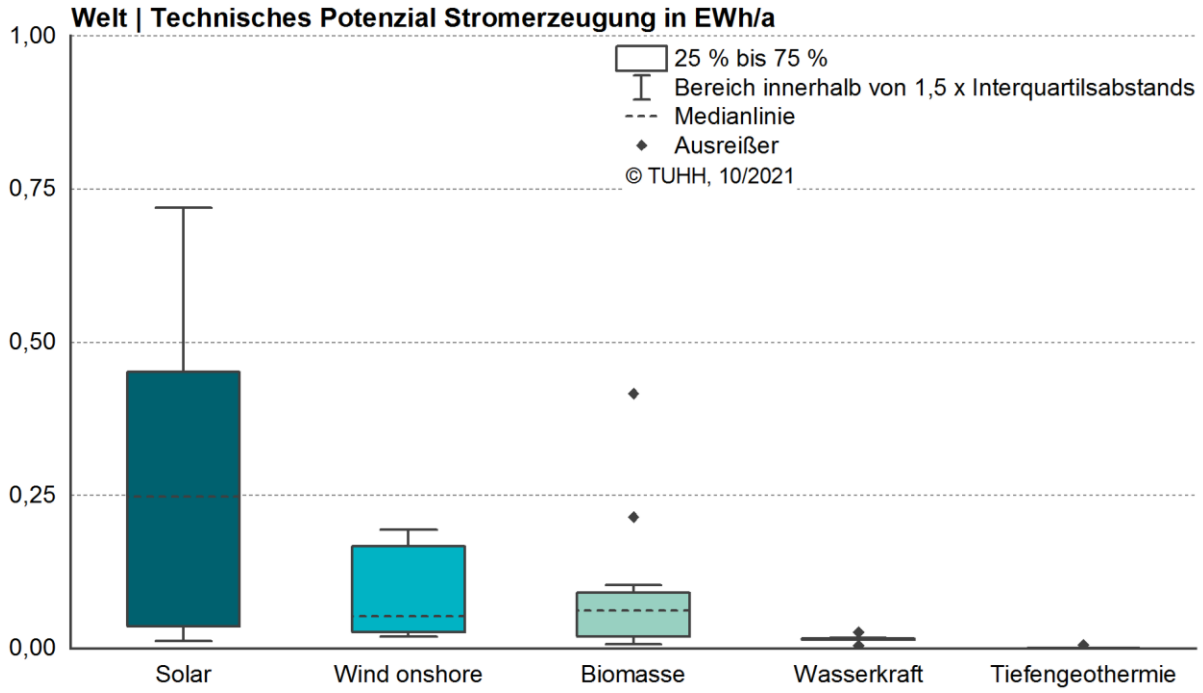


Abbildung 4-16 Technisches Potenzial der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weltweit, eigene Darstellung auf Basis von [AEE (2013); BMVI (2015); DBFZ (2010); DLR (2003)]

Weltweit dominiert das technische Stromerzeugungspotenzial der Solarenergie, gefolgt von Windkraft onshore und der Biomasse (Abbildung 4-16). Wasserkraft und Geothermie spielen eine untergeordnete

Rolle. Das weltweite technische Erzeugungspotenzial weist ebenfalls eine große Spannweite auf und liegt zwischen ca. 45 und 1.363 G TWh/a. [AEE (2013); BMVI (2015); DBFZ (2010); DLR (2003)]

CO_2-Quellen für die Produktion von PTX-Kraftstoffen

Für die Produktion synthetischer Kohlenwasserstoffe, beispielsweise Kerosin, Diesel oder Methan, die als Kraftstoff für den Antrieb verschiedener Fahrzeuge Verwendung finden können, werden grundsätzlich die Edukte Wasserstoff und Kohlenstoff benötigt. Wasserstoff kann direkt zum Beispiel durch die Wasserelektrolyse bereitgestellt werden. Für die Versorgung mit Kohlenstoff wird in den entsprechenden Syntheseverfahren, beispielsweise durch Fischer-Tropsch- und Methanol-Synthese sowie den Sabatier-Prozess (Methanisierung), Kohlenstoffdioxid genutzt. Die Umwandlung und die Synthese werden in Abschnitt 3.8 beschrieben.

Für die Bereitstellung von Kohlenstoffdioxid bestehen unterschiedliche Möglichkeiten: Es kann aus verschiedenen industriellen Prozessen abgeschieden oder aus der Atmosphäre gewonnen werden. Im Folgenden werden diese Bereitstellungsmöglichkeiten beschrieben, wobei die Atmosphäre als diffuse Quelle und die industriellen Prozesse als Punktquellen bezeichnet werden.

Industrielle CO_2-Quellen in Deutschland. Kohlenstoffdioxid kann fossilen oder biogenen Ursprungs sein, wenn es aus der Verbrennung beziehungsweise Umwandlung von fossilen Kohlenstoffträgern oder der Umwandlung von Biomasse resultiert. Kohlenstoffdioxid in der Atmosphäre besteht sowohl aus biogenem als auch aus fossilem Kohlenstoffdioxid. Des Weiteren lassen sich die CO_2-Emissionen der Industrie in energiebedingte und prozessbedingte Emissionen unterteilen. Energiebedingte Emissionen resultieren direkt aus der Bereitstellung und Nutzung von Energie, beispielsweise bei der Verbrennung von Kohle. Prozessbedingte Emissionen entstehen während des Produktionsprozesses vor allem durch die Umwandlung von Einsatz- oder Hilfsstoffen, deren Nutzung wiederum für die Eigenschaften der hergestellten Produkte wesentlich ist. Diese Einteilung ist erforderlich, da aufgrund der aktuellen Forschung davon ausgegangen werden kann, dass klimaschonende Substitutionsmöglichkeiten für energiebedingte CO_2-Emissionen einfacher und effektiver umgesetzt werden können (z. B. „erneuerbare“ Brennstoffe, „erneuerbarer“ Strom) als alternative Prozesstechnologien, mit denen sich die prozessbedingten CO_2-Emissionen bei Gewährleistung gleicher Produkteigenschaften deutlich reduzieren lassen. Für die Nutzung von Kohlenstoffdioxid als Ressource bzw. Edukt für die synthetische Kraftstoffproduktion muss dieses in ausreichender Menge zur Verfügung stehen. Daher werden im Folgenden die CO_2-Potenziale aus der deutschen Industrie näher analysiert und quantifiziert [Zitscher (2020)].

In Abbildung 4-17 sind die verschiedenen CO_2-intensiven Sektoren der verarbeitenden Industrie mit den jeweiligen prozessbedingten und absoluten Emissionen im Jahr 2017 dargestellt. Der größte Emittent war die Eisen- und Stahlindustrie mit ca. 56,5 Mio. t CO_2. Davon waren ca. 38 Mio. t prozessbedingtes CO_2, welches aus dem Einsatz von Koks als Reduktionsmittel für das Eisenerz im Hochofen-Prozess stammt. Im Gegensatz zur Primärstahlerzeugung (Hochofen-Prozess) wurden bei der Sekundärroute über das Einschmelzen von Schrott im Elektrolichtbogenofen relativ geringe Mengen CO_2 freigesetzt, die aus dem Abbrennen der Kohlenstoffelektroden resultieren. Die chemische Industrie wies mit knapp 40 Mio. t CO_2 die zweitgrößten Emissionen auf. Diese entstehen überwiegend bei der Energiebereitstellung für beispielsweise Steamcracker. Die CO_2-Emissionen aus der mineralischen Industrie waren zum Großteil eine Folge der Zementherstellung und der Herstellung von Branntkalk. Der große Anteil der prozessbedingten Emissionen, 20 Mio. t der insgesamt ca. 34 Mio. t CO_2 in der mineralischen Industrie, entstand durch die Entsäuerung von Carbonaten in Drehrohr- und Schachtöfen. Für die Bereitstellung von Wärme bzw. Dampf in der Papier- und Zellstoffherstellung wurde ausschließlich energiebedingtes Kohlenstoffdioxid in der Größenordnung von 9,5 Mio. t emittiert. Die Buntmetallherstellung wies mit insgesamt

knapp 2,3 Mio. t CO_2 die geringsten Emissionen auf. Der Großteil der beschriebenen CO_2-Emissionen ist fossilen Ursprungs. Biogenes Kohlenstoffdioxid tritt vor allem in der Papier- und Zellstoffherstellung sowie bei der mineralischen Industrie auf: Dieses resultiert aus der Verbrennung von biogenen Abfallstoffen in der Papier- und Zellstoffproduktion (z. B. Ablauge oder Rinde) und aus dem Einsatz von Ersatzbrennstoffen in der Zementindustrie (z. B. Altreifen, Industrie- und Siedlungsabfälle oder Klärschlamm) [Zitscher (2020)].

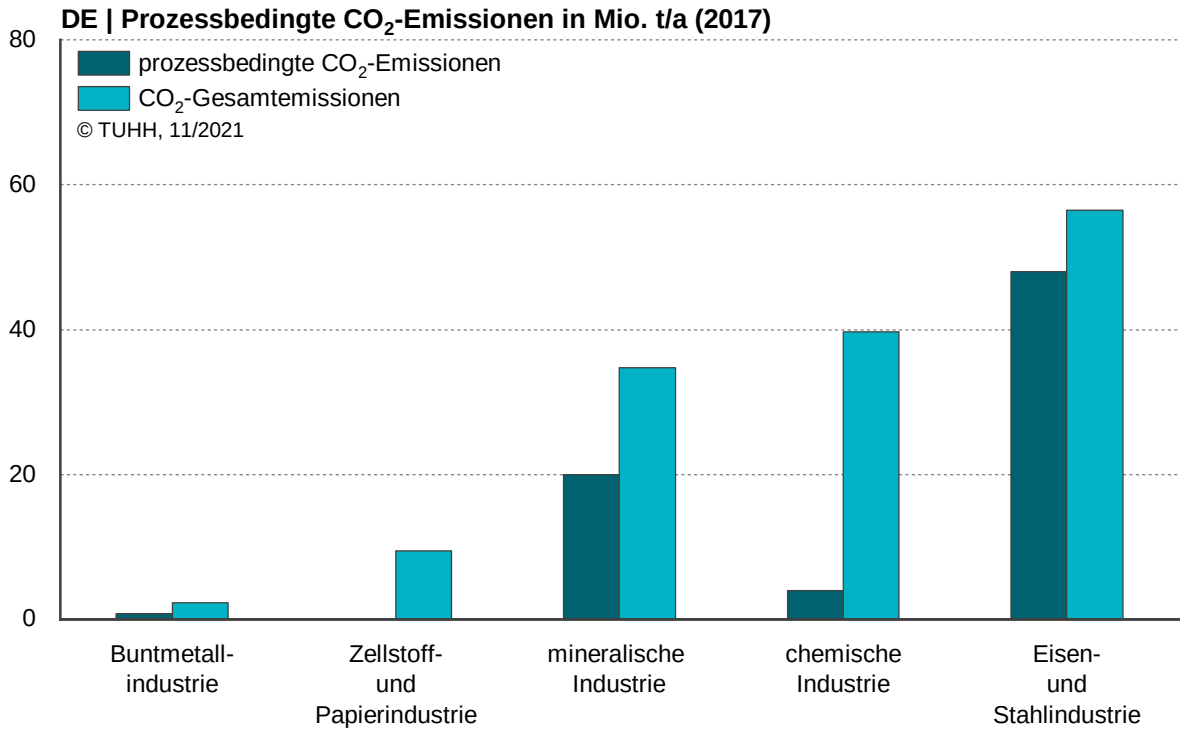


Abbildung 4-17 CO_2-Gesamtemissionen und Anteil prozessbedingter CO_2-Emissionen verschiedener Industriesektoren in Deutschland für das Jahr 2017, Datenbasis: [Zitscher (2020)]

Die geografische Verteilung der industriellen CO_2-Punktquellen in Deutschland ist für das Jahr 2017 in Abbildung 4-18 (links) dargestellt. Die Karte gibt einen Überblick, an welchen Orten wie viel Kohlenstoffdioxid emittiert wurde und weist die prozessbedingten Anteile an den absoluten Mengen aus. Große Mengen an Kohlenstoffdioxid entstanden vor allem im Ruhrgebiet aufgrund der hohen Industriedichte verschiedener Sektoren. Papier- und Zellstoffindustrie sowie die mineralische Industrie zeigten den geringsten Agglomerationsgrad im Verhältnis zu den anderen Industriesektoren.

Wenn Ressourcen- und Klimaschutz zukünftig ernsthaft vorangetrieben werden und der Ausstoß von fossilem Kohlenstoffdioxid reduziert werden soll, müssen auch in der Industrie gewisse Prozessumstellungen und alternative Produktionsmethoden implementiert werden. Unter diesem Aspekt zeigt Abbildung 4-18 (rechts) mögliches verbleibendes Kohlenstoffdioxid an den Standorten der untersuchten Industriesektoren für das Jahr 2050. Die unter RFS (engl.: Renewable Fuel Supply) gezeigten Werte basieren auf der Annahme, dass der Anteil von fossilem Brennstoff durch regenerativ erzeugtes Methan subsituiert wird. ATRES (engl.: Alternative Technologies and Renewable Energy Supply) steht für einen drastischeren Umwandlungsprozess in allen betrachteten Industriezweigen, indem unterstellt wird, dass alternative Produktionsverfahren flächendeckend dort eingesetzt werden, wo es zum heutigen Zeitpunkt bereits Technologien gibt, die bei gleichbleibender Produkteigenschaft keine oder wesentlich geringere CO_2-Emissionen zur Folge haben. Es werden ebenfalls eine Substitution von

fossilen Brennstoffen (vgl. RFS) und der Einsatz von regenerativer elektrischer Energie unterstellt. Durch diese Maßnahmen könnte sich die Gesamtmenge an Kohlenstoffdioxid von 143 Mio. t im Jahr 2017 auf 66 bzw. 26 Mio. t CO_2 im Jahr 2050 verringern, je nach Umfang der Implementierung von alternativen Technologien und Brennstoffen. Demnach wäre im Jahr 2050 vor allem Kohlenstoffdioxid aus der mineralischen Industrie verfügbar, da die prozessbedingten Emissionen bei weiterem großindustriellen Einsatz von Zementklinkern in der Betonproduktion oder von Branntkalk in diversen Anwendungen nur bedingt reduzierbar sind [Zitscher (2020)].

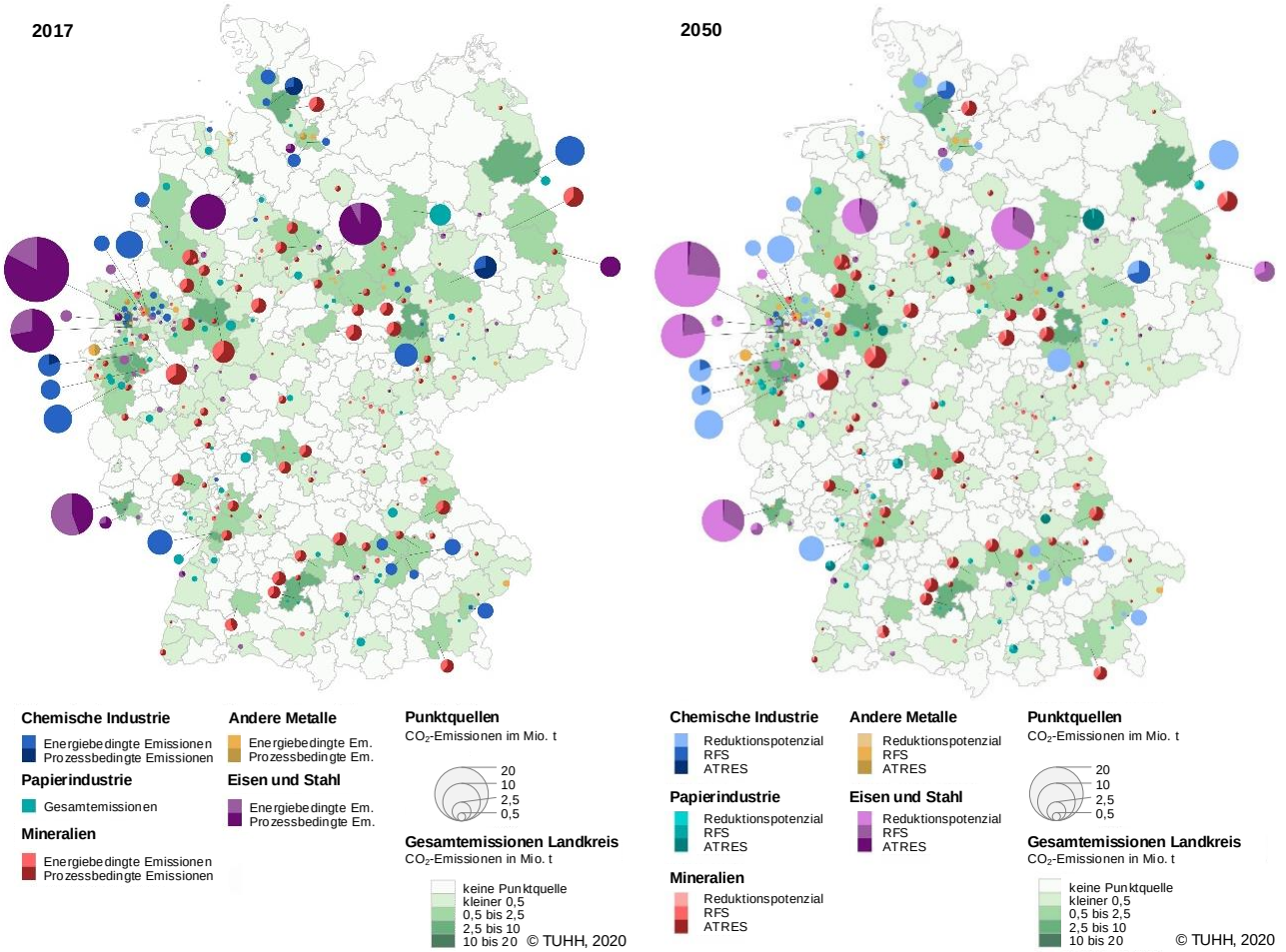


Abbildung 4-18 Verteilung der CO_2-Emissionen verschiedener Industriesektoren in Deutschland im Jahr 2017 (links) und 2050 (rechts), unter Annahme des breiten Einsatzes alternativer, weniger kohlenstoffintensiver Produktionsverfahren [Zitscher (2020)]

INDUSTRIELLE CO_2-QUELLEN IN EUROPA. Auf europäischer Ebene gibt es weitere Untersuchungen zur Bestimmung des Potenzials von Kohlenstoffdioxid aus industriellen Prozessen. Diese umfassen neben der verarbeitenden Industrie auch die Energiewirtschaft, die in der Analyse zum Potenzial nicht inkludiert ist. Die in Europa verursachten CO_2-Emissionen im Jahr 2017 sind in Tabelle 4-2 aufgezeigt. [Kircher (2020)]

Tabelle 4-2 CO_2-Emissionen nach Industriesektor in Europa für das Jahr 2017, [Kircher (2020)]

Industriesektor	CO_2-Emissionen in Mio. t/a
Energie	1.066
Chemie	245
Metall	166
Bauwirtschaft	144
Papierherstellung	77,1
Abfall	55,5
Bergbauindustrie	7,1
Lebensmittel- und Agrarindustrie	5,9

Um die Nachhaltigkeit und möglichst geringe Klimawirkung bei der Herstellung und Nutzung von synthetischen Kraftstoffen zu berücksichtigen, entfallen einige der in Tabelle 4-2 dargestellten CO_2-Emissionen auf die Verwendung als Kohlenstoffquelle. Dazu zählen die Emissionen der fossilen Energiewirtschaft. Weitere Quellen sind nur bedingt erschließbar, da die auftretenden Emissionen in diffuser Form emittiert werden und somit keine direkte Abscheidung und Nutzung möglich ist. Hierzu zählt beispielsweise ein Teil der Emissionen in der Agrarindustrie. Eine detaillierte Unterteilung der CO_2-Emissionen nach Produktionsprozessen für das Jahr 2016 erfolgt in Tabelle 4-3. Es werden nur Quellen größer einer jährlichen Emissionsmenge von 0,1 Mio. t CO_2 betrachtet.

Die Gesamtemissionen der betrachteten Prozesse belaufen sich auf 356,4 Mio. t im Jahr 2016. Dies entspricht etwa dem 2,5-fachen der Emissionen aus der verarbeitenden Industrie in Deutschland. Unter dem Gesichtspunkt der zukünftigen Veränderung hin zu einer möglichst klimaneutralen Industrie würden einige der in Tabelle 4-3 aufgeführten Emissionen nicht mehr verfügbar sein. Dazu zählen Erdgas-, Wasserstoff- und Ammoniakherstellung, ein Großteil der Eisen- und Stahlproduktion sowie IGCC (Kombinierter Prozess mit integrierter Vergasung, engl.: Integrated Gasification Combined Cycle). Dadurch würde dieses Gesamtpotenzial aus dem Jahr 2016 auf weniger als die Hälfte reduziert werden, ca. 168,5 Mio. t [Zitscher (2020)].

Tabelle 4-3 Geeignete industrielle CO_2-Quellen (> 0,1 Mio. t/a CO_2) für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen in Europa im Jahr 2016 [Kircher (2020)]

Industriesektor zur Herstellung von	CO_2-Emissionen in Mio. t/a
Wasserstoff	5,3
Erdgas	5
Ethylenoxid	17,7
Ammoniak	22,6
Papier	31,4
IGCC	3,7
Eisen und Stahl	151
Zement	119

Biogene CO_2-Quellen in Deutschland. Aus dem Biokraftstoff- und Bioenergiesektor sind vor allem Biogas-, Biomethan- und Bioethanolanlagen drei potenzielle punktuelle Quellen für die Abscheidung von Kohlenstoffdioxid in Deutschland. Es ist möglich, die theoretische Menge an Kohlenstoffdioxid abzuschätzen, die in jedem Bundesland abgeschieden werden könnte, wie in Abbildung 4-19 dargestellt. Die Abscheidung des Kohlenstoffdioxids aus diesen Gasquellen unterscheidet sich in der Reinheit im Rohgas: Im Biogassektor liegt der Reinheitsgrad des Kohlenstoffdioxids zwischen 25 und 45 % v/v und ist damit niedriger als bei den Gasen aus der Biomethan- und Bioethanolproduktion, bei denen zwischen 90 und 95 % v/v bzw. 80 bis 98 % v/v erreicht werden [Daniel-Gromke (2018)].

Aus Abbildung 4-19 geht hervor, dass die Gesamtemissionen von CO_2 bei der Produktion von Biogas auf 10,5 Tsd. t/a, von Bioethanol auf 0,6 Tsd. t/a und von Biomethan auf 2,0 Tsd. t/a geschätzt werden (Bezugsjahre 2017, 2018 und 2021 für Biogas, Bioethanol und Biomethan). Es ist davon auszugehen, dass ein Teil dieser Emissionen in der Zukunft reduziert wird, zum Beispiel zeigt das von [Billig (2019)] vorgelegte Szenario die Abschaltung von energiepflanzenbezogenen Biogasanlagen und aller Biomethananlagen in Deutschland; parallel dazu würde die Zahl der Abfallbiogasanlagen steigen. Damit würden die geschätzten Emissionen von 12,0 Tsd. t/a CO_2 (Basis von 2016) auf etwa 8 Tsd. t/a im Jahr 2050 sinken. Darüber hinaus lag der geschätzte CO_2-Bedarf in Deutschland im Jahr 2012 bei etwa 5 Tsd. t/a [Billig (2019)].

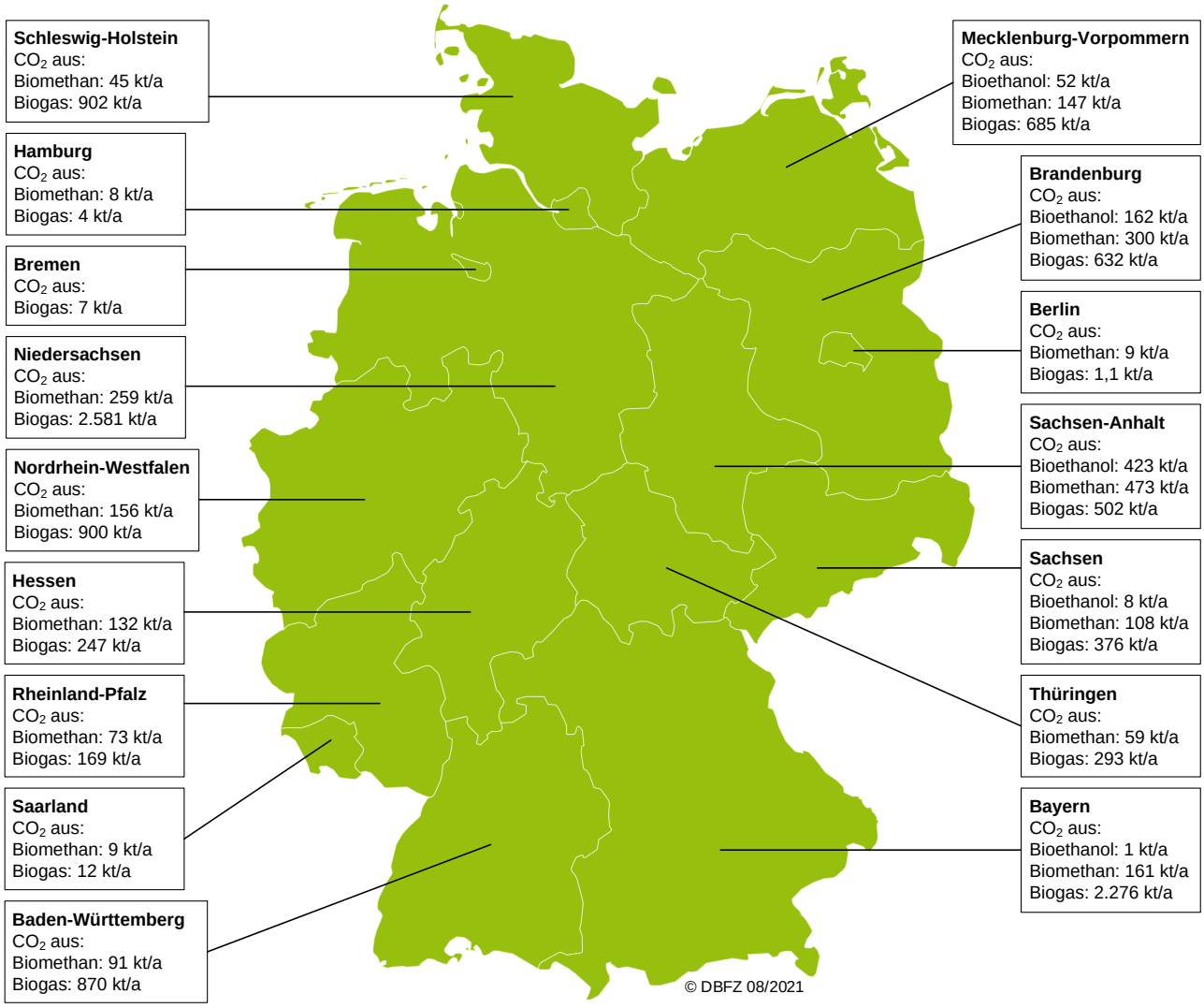


Abbildung 4-19 Biogene CO_2-Punktquellen in Deutschland aufgeteilt nach Bundesländern, Hinweis: ohne Holzverarbeitung und -nutzung, eigene Berechnung auf Basis von [AEE (2021); bdew (2021); Billig (2019)], Annahmen: CO_2-Gehalt in Biogas: 45 % v/v; Energiegehalt in Biogas: 6,25 kWh/m³ (i. N.); Effizienz der Energieerzeugung aus Biogas: 40,16 %

Biogene CO_2-Quellen weltweit. Für die globalen Potenziale kann die Menge an CO_2, die bei der Herstellung von Bioethanol und Biomethan freigesetzt wird, auch indirekt geschätzt werden, wie in Abbildung 4-20 dargestellt. Die Abbildung basiert auf den weltweit größten Biomethanproduzenten Deutschland (das etwa die Hälfte der weltweiten Produktion erzeugt), USA und Großbritannien, gefolgt von anderen europäischen Ländern. Für die Bioethanolproduktion wurden die drei größten Produzenten im Jahr 2019, die USA, Brasilien und China, herangezogen. Das einzige Land, das über ein hohes Potenzial sowohl für punktuelle CO_2-Quellen aus der Biomethan- als auch aus der Bioethanolproduktion verfügt, sind die USA. Die Einschätzung des weltweiten Potenzials aus der Biogasproduktion wurde aufgrund mangelnder Daten nicht berechnet. Die weltweiten punktuellen CO_2-Emissionen aus der Biomethan- und Bioethanolproduktion betragen insgesamt 4,3 bzw. 82,3 Mio. t/a. Für das CO_2-Potenzial aus Biomethan in Deutschland weicht der Wert aufgrund der Aufnahme von Daten aus unterschiedlichen Quellen von der Summe der in Abbildung 4-19 dargestellten Werte ab.

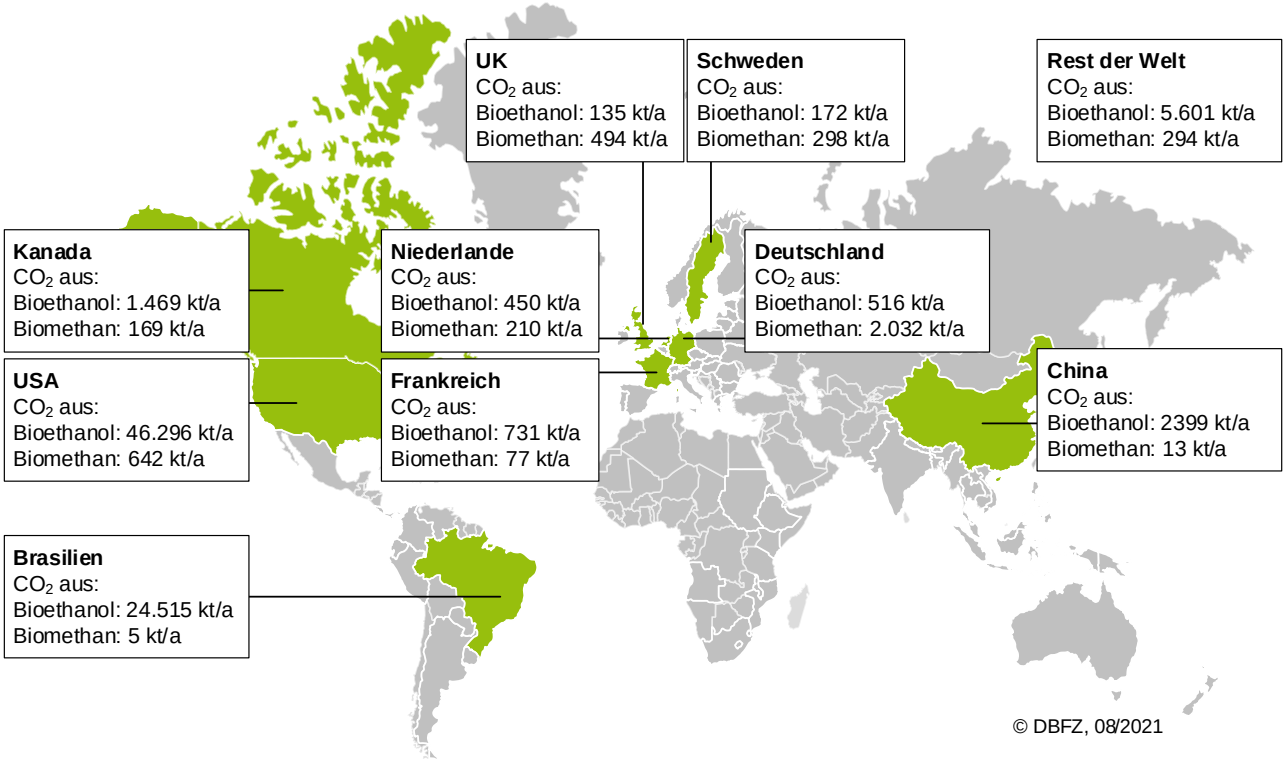


Abbildung 4-20 Biogene CO_2-Punktquellen weltweit, Hinweis: ohne Holzverarbeitung und -nutzung, eigene Berechnung auf Basis von [IEA Bioenergy (2021c); IHS Markit (2021a)], Annahmen: CO_2-Gehalt in Biogas: 45 % v/v; Energiegehalt in Biogas: 6,25 kWh/m³ (i. N.); Effizienz der Energieerzeugung aus Biogas: 40,16 %

CO_2 AUS DER ATMOSPHÄRE. Neben den biogenen und industriellen CO_2-Quellen besteht weiterhin die Möglichkeit, CO_2 durch die Abscheidung aus der Atmosphäre bereitzustellen. Wie im Abschnitt 3.8.3 beschrieben, stehen dazu verschiedene Technologien zur Verfügung. Diese werden als Direct-Air-Capture (DAC) bezeichnet. Die Abscheidung ist grundsätzlich ortsunabhängig, da die Konzentration von CO_2 quasi gleichmäßig über die Welt verteilt ist. Es bestehen nur geringe räumliche und zeitliche Schwankungen der Konzentration in der Atmosphäre, bedingt durch Einflüsse wie vorhandene Vegetation, Tageszeit oder Vegetationsperiode [Fischedick (2015); Keeling (1996); NASA (2021)]. Diese sind aber von untergeordneter Bedeutung für die Abscheidung durch DAC-Technologien. Durch die im Vergleich zu industriellen bzw. biogenen Quellen geringe Konzentration (400 ppm), ist die Abscheidung aus der Atmosphäre mit einem spezifisch größeren technischen Aufwand verbunden, der durch einen relativ großen thermischen Energiebedarf für die Regeneration der Sorptionsmittel gekennzeichnet ist [Fischedick (2015); Viebahn (2019)]. Grundsätzlich besteht durch DAC die Möglichkeit, CO_2 vor Ort, unabhängig von in der Umgebung befindlichen Punktquellen, bereitzustellen, um beispielsweise besonders günstige Produktionsbedingungen für erneuerbaren Strom mit dem Ziel der synthetischen Kraftstoffproduktion auszunutzen. Für diese Bereitstellungsoption ist es daher wichtig, dass ausreichend thermische Energie zur Verfügung steht. Dies ist im Fall der PTL-Produktion über Wärmeintegration aus den Syntheseprozessen zum Teil realisierbar [Viebahn (2019)]. Alternativen bieten erneuerbare Energien wie die solarthermische Stromerzeugung oder Tiefe Geothermie, bei denen von einer hohen Verfügbarkeit von thermischer Energie auszugehen ist.

Exkurs 4: Biogenes Kohlenstoffdioxid für die geologische Speicherung (BECCS)

BECCS (engl.: Bioenergy with carbon capture and storage) beschreibt die Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlenstoffdioxid, das durch die energetische Nutzung von Biomasse als Nebenprodukt entsteht [Prognos (2021)]. Der technologische Reifegrad von BECCS ist von der Kombination aus der Technologie zur Bioenergiegewinnung und der eingesetzten CCS-Technologie abhängig [Royal Society and Royal Academy of Engineering (2018)]. Eine mögliche Einbindung einer CO_2-Abscheidung in einen Biomassekonversionspfad wird neben dem Reifegrad der Technologie für den kommerziellen Einsatz auch durch den technischen Aufwand für die Integration der CO_2-Abscheidung in den jeweiligen Prozess, dem zusätzlich notwendigen Energieaufwand für eine CO_2-Abscheidung sowie den zusätzlichen Kosten bestimmt [Witte (2019)]. Mit Hinblick auf das Erreichen der Klimaschutzziele sind der Grad der CO_2-Abscheidung (Abscheiderate) oder auch die Entnahmekapazität pro Einzeltechnologie wichtige Kriterien bei der Wahl der Bioenergiekonzepte für die Integration einer CO_2-Abscheidung. Allgemein lassen sich aus Biomasse durch thermochemische, physikalisch-chemische oder biochemische Umwandlung flüssige oder gasförmige Kraftstoffe gewinnen (Abschnitt 3). Obwohl bei solchen Prozessen Kohlenstoffdioxid als Nebenprodukt entsteht, wird der Einsatz von nachhaltiger Biomasse als kohlenstoffneutral betrachtet. Das beruht darauf, dass das prozessbedingt entstehende Kohlenstoffdioxid maximal so hoch sein kann wie die Menge an Kohlenstoffdioxid, welche die Biomasse im Laufe ihres Lebens durch Photosynthese aus der Atmosphäre gebunden hat [Shahbaz (2021)]. Der Einsatz von BECCS wird daher durch die Verfügbarkeit von nachhaltiger Biomasse begrenzt [Prognos (2021)]. Durch die Abscheidung und eine anschließende geologische Einlagerung wird das biogene Kohlenstoffdioxid langfristig aus dem Kohlenstoffkreislauf entzogen und trägt somit nicht zur CO_2-Anreicherung in der Atmosphäre bei. BECCS wird deshalb auch als negative Emissionstechnologie (NET) bezeichnet [Shahbaz (2021)]. Die geologische Speicherung des Kohlenstoffdioxids kann in tiefliegenden salinen Aquiferen erfolgen, die auf der ganzen Erde verteilt vor der Küste oder an Land vorkommen [Fischedick (2007); Olsson (2020a)]. Auch ausgeförderte Erdöl- und Erdgasfelder sowie nicht abbaubare Kohleflöze eignen sich für die langfristige Lagerung von Kohlenstoffdioxid [Fischedick (2007)]. Weltweit gibt es erst fünf Anlagen, an denen BECCS zur Anwendung kommt. Zusammen scheiden sie ca. 1,5 Mio. t CO_2/a ab [Global CCS Institute (2019); Shahbaz (2021)]. Alle diese fünf Anlagen stellen Bioethanol her - bei dessen Prozess der aeroben Vergärung entsteht ein sehr reiner CO_2-Abgasstrom, was die Kosten für die CO_2-Abscheidung vergleichsweise gering hält [Global CCS Institute (2019)].

Negative Emissionstechnologien werden in Zukunft eine wichtige Rolle spielen, um die Erderwärmung auf 1,5 °C begrenzen zu können und somit die Risiken, die der globale Klimawandel bewirkt, senken zu können [Olsson (2020a)]. Auch mit den entsprechenden Vermeidungsmaßnahmen werden in Zukunft insbesondere in den Sektoren Landwirtschaft, Industrie und Abfallwirtschaft Restemissionen anfallen, die kompensiert werden müssen. Neben der direkten Abscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Luft mit anschließender geologischer Einlagerung oder anschließender Synthese von grünen Polymeren, wird insbesondere BECCS dafür eine wichtige Rolle zugesprochen [Prognos (2021)]. Durch BECCS wird nicht nur ein Beitrag zur langfristigen Entnahme von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre geleistet, sondern auch Bioenergie beispielsweise in Form von Biokraftstoffen bereitgestellt, die alternativ zu fossilen Kraftstoffen genutzt werden können [Global CCS Institute (2019); Shahbaz (2021)].

4.4 Kraftstoffpotenziale

Zur Erreichung der Klimaziele im Verkehrssektor ist eine Bandbreite emissionsreduzierender Maßnahmen erforderlich. Ein wesentliches Element ist die Umstellung möglichst großer Teile des Fahrzeugbestandes auf elektrische Antriebe sowie eine Umstellung auf erneuerbare Kraftstoffe in den Bereichen, wo eine Elektrifizierung nur schwer oder gar nicht möglich ist. Die Bedarfe an erneuerbaren Kraftstoffen, die sich aus dieser ambitionierten Umstellung des Systems für Transport und Mobilität ergeben, wurden bereits in Abschnitt 2.6.1 dargestellt.

Nach der grundsätzlichen Beschreibung der für die Bereitstellung von erneuerbaren Kraftstoffen geeigneten und erforderlichen Ressourcen sowie der Darstellung ihrer derzeitigen sowie potenziellen Nutzung soll im letzten Teil dieses Abschnitts die Gegenüberstellung der aus diesen Ressourcen resultierenden Kraftstoffpotenziale und den zukünftigen Bedarfen im Verkehrssystem erfolgen.

4.4.1 Potenzial für Biokraftstoffe

Neben den grundsätzlich zu unterscheidenden Potenzialebenen (Abschnitt 4.3) ist zudem eine strategische, gesellschaftspolitische Entscheidung darüber zu treffen, in welchen Bereichen welche Anteile der grundsätzlich limitierten Potenziale zum Einsatz kommen sollen. Dies betrifft neben den biogenen Hauptprodukten aus dem landwirtschaftlichen Anbau auch alle biogenen Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle sowie in weniger kritischem Kontext beispielsweise die punktuellen CO_2-Quellen für die Bereitstellung von PTX-Kraftstoffen. Dabei spielen verschiedene Kriterien eine Rolle: Neben der Effizienz der Nutzung werden unter anderem auch Systemdienstleistungen (positive Synergieeffekte mit anderen Sektoren, bspw. dem Stromsektor) oder der Mangel an technisch geeigneten, regenerativen Alternativen betrachtet. Auf diese Aspekte wird auch im Exkurs „Notwendigkeit einer umfassenden Biomassestrategie“ kurz eingegangen.

Die in Abbildung 4-21 dargestellten konventionellen Kraftstoffpotenziale basieren auf einer inländischen Flächeninanspruchnahme von 200.000 ha für Bioethanol-Ressourcen und 500.000 ha für Biodiesel-Ressourcen. Dies entspricht dem Niveau aus dem Jahr 2019 und zugleich dem langjährigen Minimum, bezogen auf die Jahre 2012 bis 2020 [BMEL (2021)].

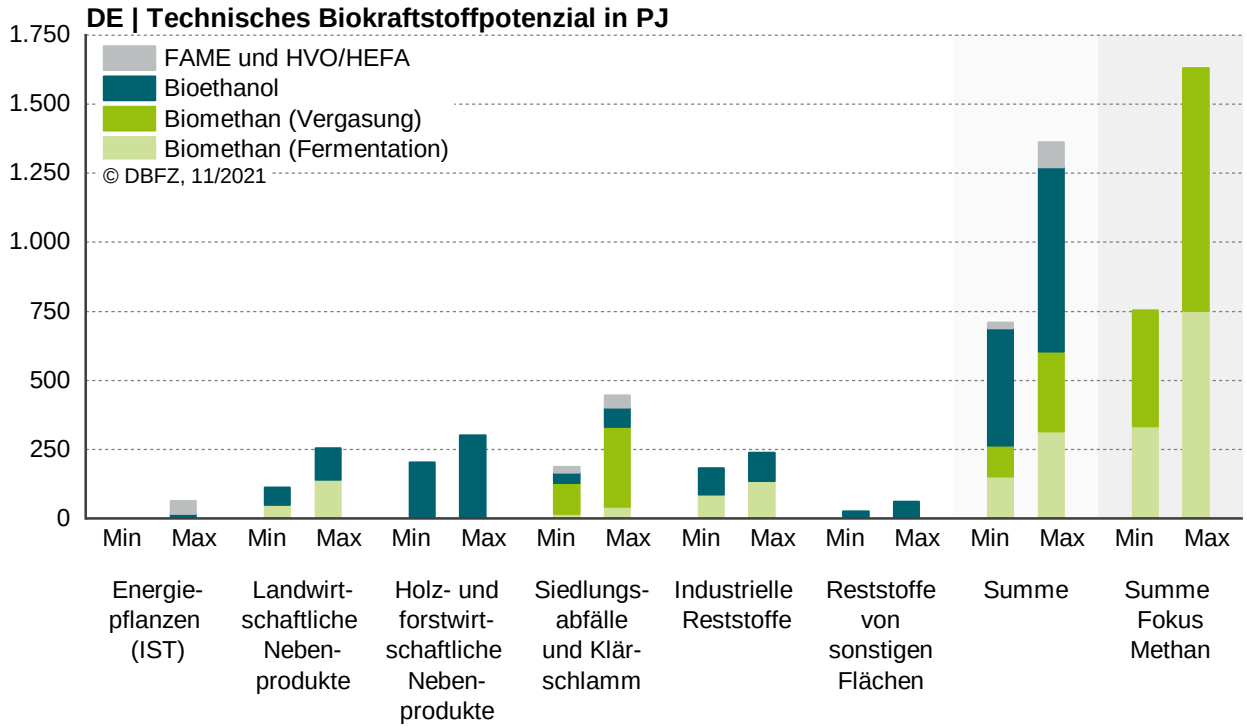


Abbildung 4-21 Technisches Potenzial für Biokraftstoffe in Deutschland, eigene Berechnung auf Datenbasis: fortschrittliche Bioressourcen 2015 gemäß [DBFZ (2021b)] und die damit verbundene Konversion bevorzugt zu den flüssigen Biokraftstoffen Ethanol und FAME, zzgl. als Summe dargestellt mit alternativem Fokus Methan; Ressourcen für konventionelle Biokraftstoffe von Anbauflächen 2019 gemäß [BMEL (2021)] und entsprechende Konversion.

Entsprechend der in Abschnitt 4.3 dargestellten Potenzialebenen ist das technische Potenzial größer als das mobilisierbare, d. h. nutzbare Potenzial. Das in Abbildung 4-21 dargestellte technische Ressourcenpotenzial muss daher um zahlreiche limitierende Faktoren bereinigt werden, um das mobilisierbare Potenzial (Abbildung 4-22) zu ermitteln. Bei der Erschließung dieses Potenzials muss berücksichtigt werden, dass perspektivisch auch weitere Sektoren verstärkt biogene Ressourcen einsetzen werden und daher das mobilisierbare Potenzial sehr wahrscheinlich nicht vollumfänglisch einer energetischen Nutzung im Verkehrstsektor zugeführt werden kann.

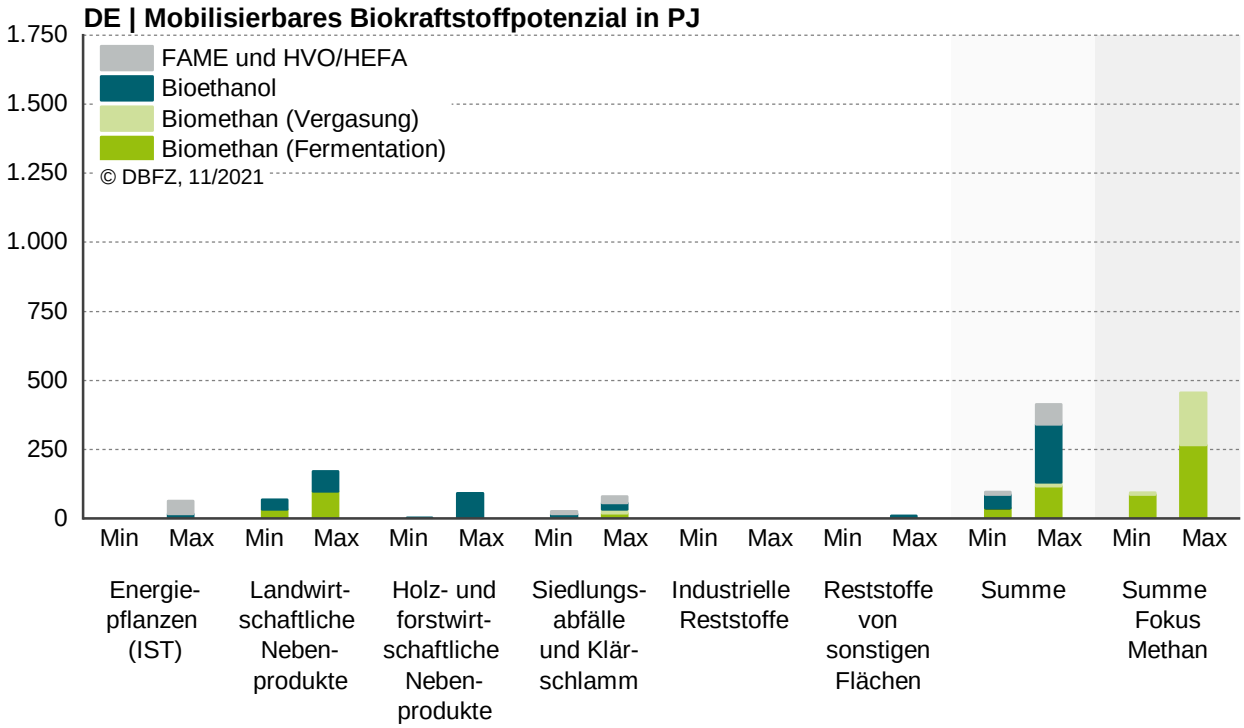


Abbildung 4-22 Mobilisierbares Potenzial für Biokraftstoffe in Deutschland, eigene Berechnung auf Datenbasis: fortschrittliche Bioressourcen 2015 gemäß [DBFZ (2021b)] und die damit verbundene Konversion bevorzugt zu den flüssigen Biokraftstoffen Ethanol und FAME, zzgl. als Summe mit alternativem Fokus Methan dargestellt; Ressourcen für konventionelle Biokraftstoffe von Anbauflächen 2019 gemäß [BMEL (2021)] und entsprechende Konversion.

Das technische Potenzial der in **Europa** anfallenden landwirtschaftlichen Nebenprodukte und Abfälle in Höhe von schätzungsweise 0,7 Mrd. t Trockensubstanz (TS, Bezugsjahr 2016, Abschnitt 4.3.1) entspricht im Falle einer anaeroben Vergärung einem technischen Biomethanpotenzial von 3,8 bis 5,8 EJ zuzüglich 240 bis 290 PJ Biomethan aus der Vergasung von vor allem nicht vergärbarer Gehölz- bzw. Obstbaumschnitte (eigene Berechnung auf Basis von [Bedoić (2019)]). Nicht enthalten sind forstwirtschaftliche Reststoffe oder beispielsweise Landschaftspflegematerial. Die Abschätzung erfolgte auf Basis von Biomethan, da hier eine große Bandbreite fortschrittlicher Bioressourcen verwertet werden kann, wobei für einzelne Stoffströme durchaus auch andere nachhaltige Verwertungswege zu biogenen Kraftstoffen möglich sind. Darüber hinaus muss davon ausgegangen werden, dass nur ein deutlich geringerer Teil des technischen Potenzials überhaupt erschlossen wird und neben der Produktion von Kraftstoffen für den Verkehr auch andere stoffliche oder energetische Nutzungen denkbar und nachhaltig sein können. Bei der Verwertung der Bioressourcen über anaerobe Fermentation oder Vergasung zu Biomethan sind darüber hinaus gegebenenfalls weitere Verfahrensschritte erforderlich, um es als Kraftstoff in Form von Bio-CNG, Bio-LNG oder auch beispielsweise Bio-GTL zur Verfügung zu stellen. Dabei geht jede dieser Optionen mit spezifischen Effizienzverlusten einher - das heißt, dass die nutzbare Energie in Form von Kraftstoff entsprechend reduziert wird.

Exkurs 5: Notwendigkeit einer umfassenden Biomassestrategie

Im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung steht: „Die Bioenergie in Deutschland soll eine neue Zukunft haben. Dazu werden wir eine nachhaltige Biomasse-Strategie erarbeiten."

Die Herausforderungen bei der Entwicklung hin zur Klimaneutralität bis 2045 beinhalten auch die optimale Integration aller biogenen Ressourcen in einen zielorientierten Kohlenstoffkreislauf. Neben der Reduktion von THG-Emissionen ist die Kenntnis über Qualität und Quantität aller nutzbaren biogenen Ressourcen einerseits sowie deren gezielt optimierte Nutzung in den erforderlichen Sektoren andererseits unerlässlich.

Diese Biomassenutzungsstrategie muss sowohl die energetische und stoffliche Nutzung von Biomasse als auch deren Senkenleistung betrachten. Die Untersuchung und Bewertung von Zielkonflikten beispielsweise hinsichtlich Flächenverfügbarkeit und Nutzungskonkurrenzen soll als Grundlage für eine gut abgewogene Nutzung der Biomasse dienen, die ein zentraler Faktor in allen Sektoren ist. [dena (2021c)]

Die bereits etablierte energetische Nutzung von Biomasse in verschiedenen Sektoren, aber auch ihre zunehmende stoffliche Nutzung im Zuge einer sich aufbauenden Bioökonomie machen neben einer einheitlichen und ausreichend hohen CO_2-Bepreisung sowie einer umfassenden Nachhaltigkeitszertifizierung aller Biomassen [Witte (2019)] vor allem eine nachhaltige Strategie zur Nutzung der begrenzten Ressourcen erforderlich.

Nicht zuletzt besteht eine wichtige Wechselwirkung auch mit dem landwirtschaftlichen Sektor und der Nahrungsmittelbereitstellung. Das Erreichen der Klimaziele in Deutschland ist unter anderem mit der grundsätzlichen Prämisse größerer Marktanteile von pflanzlichen anstelle von tierischen Eiweißprodukten in der Zeit nach 2030 verbunden [Prognos (2021)]. Eine deutliche Reduktion der Tierhaltung würde auch zu einem entsprechend reduzierten Flächenbedarf für den Futtermittelanbau führen. Wenngleich beispielsweise eine Ausweitung des ökologischen Landbaus und die damit einhergehende Reduktion der Flächenerträge diesen Effekt reduziert.

Wie beispielsweise Zech et al. zeigt, kann eine fleischärmere und damit gesündere Ernährung in Europa auch deutliche Potenziale für andere Nutzungen freisetzen. Die Landwirtschaft verursacht einen großen Teil der weltweiten THG-Emissionen, wobei die Viehzucht den größten Anteil daran hat. Die Begrenzung des durchschnittlichen täglichen Fleischkonsums pro Kopf in Europa auf das maximal von der Weltgesundheitsorganisation WHO empfohlene Maß würde etwa einer Halbierung der derzeitigen Menge entsprechen (von > 200 g/d auf dann 100 g/d pro Kopf). Dies würde das Potenzial für Biokraftstoffe von insgesamt 9,5 Mio. t (Biodiesel und Bioethanol, Durchschnitt 2007–2011) auf dann fast 69 Mio. t (Biodiesel, Bioethanol und Biomethan) erhöhen. Des Weiteren würden in großem Umfang direkte Emissionen aus der Tierhaltung vermieden werden. [Zech (2019)]

Laut Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung lag die in Deutschland zum Verbrauch zur Verfügung stehende Menge Fleisch im Jahr 2020 nach vorläufigen Zahlen bei 84,5 kg/Kopf. Diese Menge umfasst neben dem tatsächlichen Verzehr von 57,3 kg/Kopf (- 1,3 % gegenüber 2019) auch den Verbrauch für Futtermittel, industrielle Verwertung sowie alle Verluste. Demgegenüber lag der durchschnittliche Pro-Kopf-Verbrauch von Fleisch in der EU-28 bei 80,0 kg im Jahr 2019 und um 0,6 % über dem Wert des Vorjahres. Der weltweite Pro-Kopf-Verbrauch von Fleisch lag 2018 bei 42,9 kg und war damit um 28 % gegenüber dem Jahr 1990 gestiegen. [BLE (2021a)]

4.4.2 Potenzial für strombasierte Kraftstoffe

Die direkte Nutzung von elektrischem Strom ist, wie bereits in Abbildung 4-13 aufgezeigt, die effizienteste Nutzung erneuerbarer nicht biogener Ressourcen im Vergleich verschiedener Antriebe. Darüber hinaus kann basierend auf erneuerbarem Strom und vor allem Wasser über Elektrolyse erneuerbarer Wasserstoff bereitgestellt werden. Dieser Wasserstoff kann über verschiedene Verfahren und in Verbindung mit Kohlenstoff zu strombasierten Kohlenwasserstoffen wie beispielsweise Methan (Abbildung 4-23), Methanol (Abbildung 4-24) oder Fischer-Tropsch-Kraftstoffen weiterverarbeitet werden. Eine detailliertere Beschreibung hierzu enthält Abschnitt 3.

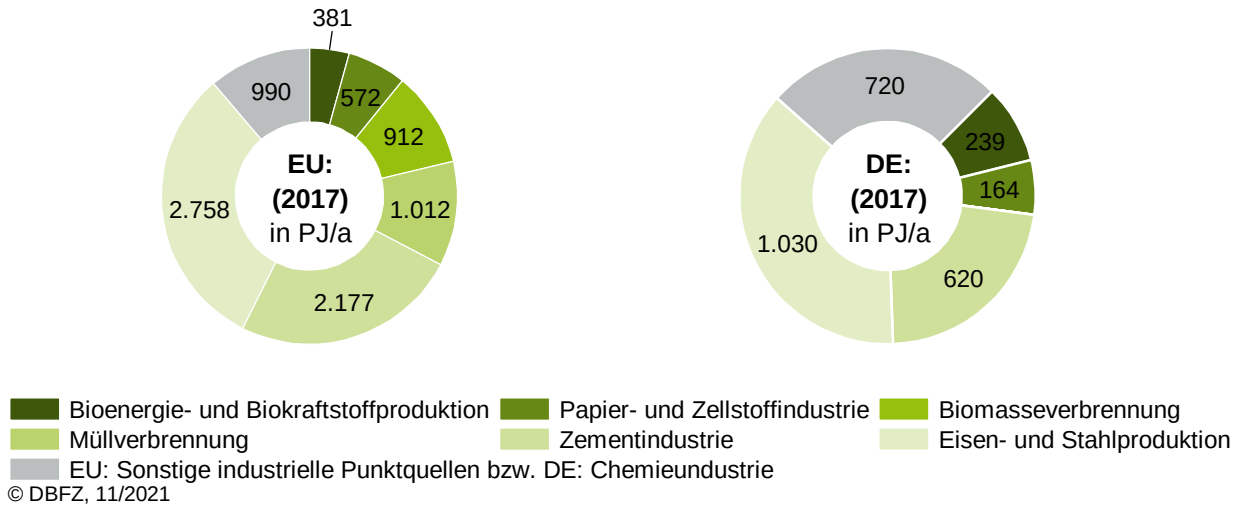


Abbildung 4-23 Potenzial für PTG (Methan) in Deutschland und Europa basierend auf CO_2-Punktquellen in 2017, eigene Berechnung Datenbasis Abbildung 4-14

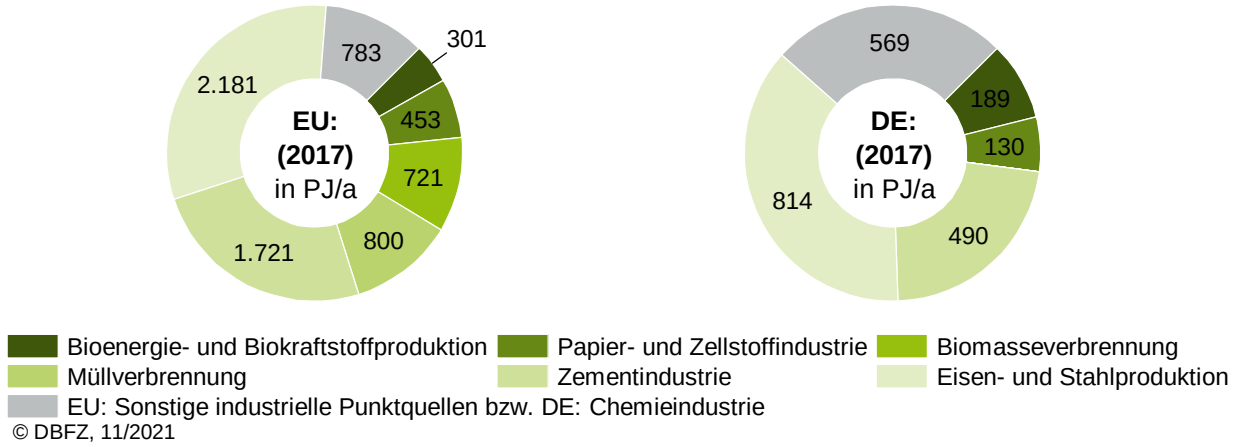


Abbildung 4-24 Potenzial für PTL (Methanol) in Deutschland und Europa basierend auf CO_2-Punktquellen in 2017, eigene Berechnung auf Datenbasis Abbildung 4-14

Die Erzeugung strombasierter Kraftstoffe ist vor allem mit einem erheblichen (erneuerbaren) Strombedarf verbunden. Diese Erzeugungskapazitäten aus vor allem Wind- und Solarenergie sowie auch die Elektrolyse- und PTX-Anlagen haben einen entsprechend hohen Flächenbedarf. Zahlreiche Studien sind sich daher weitgehend einig, dass die Produktion von strombasierten Kraftstoffen im Wesentlichen im (außereuropäischen) Ausland realisiert werden wird, da dort einerseits größere Flächenpotenziale bestehen und andererseits von deutlich niedrigeren Produktionskosten ausgegangen wird. [Schmieder (2021)]

4.4.3 Zusammenfassung und Fazit

Für das Biokraftstoffpotenzial in **DEUTSCHLAND** ist in Abbildung 4-25 für den Bereich der fortschrittlichen Ressourcen die Bandbreite des mobilisierbaren Potenzials dargestellt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass dieses zukünftig nicht ausschließlich für die Kraftstoffproduktion genutzt werden wird. Für konventionelle Kraftstoffe ist eine begrenzte Flächennutzung in Deutschland zugrunde gelegt (Abschnitt 4.4.1). Für strombasierte Kraftstoffe ist die Basis jeweils der aktuelle Bestand ausgewählter CO_2-Punktquellen. Die beiden Optionen PTG und PTL können demnach nicht summiert werden. Unabhängig davon ist beispielsweise auch die Abtrennung von Kohlenstoffdioxid aus der Luft möglich. Die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom oder Wasser für die Elektrolyse als potenziell wahrscheinlich stark limitierende Faktoren sind in dieser Darstellung nicht berücksichtigt. Die in der Abbildung rechts dargestellten Bedarfe stellen lediglich zwei beispielhafte Szenarien aus einer großen Bandbreite an Entwicklungsmöglichkeiten dar - einerseits das Ergebnis verzögerten Handelns (GreenLate Szenario [Purr (2019)]) und andererseits das Erreichen des Klimaziels 2045 (Agora Energiewende [Prognos (2021)]).

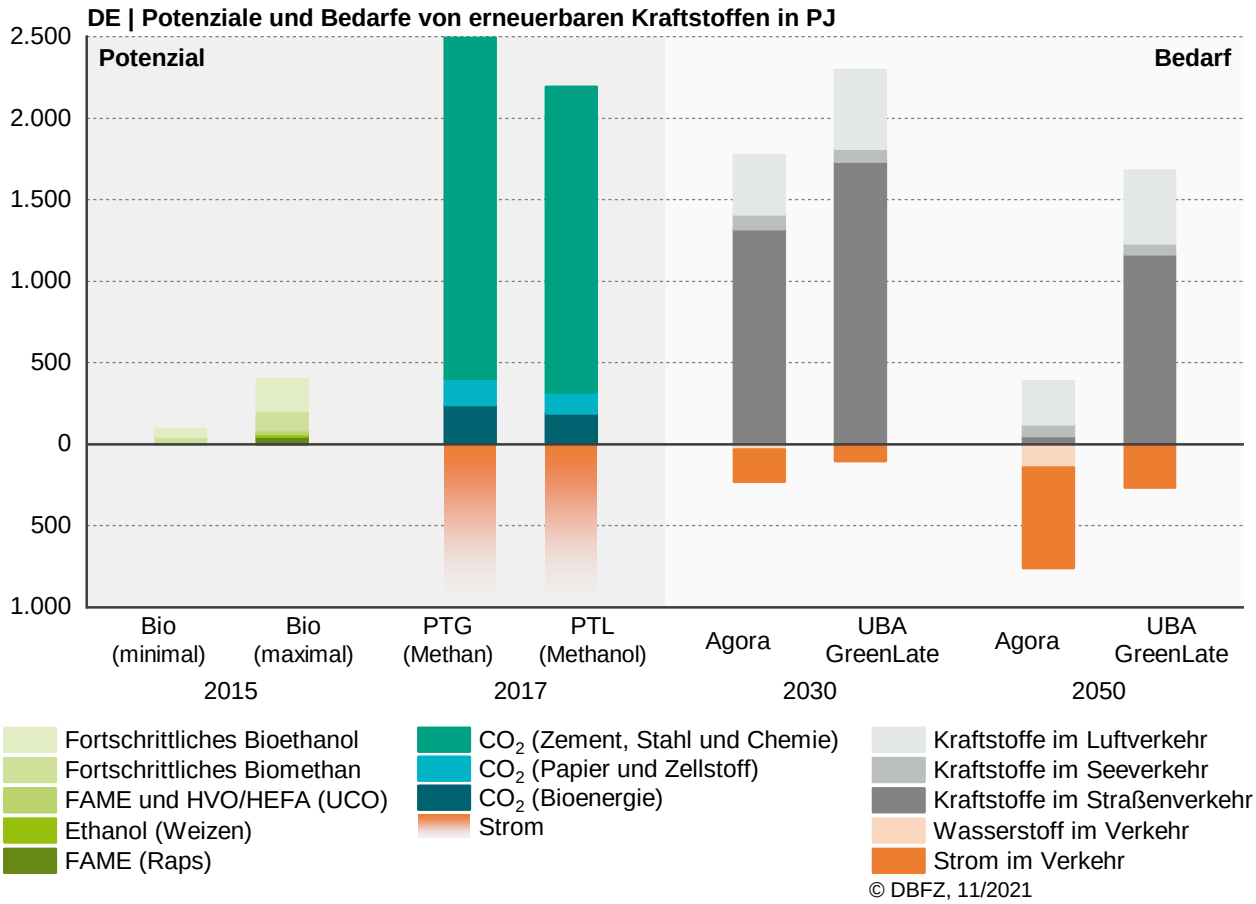


Abbildung 4-25 Mobilisierbares Potenzial von Biokraftstoffen (2015) und technisches Potenzial von auf Strom und CO_2-Punktquellen basierenden Kraftstoffen (2017) sowie Bedarfe von erneuerbaren Kraftstoffen in Deutschland (2030 und 2050), eigene Berechnung bzw. Darstellung auf Datenbasis: Bandbreiten für Biokraftstoffe gemäß mobilisierbarem Potenzial (Abbildung 4-22); PTX-Potenzial gemäß CO_2-Punktquellen (Abbildung 4-23 und Abbildung 4-24); Bedarfsszenarien beispielhaft gemäß [Purr (2019)] mit spätem Handeln und gemäß [Prognos (2021)] mit ambitionierten Maßnahmen [DBFZ (2021b); Kircher (2020); Prognos (2021); Purr (2019)]

Für das Biokraftstoffpotenzial in der **EUROPÄISCHEN UNION** ist in Abbildung 4-26 das technische Potenzial dargestellt - das heißt, Restriktionen bleiben hier weitgehend unberücksichtigt und das mobilisierbare Potenzial dürfte deutlich geringer sein. Für strombasierte Kraftstoffe sind wiederum CO_2-Punktquellen zugrunde gelegt. Anaolg zu Abbildung 4-25 können Methan und Methanol demnach nicht summiert werden und der limitierende Einfluss der Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom oder Wasser sind nicht berücksichtigt. Die beiden Bedarfsszenarien für 2030 und 2050 entstammen dem *Impact assessment report* zum Revisionsentwurf der RED II [COM(2021) 557 (2021)]. Dabei enthält das EU-Referenzszenario (REF) Projektionen für die Energienachfrage und -versorgung unter den derzeitigen politischen Rahmenbedingungen der Europäischen Union und deren Mitgliedstaaten. Es berücksichtigt insbesondere die geltenden Rahmenbedingungen zur Erreichung des Klimaziels von mindestens 40 % Reduktion der Treibhausgasemissionen in 2030 im Vergleich zu 1990, nicht jedoch das Erreichen des revidierten Klimaziels für 2030 von mindestens -55 %. Das Szenario REG stützt sich hingegen auf eine sehr starke Intensivierung der Energie- und Verkehrspolitik.

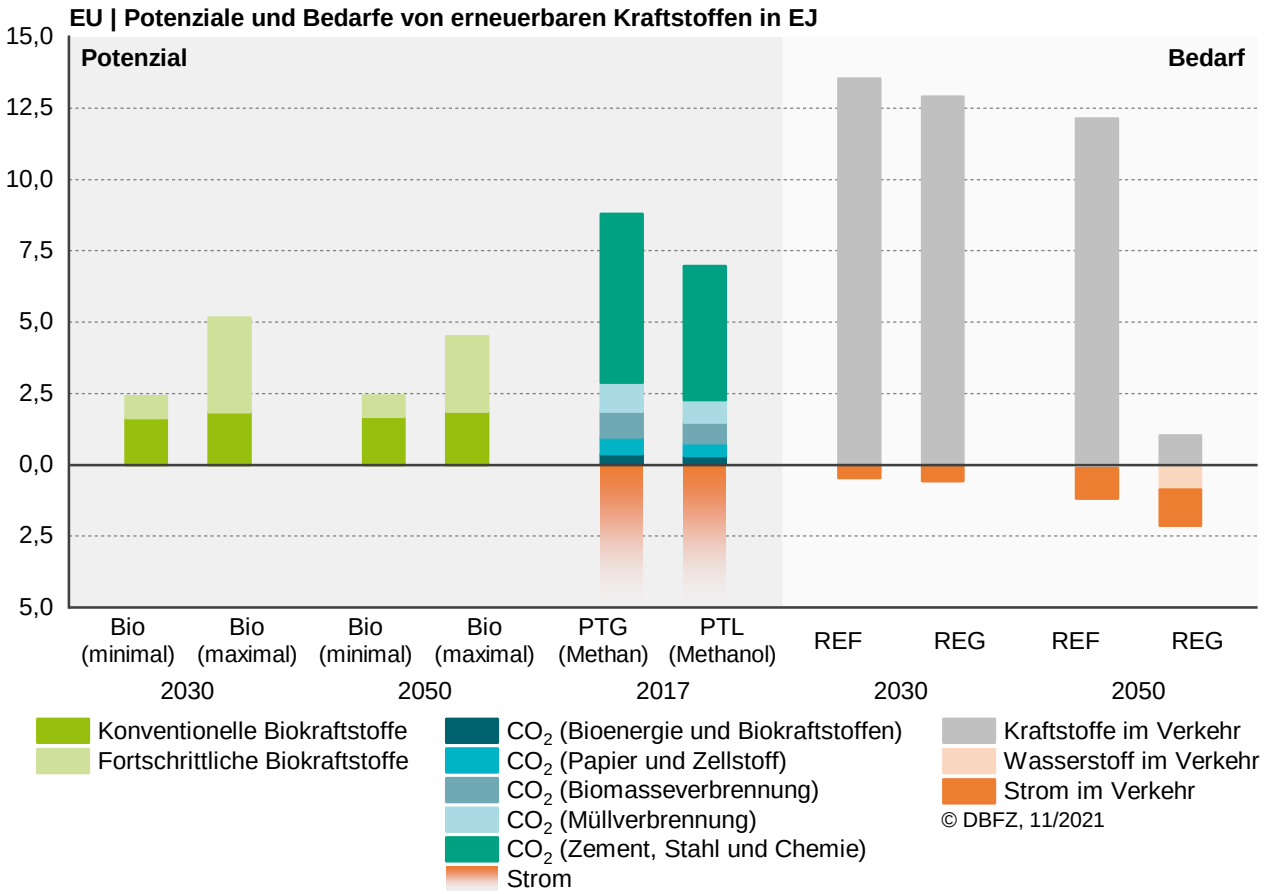


Abbildung 4-26 Technische Potenziale (2015, 2017) und Bedarfe (2030 und 2050) erneuerbarer Kraftstoffe in der Europäischen Union, eigene Berechnung bzw. Darstellung auf Datenbasis: Bioressourcenpotenzial ohne forstwirtschaftliche Biomasse nach [Hoefnagels (2018)], PTX-Potenzial gemäß CO_2-Potenzial nach [Kircher (2020)], Bedarfsszenarien Referenz (REF) und starke Intensivierung Energie- und Verkehrspolitik (REG) gemäß [COM(2021) 557 (2021)]

Die Gegenüberstellung von derzeitigen Potenzialen und zukünftigen Bedarfen in Abbildung 4-25 und Abbildung 4-26 kann jedoch im Detail auch insgesamt als nur begrenzt aussagekräftig betrachtet werden. Auf verschiedenen Ebenen der Analyse bestehen Unsicherheiten bzw. Bandbreiten, die zusammenfassend in Tabelle 4-4 aufgeführt sind.

Tabelle 4-4 Unsicherheiten bzw. Bandbreiten bei der Analyse von Potenzialen und Bedarfen

Kategorie	Beschreibung	Kennzeichen
Potenzial für Biokraftstoffe		
Biogene Hauptprodukte	Perspektive	
	Begrenzung oder Ausschluss land- und forstwirtschaftlicher Ressourcen für ausgewählte Nutzungen, politisch-gesellschaftlicher Diskurs erforderlich	*Strategie*
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und biogene Abfälle	Status quo	
	Datenverfügbarkeit und -qualität für die Ermittlung der historischen und aktuellen theoretischen Potenziale fortschrittlicher Bioressourcen, auch hinsichtlich bspw. zeitlicher, regionaler und qualitativer Schwankungen	*Datenbasis*
	Datenverfügbarkeit und -qualität für die Ermittlung aller limitierenden Komponenten sowie bereits etablierten Nutzungen fortschrittlicher Bioressourcen (Quantifizierung des mobilisierbaren Potenzials)	*Restriktion*
	Zum Einsatz kommende Prozesse und entsprechende Konversions-faktoren bei der Produktion von biobasierten Kraftstoffen und Energieträgern, z. B. Biomethan statt Bioethanol etc., inklusive Effizienzverlusten bei Folgeprodukten wie bspw. ATJ aus Ethanol oder LNG aus Biomethan	*Konversion*
	Perspektive	
	Zukünftige Entwicklung relevanter Einflussfaktoren für die Quantifizierung und Limitierung der Potenziale, einschließlich Kaskadenfaktor [Indufor (2013)]	*Datenbasis, Restriktion*
	Zukünftige (Weiter-) Entwicklung geeigneter Konversionstechnologien sowie damit verbundener Kenngrößen	*Konversion*
	Je langfristiger Ermittlung des vorausschauenden Potenzials, desto größere Unsicherheiten	
	Mobilisierung und Nutzung der Potenziale durch den Aufbau entsprechender Kapazitäten bei Produktion, Infrastruktur und Nutzung erfordern schließlich entsprechende Rahmenbedingungen	*Strategie, Gesetze*
Potenzial für erneuerbaren Strom und strombasierte Kraftstoffe		
Erneuerbarer Strom	Status quo	
	Datenverfügbarkeit und -qualität für die theoretische Potenzialermittlung erneuerbarer Energien, auch hinsichtlich bspw. zeitlicher und regionaler Schwankungen	*Datenbasis*
	Datenverfügbarkeit und -qualität für die Ermittlung aller limitierenden Komponenten sowie sonstiger Nutzungen in anderen Sektoren (Quantifizierung des mobilisierbaren Potenzials)	*Restriktion*

Kategorie	Beschreibung	Kennzeichen
	Perspektive Zukünftige Entwicklung relevanter Einflussfaktoren für die Quantifizierung und Limitierung der Potenziale	
Strombasierte Kraftstoffe	Status quo Datenverfügbarkeit und -qualität für Ermittlung des theoretischen Ressourcenpotenzials für strombasierte Kraftstoffe, v. a. hinsichtlich erneuerbaren Stroms, Wasser und CO_2 als C-Quelle Datenverfügbarkeit und -qualität für die Ermittlung aller limitierenden Komponenten sowie sonstiger Nutzungen (z. B. auch CO_2 für BECCS) Zum Einsatz kommende Prozesse und entsprechende Konversions-faktoren bei der Produktion von biobasierten Kraftstoffen und Energieträgern, z. B. Biomethan statt Bioethanol etc., inklusive Effizienzverlusten bei Folgeprodukten wie bspw. ATJ aus Ethanol oder LNG aus Biomethan	*Datenbasis* *Restriktion* *Konversion*
	Perspektive Zukünftige Entwicklung relevanter Einflussfaktoren für die Quantifizierung und Limitierung der Potenziale Zukünftige (Weiter-) Entwicklung geeigneter Konversionstechnologien sowie damit verbundener Kenngrößen	*Datenbasis, Restriktion* *Konversion*
	Mobilisierung und Nutzung der Potenziale Aufbau entsprechender Kapazitäten bei Produktion, Infrastruktur und Nutzung erfordern schließlich entsprechende Rahmenbedingungen	*Strategie,* *Gesetze*
Bedarf im Verkehrssektor		
Gesamtendenergie-bedarf	Deutliche Reduktion des Gesamtendenergiebedarfs im Verkehrssektor ▪ Unabdingbar für die Erreichung der Klimaziele - kurz-, mittel- und langfristig ▪ Bedarf an ambitionierten Maßnahmen in den Bereichen Vermeidung von Verkehr, Verlagerung von Verkehr (z. B. Straße-Schiene) und Verbesserung von Verkehr (z. B. Antriebe und Energiequellen)	*Strategie* *Gesetze*
Spezifischer Bedarf an Energieträgern	Maßgebliche Orientierung für Energiebereitstellung im Verkehr 2030/2050: ▪ Umsetzbares Potenzial aller geeigneten Energieträger ▪ Verteilung des umsetzbaren Potenzials auf Verkehrsträger gemäß v. a. technischer Kriterien ▪ Forcierung und Steuerung entsprechender System- bzw. Antriebswechsel	*Strategie,* *Gesetze*

Wie Tabelle 4-4 zeigt, steht den Bandbreiten der Ressourcenpotenziale ein Umsetzungsspielraum verkehrspolitischer Maßnahmen gegenüber. Während Forschung und Entwicklung den Kenntnisstand zum Status quo und den perspektivischen Entwicklungen erneuerbarer Ressourcen zwar verbessern kann, ist deren Erschließung (Stichwort Biomassestrategie) bzw. Art der Nutzung maßgeblich durch rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen bestimmt. Gleiches gilt für die Entwicklung des spezifischen Bedarfs erneuerbarer Energieträger im Verkehrssektor.

Diese Bandbreiten erlauben an dieser Stelle daher keine abschließende Quantifizierung des (nachhaltigen) Umsetzungspotenzials erneuerbarer Energieträger im Verkehrssektor. Zusammenfassend und mit Blick auf die Darstellungen in Abschnitt 9 sind daher in Tabelle 4-5 ihre Potenziale qualitativ eingeordnet. Diese Einordnung berücksichtigt wie alle vorangegangenen Ausführungen ein regional abgegrenztes Ressourcenpotenzial. Der etablierte internationale Handel von Ressourcen und Produkten, wie auch in Abschnitt 5.4 dargestellt, sowie dadurch auch mögliche Importe sind in diese Betrachtung nicht einbezogen.

Tabelle 4-5 Qualitative Potenzialeinordnung erneuerbarer Ressourcen für Energieträger im Verkehrssektor in Europa, Hinweis: 3-stufige Bewertungsskala: niedrig – begrenzt – hoch

Kategorie	Ressourcengruppe	Ressourcenbeispiele	Theoretisches Potenzial	Umsetzungspotenzial Verkehrssektor
Biogene Hauptprodukte	Landwirtschaftliche Hauptprodukte	Zucker-, stärke- und ölhaltige Saaten und Früchte	hoch	niedrig bis begrenzt
		Zwischenfrüchte, Kulturholz	niedrig bis begrenzt	niedrig bis begrenzt
	Forstwirtschaftliche Hauptprodukte	Stammholz	hoch	niedrig
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle	Landwirtschaftliche Nebenprodukte	Stroh, Kraut,	begrenzt	niedrig bis begrenzt
	Forstwirtschaftliche Nebenprodukte	Zweige, Rinde etc.	begrenzt	niedrig
	Industrielle Nebenprodukte und Abfälle	Schwarzlauge, Tallöl	niedrig bis begrenzt	niedrig
		Schlempen, Wässer etc.	begrenzt	niedrig
		Tierische Nebenprodukte	begrenzt	niedrig
	Sonstige Abfall- und Reststoffe	Abfallholz	niedrig bis begrenzt	niedrig
		Altspeisefette	niedrig	niedrig
		Siedlungsabfälle	niedrig	niedrig
		Grüngut	niedrig	niedrig
PTX-Ressourcen	Erneuerbarer Strom	Wind, Sonne, Wasser	hoch	begrenzt bis hoch
	CO_2-Punktquellen	Fossil- und biobasierte Prozesse/Industrien	begrenzt bis hoch	niedrig bis begrenzt
	Diffuses CO_2	Luft	hoch	begrenzt bis hoch

Die hier betrachteten Ressourcen bzw. Potenziale adressieren ausschließlich die Bereitstellung der für den Verkehrssektor geeigneten Energieträger. Nicht in die Betrachtung einbezogen sind alle infrastrukturellen Aufwendungen, das heißt alle Ressourcen, die für die Bereitstellung (Produktionsanlagen), Verteilung (Netze) und Nutzung (Fahrzeuge) erforderlich sind.

In Abschnitt 7.8 wird auf die Lebenszyklustreibhausgasemissionen von Fahrzeugen mit unterschiedlichen Antrieben und in Abhängigkeit von ihrer Fahrleistung genauer eingegangen. Für eine umfassende Ressourcen- und Nachhaltigkeitsbewertung von Mobilitäts- und Transportkonzepten ist eine entsprechende Betrachtung aller Teile der Bereitstellungs- und Nutzungskette erforderlich.

5 Marktübersicht

KARIN NAUMANN, JÖRG SCHRÖDER UND GABRIEL COSTA DE PAIVA

5.1 Hintergrund

Weiterführende Informationen:

Weltweit ist der langjährige Trend im Verkehrssektor durch einen hohen und stark wachsenden Energiebedarf gekennzeichnet. Wie bereits Abbildung 5-1 zeigt, hat sich in den vergangenen 30 Jahren seit 1990 dieser Bedarf nahezu verdoppelt. Auch wenn sich die Nutzung von Biokraftstoffen im gleichen Zeitraum auf etwa 3,8 EJ verfünffacht hat, so können damit nur ca. 3 % des Energiebedarfs durch eine biogene Alternative substituiert werden. Beim Strom ist der Zuwachs in den vergangenen 30 Jahren im Vergleich deutlich geringer ausgefallen (1,6-fach). Insgesamt decken diese beiden für die Energiewende wichtigen Energieträger gerade einmal 4,3 % des Energiebedarfs im globalen Verkehr ab [IEA (2021b), (2021d)].

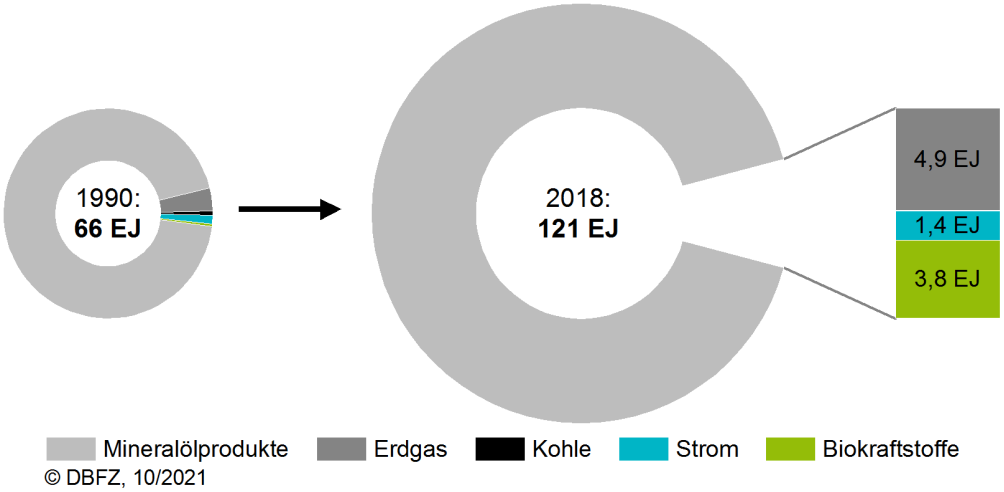


Abbildung 5-1 Weltweiter Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach Energiequellen in den Jahren 1990 und 2018, Datenbasis: [IEA (2021b), (2021d)]

Bereits im 20. Jahrhundert produzierte in Brasilien die zuckerrohrverarbeitende Industrie neben Zucker auch Bioethanol als Kraftstoff, in den 1990er-Jahren jährlich etwa 10 Mio. m³, womit der Schwerpunkt der Bioethanolproduktion in Brasilien lag. Wie Abbildung 5-2 zeigt, stieg das weltweit produzierte Bioethanol auf 85 Mio. m³/a (1,8 EJ/a) bis zum Jahr 2010 und anschließend bis zum Jahr 2019 auf etwa 110 Mio. m³/a (2,3 EJ/a) an. Im Jahr 2020 ging die Produktion um etwa 10 % zurück, wohingegen für das Jahr 2021 wieder von einem leichten Wachstum ausgegangen wird. [IHS Markit (2021g)] Seit dem Jahr 2006 wird zudem ein relevanter Anteil der weltweit genutzten Biokraftstoffe in Form von Biodiesel (FAME) bereitgestellt. Nach einem kontinuierlichen Wachstum lag die produzierte Menge im Jahr 2019 bei etwa 40 Mio. t (1,5 EJ) FAME [IHS Markit (2021f)]. Seit dem Jahr 2007 wird zudem auch HVO/HEFA (engl.: Hydrotreated Vegetable Oils bzw. Hydrotreated Esters and Fatty Acids) als paraffinisches Dieselsubstitut in großtechnischen Anlagen produziert. Diese Menge stieg bis zum Jahr 2019 auf etwa 6 Mio. t/a (0,3 EJ/a) weltweit.

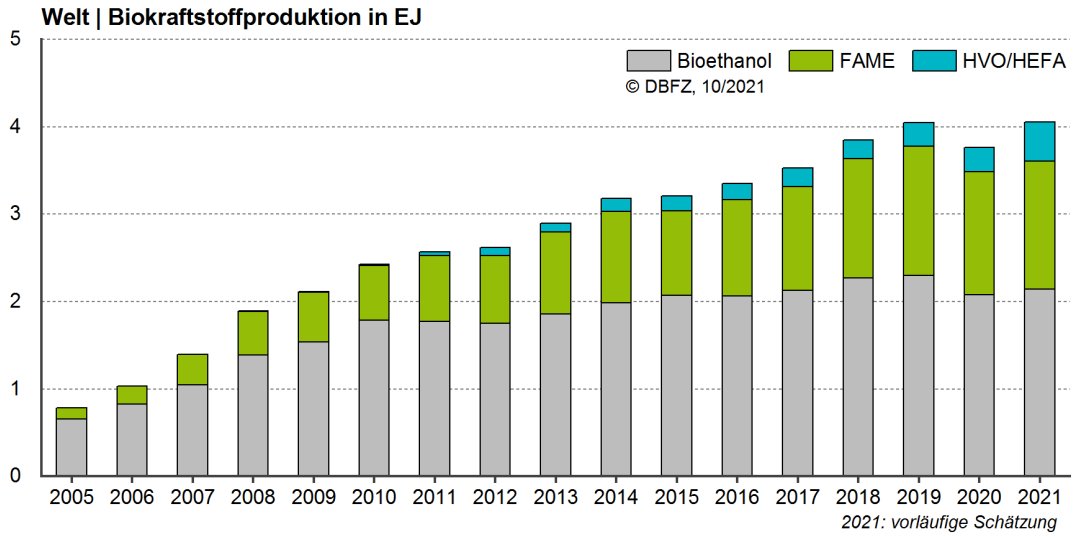


Abbildung 5-2 Entwicklung weltweiter Produktionsmengen an Biokraftstoffen, eigene Berechnung auf Datenbasis: [F.O. Licht (2009), (2012a), (2014a), (2015b), (2015d); IHS Markit (2021f), (2021g)]

5.2 Produktion

Im Jahr 2020 hat die COVID-19-bedingte pandemische Situation die Nachfrage nach Kraftstoffen und damit auch den Bedarf an erneuerbaren Energien im Verkehr weltweit deutlich verändert. Die Auswirkungen sind auch noch im Jahr 2021 zu bemerken und werden ggf. auch in den folgenden Jahren zu spüren sein. Weltweit ist Bioethanol weiterhin der bedeutendste regenerative Kraftstoff im Verkehrssektor. Die weltweite Bioethanolproduktion ist infolge von COVID-19 im Jahr 2020 geringer ausgefallen als ursprünglich erwartet. Vor allem die USA und Brasilien waren stark betroffen, da ihre Bioethanolmärkte von Kraftstoffalkohol dominiert werden. Der weltweite Produktionsrückgang von Bioethanol betrug etwa 10 % im Jahr 2020. Für die Jahre 2021 und 2022 wird für Bioethanol als Kraftstoff ein Wachstum um insgesamt 4 % bzw. 5 % erwartet, womit die verfügbare Menge auch im dritten Jahr nach Ausbruch der Pandemie noch unterhalb der verfügbaren Menge von 2019 bliebe. [IHS Markit (2021g), (2021l)] Kurz- bis mittelfristig werden weltweit neue Absatzmärkte für Biokraftstoffe im Allgemeinen und solche aus bisher noch unbedeutenden Ausgangsstoffen im Besonderen in den Fokus rücken. Neben den historisch gewachsenen Schwerpunkten der Produktion von FAME und HVO/HEFA bauen vor allem asiatische Produzenten derzeit ihre Rolle als Lieferant von modernen Biokraftstoffen aus. Diese Anbieter von fortschrittlichem FAME und HVO/HEFA zielen auch auf die europäischen und die US-amerikanischen Importmärkte ab, angereizt durch die Dekarbonisierungsziele für den Straßen-, Luft- und Seeverkehr in Europa und den USA sowie deren Präferenzen für fortschrittliche Rohstoffe (Abschnitt 1).

In den Mitgliedstaaten der Europäischen Union haben die Maßnahmen zur Beschränkung von Kontakten Mobilität und Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr reduziert, wobei der Rückgang an Ottokraftstoffen deutlich stärker ausfiel als bei Diesel. Durch diesen Rückgang sank auch die Produktion von Bioethanolkraftstoff in Europa um 8 % im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr. Das Niveau von 2019 wird wahrscheinlich erst im Jahr 2022 wieder erreicht. [IHS Markit (2021g), (2021h)] Die Nachfrage nach Diesel ist im Jahr 2020 im Vergleich zum Vorjahr um 4 % zurückgegangen. Für das Jahr 2021 wird ebenso eine unterdurchschnittliche Dieselnachfrage erwartet. Diese COVID-19-bedingten Marktentwicklungen fallen mit den Dekarbonisierungsbemühungen der Europäischen Union zusammen. Die sukzessiv steigenden Ziele für die Nutzung erneuerbarer Energien und die Reduzierung von Treibhausgasen (RED/FQD/ESR) gleichen den Rückgang der Kraftstoffnachfrage im Straßenverkehr im Jahr 2020 aus und ermöglichen

darüber hinaus einen gewissen Anstieg der Nachfrage an FAME (schätzungsweise 19,5 Mio. t im Jahr 2020 gegenüber 18,9 Mio. t im Jahr 2019). In den Jahren 2021 und 2022 kann die Nachfrage auf 20,8 bzw. auf 22,6 Mio. t steigen. [IHS Markit (2021i)]

Allgemein zeichnen sich derzeit folgende Entwicklungstrends im europäischen Biokraftstoffmarkt ab:

- **Fokus auf Biokraftstoffe aus Rest- und Abfallstoffen:** Aufgrund der Mehrfachanrechnung ausgewählter Optionen in der RED werden u. a. Biokraftstoffe aus bestimmten Rohstoffen gefördert. Trotz einiger Engpässe bei den verfügbaren Ressourcen sind die Anteile dieser Biokraftstoffe (bisher vor allem Biodiesel aus Altspeisefetten und tierischen Fetten) im letzten Jahrzehnt deutlich gestiegen. Die Gesamtnachfrage an FAME im Rahmen von Anhang IX Teil B der RED II betrug im Jahr 2020 etwa 3,3 Mio. t. Dies entspricht etwa 1,3 % der Nachfrage nach flüssigen Straßenkraftstoffen und liegt damit unter der in der RED II festgelegten Obergrenze von 1,7 %. [IHS Markit (2021e)] Damit könnte die Verwendung von FAME aus Altspeiseölen und -fetten kurz- bis mittelfristig bis zur Obergrenze weiter ansteigen. Die Erzeugung von Energie aus Abfällen ist generell zu einem attraktiven Geschäft geworden, was zur Etablierung globaler Handelsnetze führt.
- **Förderung alternativer erneuerbarer Energien im Verkehr:** Erneuerbare Energien im Verkehr sind inzwischen auch im politischen Kontext nicht nur auf flüssige Biokraftstoffe begrenzt. Weitere Optionen in einigen Mitgliedstaaten sind beispielsweise komprimiertes oder verflüssigtes Biomethan, Strom aus erneuerbaren Energien oder Wasserstoff. In Deutschland dürfen Raffinerien sogar Upstream-Emission-Reduction(UER)-Projekte in einem bestimmten Umfang nutzen, um ihre Treibhausgasquote zu erfüllen (Abschnitt 1.5.1).
- **Fokus auf HVO/HEFA:** Erneuerbarer Diesel in Form von HVO/HEFA bietet im Vergleich zu FAME bessere physikalische und chemische Eigenschaften (Cetanzahl, Energiegehalt) sowie eine höhere Beimischungsgrenze. Er hat sich daher in den letzten Jahren zu einer wichtigen Option in vielen europäischen Ländern entwickelt (Abbildung 6-1). Darüber hinaus stehen Mineralölkonzerne unter dem Druck, ihre Wertschöpfungsketten zu dekarbonisieren. Die Umrüstung einer bestehenden Raffinerie (ggf. zunächst teilweise) in eine Anlage für erneuerbaren Diesel stellt dabei eine interessante Option dar. [IHS Markit (2021i)]
- **Überschüsse an Gutschriften für erneuerbare Energien bzw. THG-Reduktionen:** Wie in Deutschland existieren auch in einer Reihe weiterer EU-Mitgliedstaaten Gutschriften aus den Verpflichtungszeiträumen vor dem Jahr 2020. Es ist wahrscheinlich, dass diese Guthaben im letzten Jahr noch weiter angewachsen sind, da teilweise Biokraftstoffmengen vor COVID-19 unter optimistischeren Nachfrageprognosen gekauft wurden. Die daraus resultierenden Überschüsse können für den Verpflichtungszeitraum 2021 sowie in den Folgejahren Anrechnung finden und reduzieren dort den erforderlichen Bedarf an erneuerbaren Kraftstoffen und Strom.

Im Folgenden werden der Status quo (in der Regel mit dem Bezugsjahr 2020) der Produktionsmengen von kommerziell verfügbaren Biokraftstoffen sowie die vorhandenen und absehbaren Produktionskapazitäten von erneuerbaren Kraftstoffen für den Verkehr dargestellt. Kommerziell verfügbare Kraftstoffe sind solche, die TRL 10 bis 11 gemäß der Einordnung nach Abbildung 3-2 zugeordnet werden, also im großindustriellen Maßstab produziert werden. Entsprechend sind Bioethanol, FAME, HVO/HEFA-Diesel sowie in geringerem Umfang Biomethan dieser Kategorie zuzuordnen. Die aktuellen Produktionsmengen der im kommerziellen Maßstab verfügbaren flüssigen Biokraftstoffe sind für das Jahr 2020 in Abbildung 5-3, Abbildung 5-4 und Abbildung 5-5 dargestellt: Die weltweite Produktion von Bioethanol sank im Jahr 2020 nach langjährigem Wachstum um etwa 8 % gegenüber dem Vorjahr auf 119 Mio. m³ (2.485 PJ). Neben 99 Mio. m³ Bioethanol als Kraftstoff wurden weitere 20 Mio. m³ Industriealkohol zur

stofflichen Nutzung im Jahr 2020 bereitgestellt. Die wichtigsten weltweiten Märkte sind die USA, Brasilien und zunehmend China sowie auf europäischer Ebene Frankreich [IHS Markit (2021g)].

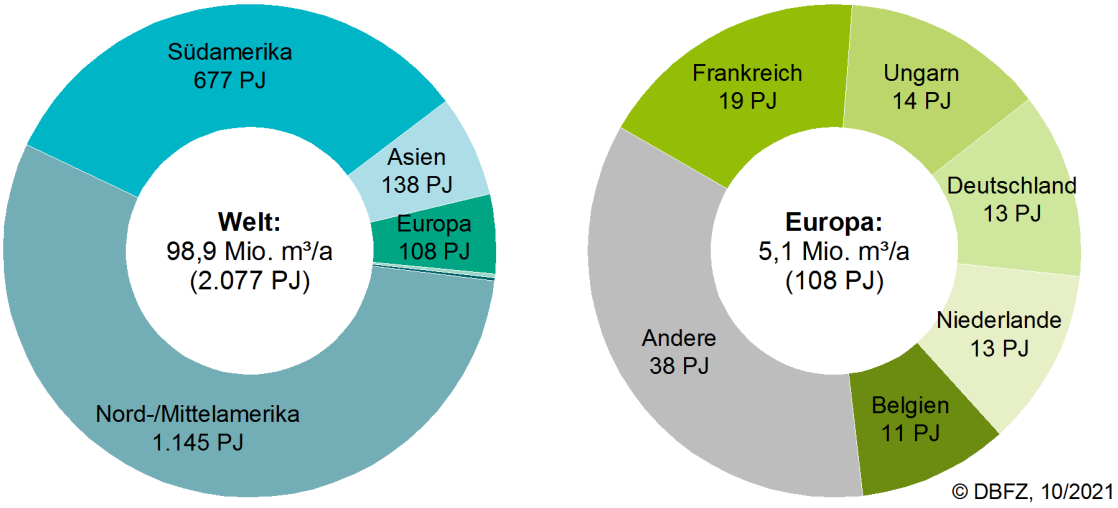


Abbildung 5-3 Bioethanolkraftstoff – weltweite und europäische Produktionsmengen im Jahr 2020, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, eigene Berechnung auf Datenbasis: [IHS Markit (2021g)]

Auch die weltweite Produktion von FAME ging im Jahr 2020 um 4 % gegenüber dem Vorjahr auf 38.000 t (1.411 PJ) zurück. Während der Großteil der Bioethanol-Produktion in Nord- und Südamerika stattfindet, ist die Verteilung der Produktion von FAME weltweit sehr homogen. Die wichtigsten Länder sind hierbei Indonesien, die USA und Argentinien sowie auf europäischer Ebene Deutschland. [IHS Markit (2021f)]

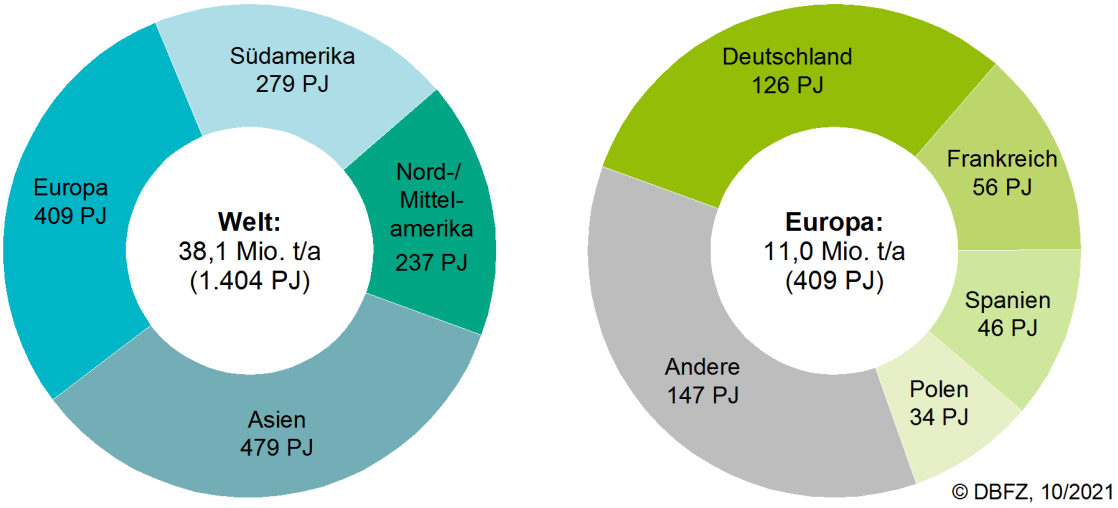


Abbildung 5-4 FAME – weltweite und europäische Produktionsmengen im Jahr 2020, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, eigene Berechnung auf Datenbasis: [IHS Markit (2021f)]

Lediglich die Produktion von HVO/HEFA-Diesel stieg trotz Pandemie leicht auf 6,2 Mio. t (273 PJ) im Jahr 2020 im Vergleich zum Vorjahr an (Abbildung 5-5). Die wichtigsten Erzeugerländer sind hier die USA, Singapur und die Niederlande. [IHS Markit (2021f)]

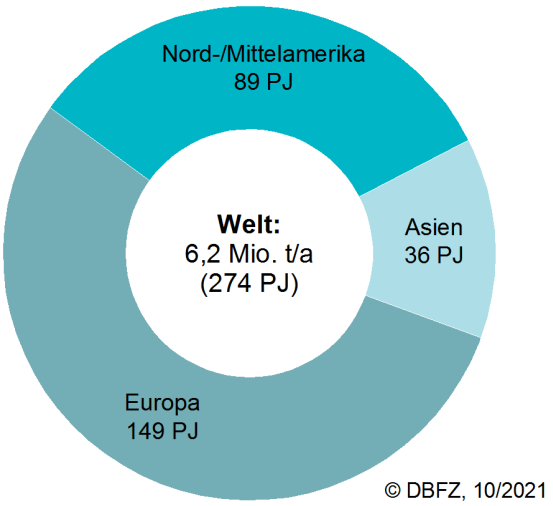


Abbildung 5-5 HVO/HEFA-Diesel – weltweite Produktionsmengen im Jahr 2020, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, eigene Berechnung auf Datenbasis: [IHS Markit (2021f)]

5.3 Kapazitäten

Die Produktionskapazitäten der kommerziell verfügbaren Kraftstoffoptionen sind meist deutlich höher als die tatsächlich produzierten Mengen. Die Kapazitäten zur Produktion von **BIOETHANOL** (Abbildung 5-6) umfassen beispielsweise weltweit 168 Mio. m³/a, davon 16 Mio. m³/a außer Betrieb. 1.804 Anlagen stehen aktuell für die weltweite Produktion zur Verfügung. Dem gegenüber steht eine Produktion von insgesamt 119 Mio. m³/a, was einer Auslastung von durchschnittlich 78 % entspricht. Neben diesen verfügbaren Kapazitäten sind weltweit weitere 3,5 Mio. m³/a im Bau und 33,3 Mio. m³/a in Planung. Die aktuellen Anlagen sind nicht nutzungsspezifisch und enthalten demnach sowohl Kapazitäten zur stofflichen Verwendung als auch zur Kraftstoffnutzung. In Europa und Deutschland sind die verfügbaren Kapazitäten mit 11,0 Mio. m³/a bzw. 1,4 Mio. m³/a bei 170 bzw. 13 Anlagen deutlich geringer.

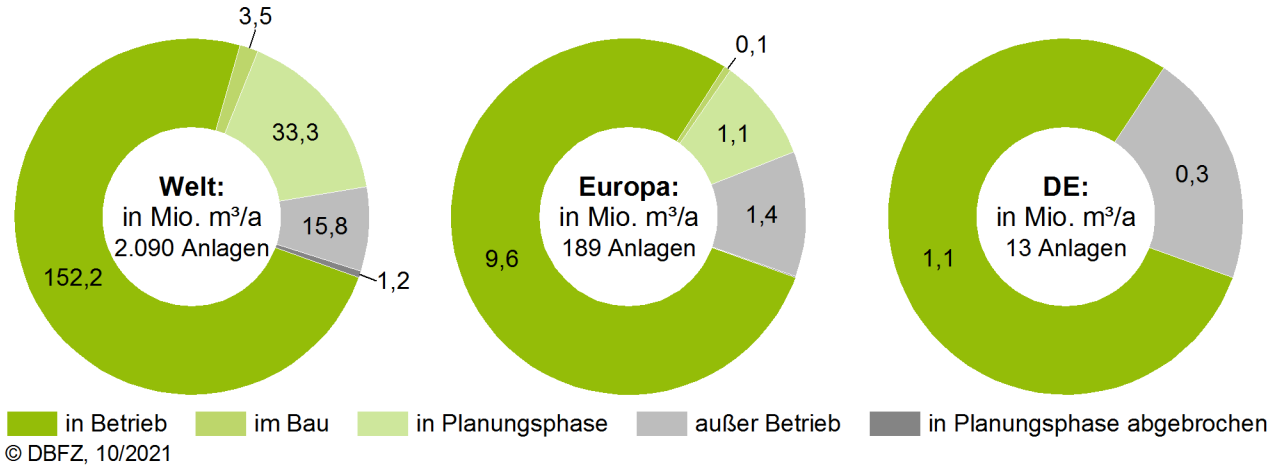


Abbildung 5-6 Bioethanol – weltweite, europäische und deutsche Produktionskapazitäten in bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2021, ohne Darstellung geplanter Anlagenerweiterungen, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Datenbasis: [IHS Markit (2021a)]

Für **FAME** (Abbildung 5-7) bestehen weltweite Produktionskapazitäten im Umfang von etwa 79,1 Mio. t/a, von denen allerdings nur 60,6 Mio. t/a in Betrieb sind. Die aktuell verfügbaren Kapazitäten

werden weltweit mit 914 Anlagen bereitgestellt. Auch diese waren mit einer Produktion von 40 Mio. t im Jahr 2019 bzw. 38 Mio. t im Jahr 2020 durchschnittlich nur zu etwa 62 % ausgelastet. Weitere 1,1 Mio. t/a und 12,0 Mio. t/a befinden sich weltweit im Bau oder in der Planungsphase. In Europa und Deutschland liegen die verfügbaren Kapazitäten bei 28,4 Mio. t/a mit 277 Anlagen bzw. 5,4 Mio. t/a mit 53 Anlagen.

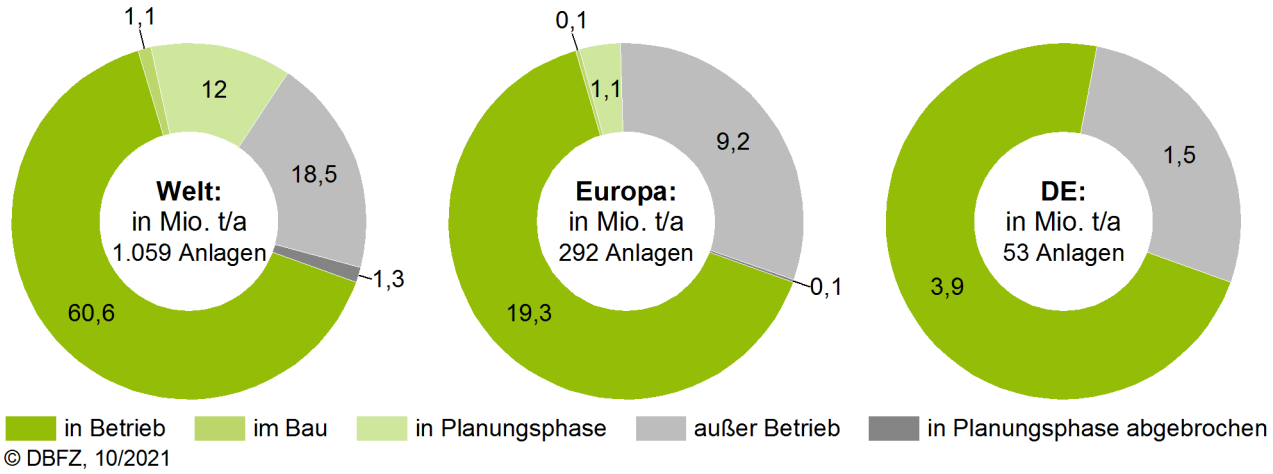


Abbildung 5-7 FAME – weltweite, europäische und deutsche Produktionskapazitäten in bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2021, ohne Darstellung geplanter Anlagenerweiterungen, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Datenbasis: [IHS Markit (2021a)]

Für **HVO/HEFA-DIESEL** (Abbildung 5-8) bestehen derzeit mit 29 Anlagen weltweite Kapazitäten für die Produktion von jährlich 8,0 Mio. t. Darüber hinaus befinden sich weitere Anlagen für 2,9 Mio. t/a im Bau und an etwa zehn HVO/HEFA-Bestandsanlagen sind Kapazitätserweiterungen von insgesamt fast 6 Mio. t/a in Planung bzw. in der Umsetzung [IHS Markit (2021a)]. Allein in den USA soll die Produktionskapazität für HVO/HEFA von etwa 5 Mio. t/a im Jahr 2021 auf über 20 Mio. t/a im Jahr 2025 steigen. [IHS Markit (2021k)] In Europa sind 14 Anlagen in Betrieb mit einer Kapazität von 4,8 Mio. t/a. Mit Blick auf fortschrittliche Biokraftstoffe ist die HVO/HEFA-Technologie gut geeignet für die Verarbeitung herausfordernder Ressourcen. Hier werden dann zumeist sogenannte Multi-Feedstock-Anlagen installiert, die eine Bandbreite verschiedener Ressourcen einsetzen können – abgesehen von einigen wenigen Anlagen in Skandinavien, die ausschließlich Tallöl verarbeiten.

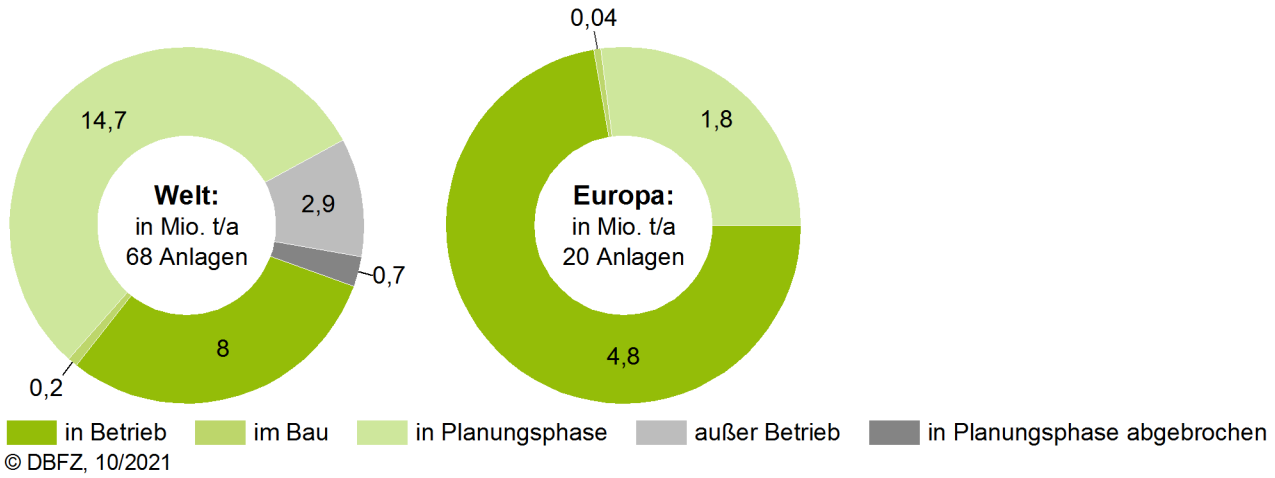


Abbildung 5-8 HVO/HEFA-Diesel – weltweite und europäische Produktionskapazitäten in bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2021, ohne Darstellung geplanter Anlagenerweiterungen, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Datenbasis: [IHS Markit (2021a)]

Die Bereitstellung von **BIOMETHAN** als Kraftstoff (Abbildung 5-9) erfolgt bisher vor allem über die kommerziell verfügbare Technologie der anaeroben Vergärung, wobei sich die installierten Produktionskapazitäten sowie die Nutzungsmöglichkeiten im Verkehr regional stark unterscheiden. Biomethan wird zudem nicht ausschließlich als Kraftstoff bereitgestellt, sondern kann als erneuerbares Substitut fossiles Erdgas in jedem Anwendungssegment ersetzen. In den bisherigen Erzeugerländern findet es noch vorrangig im Bereich der stationären Nutzung zur Strom- und Wärmebereitstellung Anwendung. Die Produktionskapazitäten für Biomethan insgesamt werden im folgenden Absatz dargestellt.

In Deutschland sind 232 Biomethan-Anlagen an 222 Standorten in Betrieb, in denen über eine anaerobe Vergärung von Biomasse Biogas produziert, auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wird. Dieser Bestand hat eine Einspeisekapazität von über 147 Tsd. m³ (i. N.)/h. Von den mehr als 10 TWh_{HS} Biomethan, die im Jahr 2020 in Deutschland vermarktet wurden, kamen etwa 10 % als Kraftstoff zum Einsatz. [dena (2021b)].

Die anaerobe Vergärung zur Produktion von Biogas bzw. Biomethan ist grundsätzlich dazu geeignet, sehr unterschiedliche Ressourcen sowie Ressourcenmischungen und damit einen großen Teil der als fortschrittlich definierten biogenen Abfälle und Nebenprodukte zu verwerten. Die Anlagen können in Abhängigkeit von der standortspezifischen Ressourcenverfügbarkeit hinsichtlich ihrer installierten Kapazität stark variieren (beispielsweise in Deutschland zwischen 0,5- und 20-MW-Anlagen). Der Schwerpunkt der installierten Biomethankapazitäten liegt mit 1,9 Mrd. m³/a der weltweit insgesamt 2,4 Mrd. m³/a in Europa bzw. auf europäischer Ebene mit etwa 1 Mrd. m³/a in Deutschland [IHS Markit (2021a)]. China ist einer der größten Wachstumsmärkte – im Jahr 2015 wurde hier auf zentralstaatlicher Ebene mit der Förderung von Biomethan-Großprojekten begonnen (mit einer Biogaskapazität von > 500 m³ pro Anlage). Die Regierung finanzierte im Jahr 2015 den Bau von 25 Biomethan-Demonstrationsprojekten und genehmigte weitere 22 bzw. 18 Projekte in den Jahren 2016 und 2017. [Zheng (2020)]

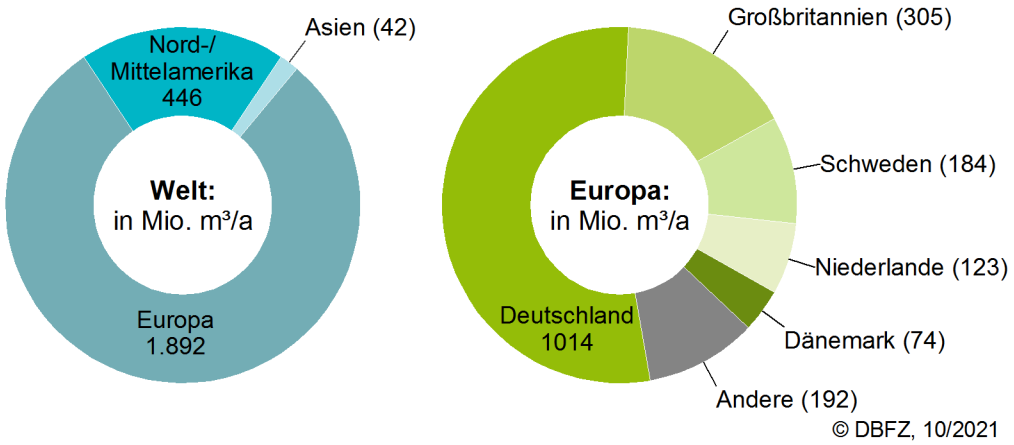


Abbildung 5-9 Biomethan – weltweite und europäische Produktionskapazitäten in bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2019, ohne Darstellung im Bau befindlicher bzw. geplanter Anlagen und Anlagenerweiterungen, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Datenbasis: [IHS Markit (2021a)] sowie eigene Recherchen

Vor dem Hintergrund der Ziele zu Klimaschutz und Dekarbonisierung des Verkehrssektors einerseits sowie begrenzten erneuerbaren Ressourcen (Abschnitt 4.3) andererseits ist es eine politische Zielstellung, die Bereitstellung erneuerbarer Energieträger für den Verkehr auszubauen und zugleich zu diversifizieren. Neben den bereits etablierten und kommerziell verfügbaren Produktionstechnologien für Biokraftstoffe und deren zunehmender Adaption auf fortschrittliche Ressourcen liegt ein starker Fokus daher auch auf

- der Entwicklung neuer Technologien zur effizienten und nachhaltigen Bereitstellung von Biokraftstoffen aus fortschrittlichen Rohstoffen und
- einer stärkeren Elektrifizierung dafür geeigneter Verkehrsträger sowie der Bereitstellung und Nutzung von Kraftstoffen auf Basis von erneuerbarem Strom.

Nachfolgend werden verfügbare Kapazitäten von ausgewählten Kraftstoffoptionen beschrieben, welche einerseits noch nicht auf dem etablierten Niveau der zuvor beschriebenen Kraftstoffoptionen sind, andererseits aber auch nicht mehr dem Demonstrationsstadium zugeordnet werden können. Solche Kraftstoffe werden zumeist bilateral und nicht auf Handelsbörsen gehandelt und können nach der in Abbildung 3-2 geschilderten Technologiereife dem Level 9 zugeordnet werden.

LIGNOCELLULOSE-ETHANOL (Abbildung 5-10) stellt neben den bereits etablierten und kommerziell verfügbaren Technologien HVO/HEFA sowie Biomethan die Technologieoption für fortschrittliche Biokraftstoffe mit dem höchsten Entwicklungsstand dar. Zwar werden noch keine umfangreichen Mengen produziert und gehandelt, die Produktionskapazitäten werden jedoch sukzessive ausgebaut. Neben zahlreichen Anlagen im kleineren Pilot- und Demonstrationsmaßstab entstanden in den letzten Jahren auch zunehmend Produktionsanlagen im größeren Maßstab, vor allem in den USA und in China. So konnten die Produktionskapazitäten von etwa 0,1 Mio. m³/a im Jahr 2010 auf etwa 2,5 Mio. m³/a im Jahr 2020 gesteigert werden, von denen Anlagen mit einer Kapazität von 0,5 Mio. m³/a nicht in Betrieb waren. In Europa und Deutschland fallen die realisierten Kapazitäten mit 0,15 Mio. m³/a und 0,001 Mio. m³/a deutlich geringer aus. Wie Abbildung 5-10 zeigt, sind weitere Anlagen mit mindestens 0,5 Mio. m³/a bereits im Bau sowie 3 Mio. m³/a in Planung. [IHS Markit (2021a)]

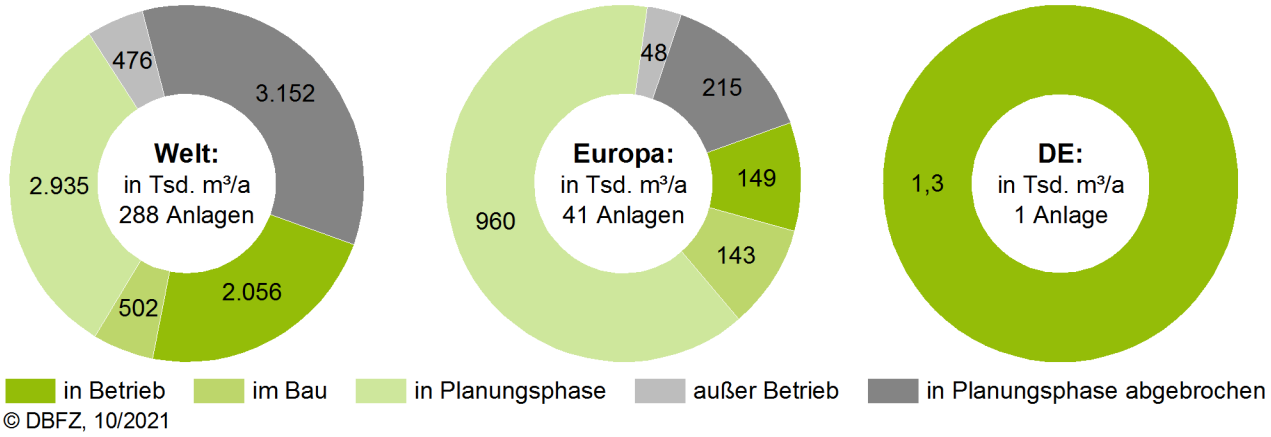


Abbildung 5-10 Lignocellulose-Ethanol – weltweite, europäische und deutsche Produktionskapazitäten in bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2020, ohne Berücksichtigung abgebrochener Projekte und Anlagen mit Kapazitäten kleiner 1.000 m³/a, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Datenbasis: [IHS Markit (2021a)] sowie eigene Recherchen

Die weltweiten Produktionskapazitäten von **ERNEUERBAREM KEROSIN** (Abbildung 5-11) sind deutlich im Aufschwung. Bisher sind Anlagen mit einer Gesamtkapazität von nur 8 PJ weltweit in Betrieb, davon 5 PJ nach dem HEFA-Verfahren und 3 PJ nach dem ATJ-Verfahren. Gleichzeitig befinden sich weitere Anlagen mit einer Kapazität von 45 PJ in Planung bzw. im Bau. Die in Abbildung 5-11 beschriebenen Kapazitäten werden durch 18 Anlagen ermöglicht, darunter auch Anlagen, deren verwendete Technologie nicht identifiziert werden konnte (in der Abbildung als „unbekannte Technologie“ gekennzeichnet). Mit Fortschreiben verbindlicher Dekarbonisierungsziele in der Luftfahrt werden die Kapazitäten darüber hinaus stetig steigen sowie durch strombasierte Optionen ergänzt werden müssen.

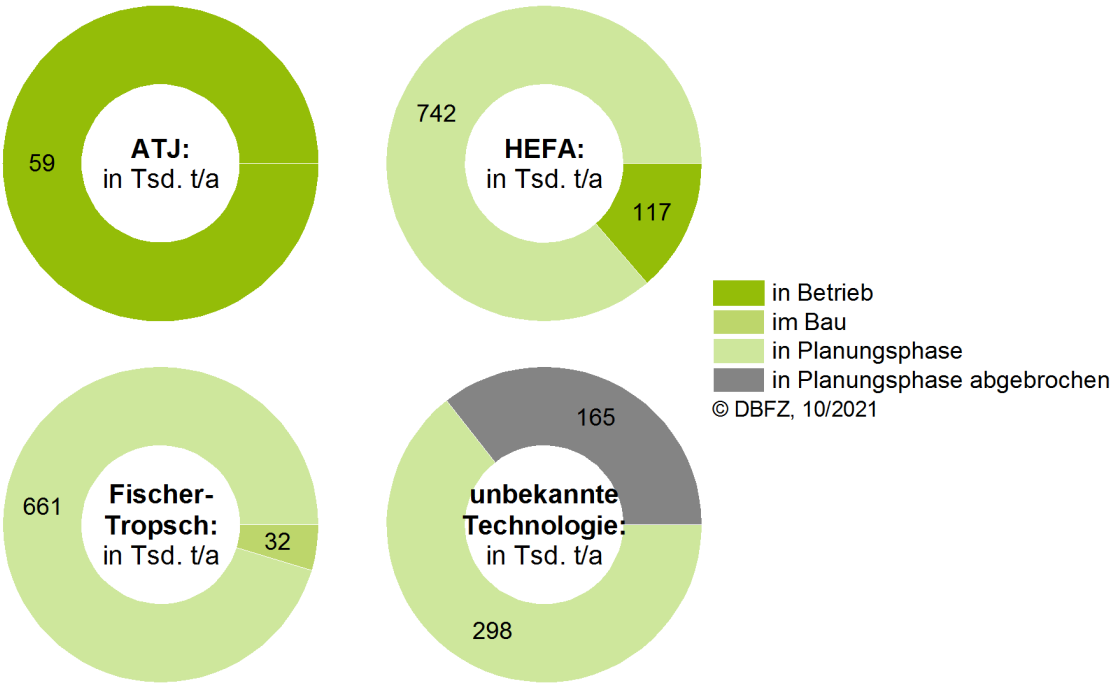


Abbildung 5-11 Erneuerbares Kerosin – weltweite Produktionskapazitäten in bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2020, Datenbasis: [IHS Markit (2021a)] sowie eigene Recherchen

Grüner, strombasierter **WASSERSTOFF** wird bisher in Europa vor allem in Deutschland erzeugt, wobei diese Kapazitäten nicht ausschließlich für die Anwendung im Verkehr vorgesehen sind und teilweise in Folgeprodukte Methan und Methanol weiterverarbeitet werden (Abbildung 5-12). So wird laut der Auflistung nach Wulf et al. von 78 MW in Betrieb befindlicher Elektrolyse-Kapazität 8 MW zur Methanol- und 18 MW zur Methanproduktion eingesetzt. [Wulf (2020)] Der größte bisher installierte Elektrolyseur hat eine Kapazität von 10 MW und kann damit bis zu 1.300 t/a Wasserstoff produzieren, was etwa 156 TJ entspricht [Refhyne (2019)]. Eine Darstellung des aktuellen Status ist schwierig, da der Aufbau einer grünen Wasserstoffinfrastruktur weltweit stark gefördert wird und entsprechend täglich neue Projekte umgesetzt werden. Es befinden sich entsprechend viele weitere national und international geförderte Projekte in Bearbeitung, die den Ausbau der Elektrolyse-Kapazitäten vorantreiben, zum Beispiel 100 MW in Hamburg [Stadt Hamburg (2021)], 1.000 MW [SeaH2Land (2021)] bzw. 200 MW [Scheuermann (2021)] in den Niederlanden oder weitere, außereuropäische Gigaprojekte, die vor allem in wind- und sonnenreichen Regionen angesiedelt sind, etwa in Australien oder Argentinien, wo Fortescue Future Industries Kapazität von umgerechnet 15 Mio. t/a an Wasserstoff bis 2030 aufbauen möchte [Kempkens (2021); Newbery (2021)].

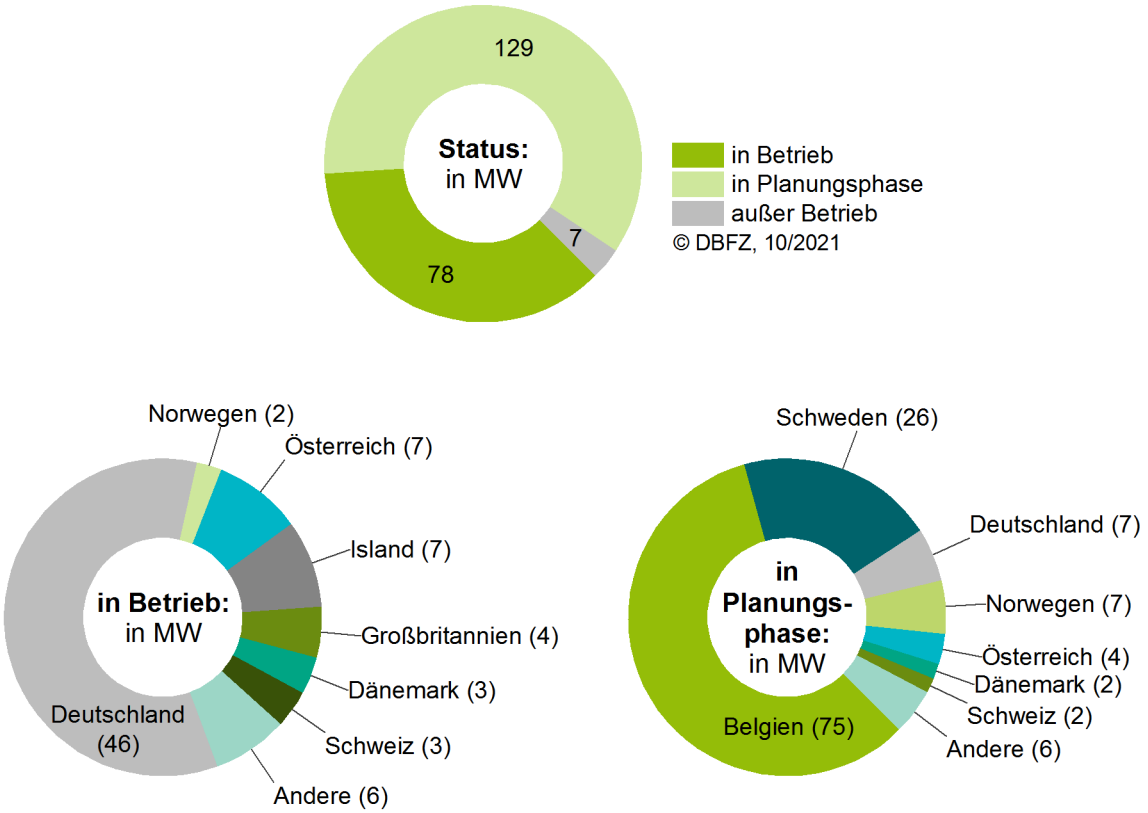


Abbildung 5-12 Erneuerbarer Wasserstoff und dessen Folgeprodukte – europäische Elektrolyseleistung im Jahr 2020, Kapazitäten nicht ausschließlich zur Nutzung im Verkehrssektor, Datenbasis: [Wulf (2020)]

METHANOL als Kraftstoff und vor allem dessen Folgeprodukte Methanol-to-Gasoline (MTG) und Methanol-to-Jet (MTJ) sind als Energieträger für den Verkehrsbereich geeignet. Wenngleich entsprechende Normungen und damit Freigaben im Verkehr bisher noch fehlen, so werden bereits umfangreiche Produktionskapazitäten errichtet und geplant. Denn Methanol dient gleichzeitig als ein vielversprechender erneuerbarer Energieträger in vielen weiteren Branchen. In Abbildung 5-13 wird deutlich, dass die sieben Bestandsanlagen überwiegend biobasiertes Methanol mit jeweils wenigen

Tausend Tonnen pro Jahr produzieren. Die sechs im Bau befindlichen Anlagen bewegen sich alle im industriellen Maßstab von mehr als 100.000 t/a. Die größte im Bau befindliche Anlage soll mit 875.000 t/a im Jahr 2023 in Florida in Betrieb gehen [Landälv (2020)]. Zudem sind weitere Anlagen in Planung, sowohl BTL- und PTL- als auch SynBioPTL-Anlagen (Abschnitt 3.10). Beispielsweise soll in Chile eine PTL-Anlage mit einer MTG-Jahreskapazität von 130 m³/a (0,1 t/a) ab 2022 sowie im nächsten Ausbauschritt von 55.000 m³/a (43,5 Tsd. t/a) ab 2024 entstehen, welche den synthetischen Benzinkraftstoff aus Windenergie, Elektrolyse sowie CO_2-Abscheidung aus der Luft erzeugt [Siemens Energy (2021)].

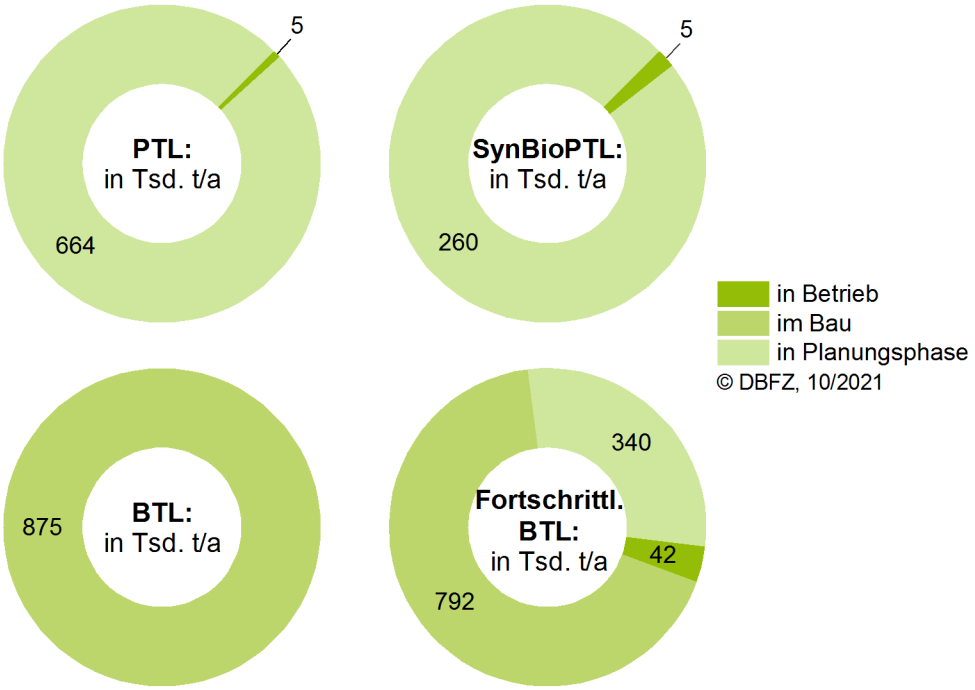


Abbildung 5-13 Erneuerbares Methanol – weltweite Produktionskapazitäten von bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2020, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Hinweis: fortschrittl. BTL ausschließlich aus Ressourcen nach RED II Anhang IX Teil A, Datenbasis: [IHS Markit (2021a)] sowie eigene Recherchen

Darüber hinaus existieren zahlreiche Anlagen zur Produktion von biobasierten Kraftstoffen im Pilot- und Demonstrationsmaßstab oder sind im Bau bzw. in Planung. Sie dienen der technischen Weiterentwicklung innovativer Technologien. Hierzu gehören beispielsweise hydrothermale Prozesse, Vergasung und Pyrolyse. [IEA Bioenergy (2021b)]

Die Entwicklung von biobasierten Fischer-Tropsch-Kraftstoffen hat bereits eine wechselhafte Geschichte hinter sich. Mit Fulcrum Bioenergy Inc. wird in Nevada (USA) ein nächster Schritt zur Kommerzialisierung der Technologie gegangen, wenn auch mit gemischten, nicht ausschließlich biologischen Siedlungsabfällen. Die Anlage soll bis Ende 2021 ihren Betrieb aufnehmen und jährlich 175.000 t aufbereitete feste Siedlungsabfälle in etwa 42.000 m³/a Syncrude umwandeln, welches dann zu Flugkraftstoff, Diesel und Benzin aufbereitet wird. Über den aktuellen Standort hinaus plant Fulcrum acht weitere Anlagenstandorte in den USA, mit einer jährlichen Kapazität von mehr als 400 Mio. US-Gallonen (≈ 1,5 Mio. m³) drop-in-fähigem Kraftstoff. [Fulcrum Bioenergy (2021)]

Die erste PTL-Fischer-Tropsch-Anlage wird in Werlte mit einer Kapazität von 350 t/a betrieben. Weitere PTL-Anlagen sind insbesondere für die Luftfahrt mit einer Gesamtkapazität von ca. 8 Mio t/a in Bau bzw. Planung [futurefuels.blog (2021); INERATEC (2022); Norske (2020); WEF (2021)].

KONTEXTUALISIERUNG EUROPÄISCHER ENTWICKLUNGSZIELE MIT VERFÜGBAREN KAPAZITÄTEN AN FORTSCHRITTLICHEN KRAFTSTOFFEN

Die europäischen Ziele für die Bereitstellung fortschrittlicher Kraftstoffe sollen mittels einer überschlägigen Berechnung den Bedarf an notwendigen Produktionsanlagen aufzeigen: Davon ausgehend, dass der Verbrauch des Flugverkehrs in der Europäischen Union im Jahr 2030 auf dem Niveau des Jahres 2019 (2.566 PJ) sein wird, bedeutet ein Anteil von 5 % fortschrittlicher Flugkraftstoffe einen Energiebedarf von rund 128 PJ für das Jahr 2030. Gleichzeitig benötigt der Straßenverkehr bei einem geschätzten Verbrauch von 12.932 PJ im Jahr 2030 (entspricht dem Verbrauch von 2019) mit einer Mindestquote von 2,2 % rund 284 PJ an fortschrittlichen Energieträgern. Das ergibt in Summe 421 PJ fortschrittliche Energieträger, ohne Berücksichtigung des maritimen Sektors. [Eurostat (2021i)] Beispielhafte Anlagenprojekte für fortschrittliche Energieträger sind:

- Clariant (Rumänien): 50.000 t/a (1,3 PJ/a) Bioethanol aus Stroh [Clariant (2021c)] und
- Verbio (Deutschland): 16,5 MW (0,5 PJ/a) Biomethan aus Stroh [VERBIO Schwedt GmbH (2021)].

Für den oben errechneten Bedarf von 412 PJ fortschrittliche Kraftstoffe werden somit mindestens 300 Clariant- oder 900 Verbio-Anlagen bis zum Jahr 2030 benötigt, wobei die zumindest anteilige Weiterverarbeitung zu erneuerbarem Kerosin noch nicht berücksichtigt ist. Unter Beachtung von notwendigen Bauzeiten (z. B. ca. vier Jahre bei der Clariant-Anlage) sowie weiterer Restriktionen wie geeignete Planung, Baufirmen/Personal oder Investoren erscheint es fraglich [Clariant (2021a)], inwieweit die Ziele der Europäischen Union allein hinsichtlich der notwendigen Produktionskapazität innerhalb der wenigen verbleibenden Jahre erreicht werden können [Clariant (2021c)]. [Clariant (2021c)]

Im Jahr 2020 ist der Anteil von Biokraftstoffen aus Reststoffen aus der Palmölproduktion (POME) in Deutschland auf 3 PJ [Hahn (2021)] stark gestiegen. Hier etabliert sich gegebenenfalls sehr schnell ein starker Hebel, der auch ohne die Entwicklung und Implementierung innovativer Technologien enorme Anteile der gesetzten Ziele abdecken kann. Zwar wird Biokraftstoff aus POME nicht wie andere fortschrittliche Biokraftstoffe doppelt angerechnet[10], ob dieser Nachteil zwingend zu vergleichbaren Wettbewerbsbedingungen für die übrigen fortschrittlichen Biokraftstoffen führt, bleibt aktuell fraglich.

5.4 Handel

In die Europäische Union wurden in den vergangenen Jahren mehr Biokraftstoffe importiert, als aus ihr exportiert wurden (Netto-Import). Der Netto-Import der beiden Biokraftstoffe mit den größten Marktanteilen ging von mehr als 1 Mio. m³ Bioethanol (2012) bzw. 2 Mio. t FAME (2011) auf 174.000 m³ Bioethanol (2018) bzw. 165.000 t FAME (2016) zurück. In den Folgejahren stieg der Netto-Import beider Kraftstoffe wieder (Abbildung 5-14 und Abbildung 5-16).

Der Netto-Import von Bioethanol (inkl. stofflich genutzten Bioethanols) stieg nach 2018 auf bis zu 0,7 Mio. m³ im Jahr 2020 an, was etwa 9 % des Gesamtverbrauchs an Bioethanol als Kraftstoff in der EU entsprach. In den Bilanzen wird ab 2017 Großbritannien nicht mehr als Mitgliedstaat der EU geführt, weshalb diese Exportüberschüsse das Bild nochmals verschieben. Ein wesentlicher Anteil an der Importmenge entfiel bis 2010 auf Brasilien als Herkunftsland. Im Folgejahr 2011 hat dann die Importmenge aus den USA stark zugenommen, ging in den Jahren 2013 bis 2018 allerdings wieder nahezu vollständig zurück. Die Importmengen in den Jahren 2019 und 2020 sind wieder überwiegend

[10] für Mengen jenseits der bis 2030 jährlich definierten Mindestmenge für fortschrittliche Biokraftstoffe (BImSchG)

den Herkunftsländern Brasilien und USA zuzuschreiben, die zugleich die mit Abstand größten nationalen Produktionsmengen im Jahr 2020 realisiert haben, gefolgt von China.

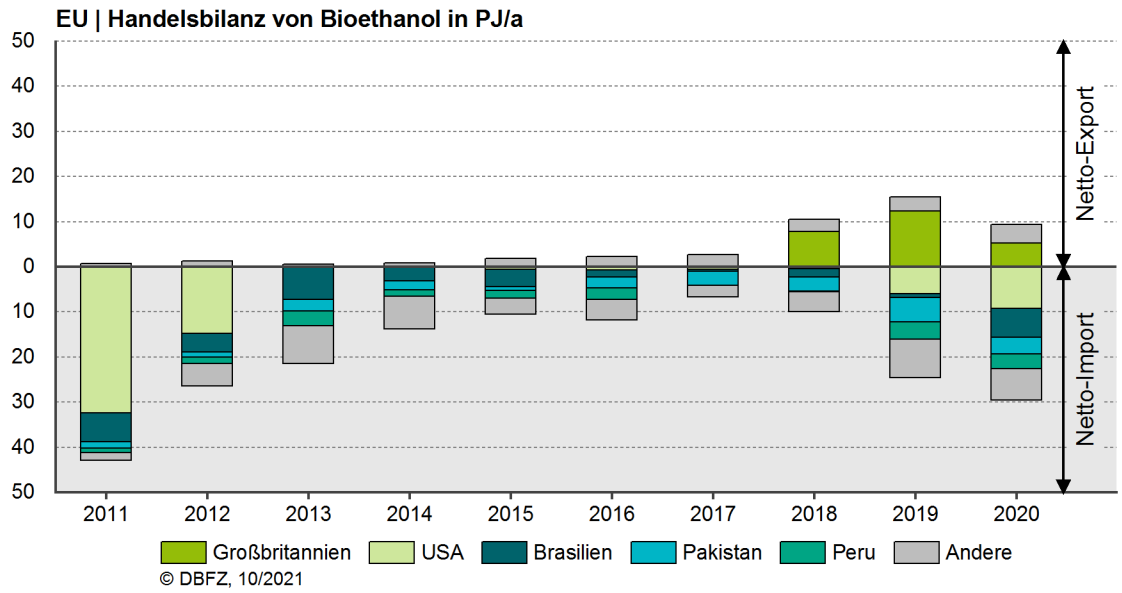


Abbildung 5-14 Bioethanol – Netto-Handelsbilanzen der Europäischen Union, Darstellung enthält auch stofflich genutztes Bioethanol, eigene Berechnung auf Datenbasis: [F.O. Licht (2014b), (2016b), (2017b), (2018b), (2019); IHS Markit (2021b), (2021c), (2021d)]

Mit dem steigenden Verbrauch von Bioethanol als Kraftstoff in Deutschland stiegen auch dessen Importmengen. Im Jahr 2020 wurden etwa 1,4 Mio. m³ über Importe abgedeckt. Gleichzeitig wurden ca. 0,5 Mio. m³ Bioethanol exportiert. Der Import erfolgte größtenteils aus den Niederlanden, aus Belgien, Ungarn und Schweden. Der Export erfolgte im Wesentlichen innerhalb der EU nach den Niederlanden sowie nach Schweden, Dänemark und Frankreich. Die Niederlande sind nur als Zwischenstation für den Export über das Ethanol-Terminal in Rotterdam in nichteuropäische Länder zu betrachten. Der resultierende Netto-Import von 0,9 Mio. m³ (F.O. Licht 2018b) entsprach den Handelsmengen von Bioethanol inklusive dem stofflich genutzten Industrie- und Trinkalkohol. [IHS Markit (2021f)]

Der Anteil der international gehandelten Menge Bioethanol am Gesamtverbrauch stieg in den vergangenen Jahren von 9,1 % im Jahr 2014 auf 13,4 % im Jahr 2020. Auch Bioethanol wird damit überwiegend im Binnenmarkt gehandelt und genutzt. Wie Abbildung 5-15 zeigt, sind vor allem Südamerika (Brasilien) und Nordamerika (USA) Netto-Exportländer, während die Europäische Union und Asien (hier neben China und Japan auch Südkorea, die Philippinen und Indien) Netto-Importeure sind.

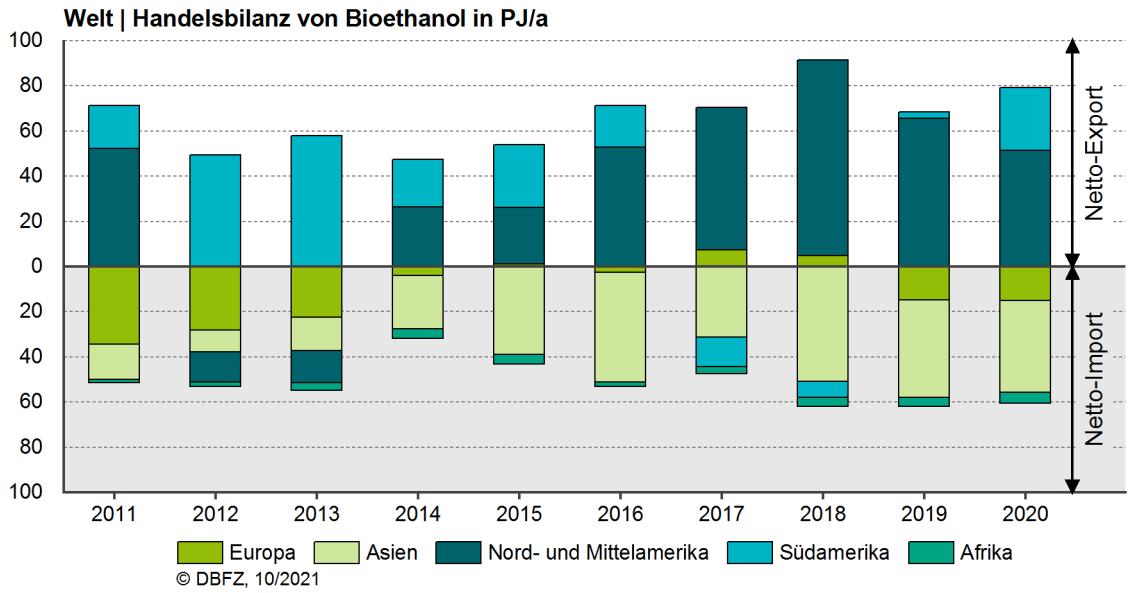


Abbildung 5-15 Bioethanol – weltweite Netto-Handelsbilanzen , Darstellung enthält auch stofflich genutztes Bioethanol, eigene Berechnung auf Datenbasis: [F.O. Licht (2012b), (2015c), (2016c); IHS Markit (2020b)]

Auf europäischer Ebene lag im Jahr 2018 der Netto-Import von FAME bei 2,5 Mio. t, was etwa 18 % des FAME-Gesamtverbrauchs der EU entsprach (Abbildung 5-16). Wesentliche Ursprungsländer der FAME-Importe sind Argentinien, Malaysia, China und Indonesien. Insgesamt steigt vor allem die Nutzung von Altspeisefetten stetig. Im Jahr 2020 wurden insgesamt etwa 2,5 Mio. t FAME aus Altspeisefetten nach Europa importiert, davon etwa 1,1 Mio. t allein aus China [IHS Markit (2021j)].

Vor allem regulatorische Maßnahmen mit Antidumpingzöllen begründen die volatilen Handelsbilanzen über die Jahre hinweg. Um eine Doppelförderung zu verhindern (im Ursprungsland und innerhalb der EU), hat die EU am 27.05.2013 Antidumpingzölle für FAME aus Argentinien und Indonesien erlassen [(2013)] sowie im September 2017 ergänzende Antidumpingzölle für beide Ursprungsländer definiert [Durchführungsverordnung (EU) 2017/1578 (2017)]. Während im Jahr 2012 die Importmengen von FAME aus Argentinien und Indonesien mit 1,4 Mio. t/a bzw. 1,1 Mio. t/a noch sehr hoch lagen, sind sie in den Folgejahren stark eingebrochen. Weitere Antidumpingzölle sind für FAME aus den USA für fünf Jahre ab 2021 festgeschrieben worden [Durchführungsverordnung (EU) 2021/1266 (2021)].

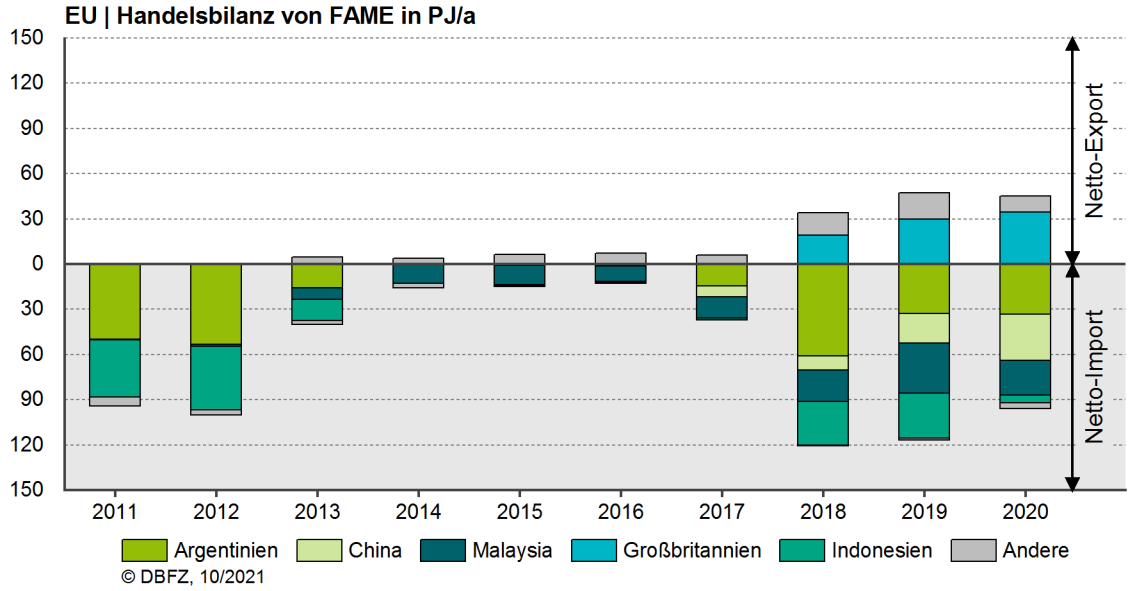


Abbildung 5-16 FAME – Netto-Handelsbilanzen der Europäischen Union, eigene Berechnung auf Datenbasis: [F.O. Licht (2014b), (2016b), (2017b), (2018b), (2019); IHS Markit (2021b), (2021c), (2021d)]

Von den in Deutschland produzierten oder genutzten Biokraftstoffen wurden und werden signifikante Mengen international gehandelt. Hauptabnehmer sind die Niederlande (inkl. Export über Rotterdam), Belgien, Polen, die USA und Österreich. Der Import erfolgt im Wesentlichen aus den Niederlanden, aus Belgien, Großbritannien und Polen. In der Gesamtbilanz ergab sich dabei für Deutschland für das Jahr 2020 ein Export von FAME in Höhe von 2,3 Mio. t sowie ein Import von FAME in Höhe von 1,4 Mio. t. (F.O. Licht 2018b) Die in Deutschland genutzte Menge an HVO/HEFA-Diesel wurde vollständig importiert [IHS Markit (2021f)].

Der Anteil der weltweit gehandelten Mengen FAME und HVO/HEFA-Diesel (Abbildung 5-17) an der Gesamtmenge von FAME und HVO/HEFA-Diesel schwankte in den vergangenen Jahren zwischen 15 und 20 %[11]. Demnach wird der überwiegende Teil auch direkt in den Erzeugerländern als Kraftstoff genutzt. Die Europäische Union exportierte im Jahr 2020 etwa 1,9 Mio. t an FAME und HVO/HEFA-Diesel, davon etwa 1,6 Mio. t FAME und 0,3 Mio. t HVO/HEFA-Diesel. Die in Singapur produzierten 0,7 Mio. t HVO/HEFA-Diesel dürften nahezu vollständig exportiert worden sein, während die USA im Jahr 2020 in Summe etwa 0,9 Mio. t HVO/HEFA importierten. [IHS Markit (2020c)]

[11] Handelsmengen innerhalb der EU wurden nicht berücksichtigt.

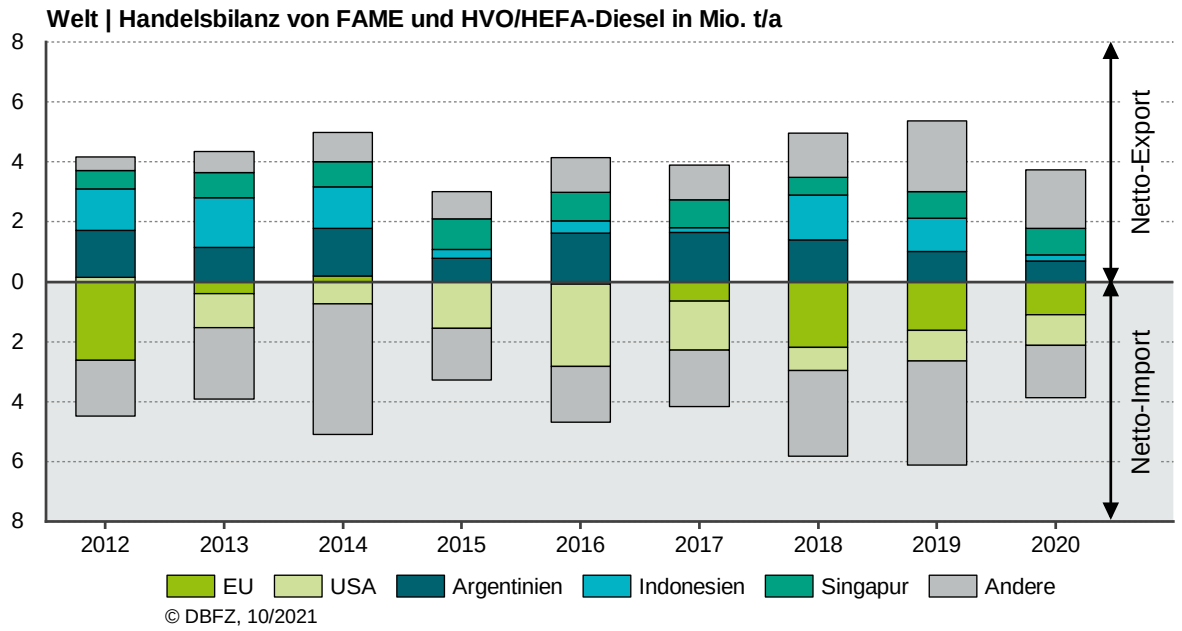


Abbildung 5-17 FAME und HVO/HEFA-Diesel – weltweite Netto-Handelsbilanzen, eigene Berechnung auf Datenbasis: [IHS Markit (2020c)]

Ressourcenherkunft von Biokraftstoffen innerhalb der THG-Quote

Die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) veröffentlicht jährlich einen Evaluations- und Erfahrungsbericht für zertifizierte Biokraftstoffe, die auf die deutsche THG-Quote angerechnet werden. In Abgrenzung zu den zuvor genannten Daten, bei denen die ersten bzw. letzten Handelspartnerländer für Export und Import der gehandelten Kraftstoffe beschrieben werden, können mithilfe dieses Berichts die Herkunftsländer der Ressourcen identifiziert werden. Die in dem Bericht veröffentlichten Daten ermöglichen keinen Hinweis darauf, in welchem Land der jeweilige Kraftstoff produziert wird. Theoretisch können die Ressourcen in den jeweiligen Herkunftsländern, in Deutschland oder in Drittländern in Kraftstoffe konvertiert werden. Der Bericht ist damit ein ergänzender Indikator für die Handelswege von in Deutschland auf die THG-Quote angerechneten erneuerbaren Kraftstoffen.

Aktuell werden vor allem Kraftstoffe aus pflanzenbasierten Ressourcen (biogene Hauptprodukte) und abfall- und reststoffbasierten Ressourcen in Deutschland auf die THG-Quote angerechnet (Abschnitt 4.2.1). Bei den biogenen Hauptprodukten handelt es sich um typische Energiepflanzen wie Raps, Mais und Weizen sowie Palmöl. Die wesentlichen Herkunftsländer in dieser Kategorie (Abbildung 5-18) sind Indonesien (Palmöl für 20,0 PJ Kraftstoffe), Deutschland (Raps für 13,8 PJ Kraftstoffe), die Ukraine (Mais für 10 PJ), Ungarn (Mais für 5,2 PJ) und Polen (Raps für 1,9 PJ Kraftstoffe, Mais für 1,8 PJ Kraftstoffe, Triticale für 1,2 PJ Kraftstoffe). Als weitestgehend neue Ressource ist in den letzten Anrechnungsjahren *Brassica carinata*, welche zukünftig eventuell als eine fortschrittliche Ressource deklariert wird, mit geringen Mengen (umgerechnet 0,1 PJ Kraftstoff) aus Uruguay und den USA hinzugekommen. [BLE (2020), (2021b)]

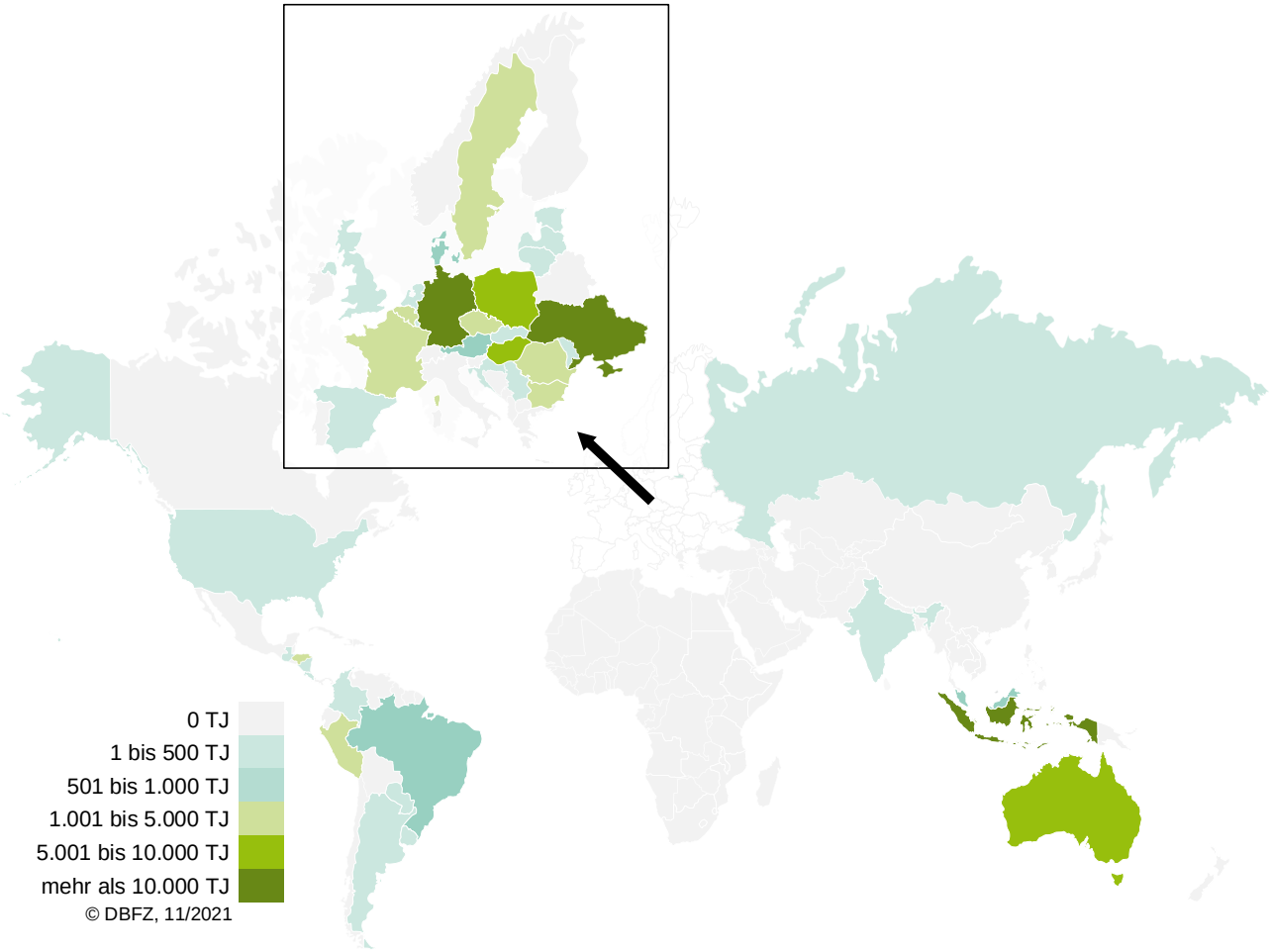


Abbildung 5-18 Herkunftsländer biogener Hauptprodukte zur Erfüllung der deutschen THG-Quote im Jahr 2019, Datenbasis: [BLE (2020), (2021b)]

Wie in Abbildung 5-19 ersichtlich, sind bei den biogenen Abfall- und Reststoffen (Abschnitt 4.2.1) deutlich mehr Länder beteiligt als bei den biogenen Hauptprodukten (Abbildung 5-18). Das kann unter anderem daran liegen, dass UCO auch in großen HVO/HEFA-Raffinerien verwendet wird, die ihre Ressourcen noch einmal deutlich breiter beziehen als einzelne Ethanol- und FAME-Anlagen. Die treibenden Herkunftsländer bei den Abfall- und Reststoffen sind China (umgerechnet 9,5 PJ Kraftstoff), Deutschland (7,2 PJ Kraftstoff), Polen (2,6 PJ Kraftstoff), die Niederlande (2,2 PJ Kraftstoff) und Indonesien (1,4 PJ Kraftstoff). [BLE (2020), (2021b)]

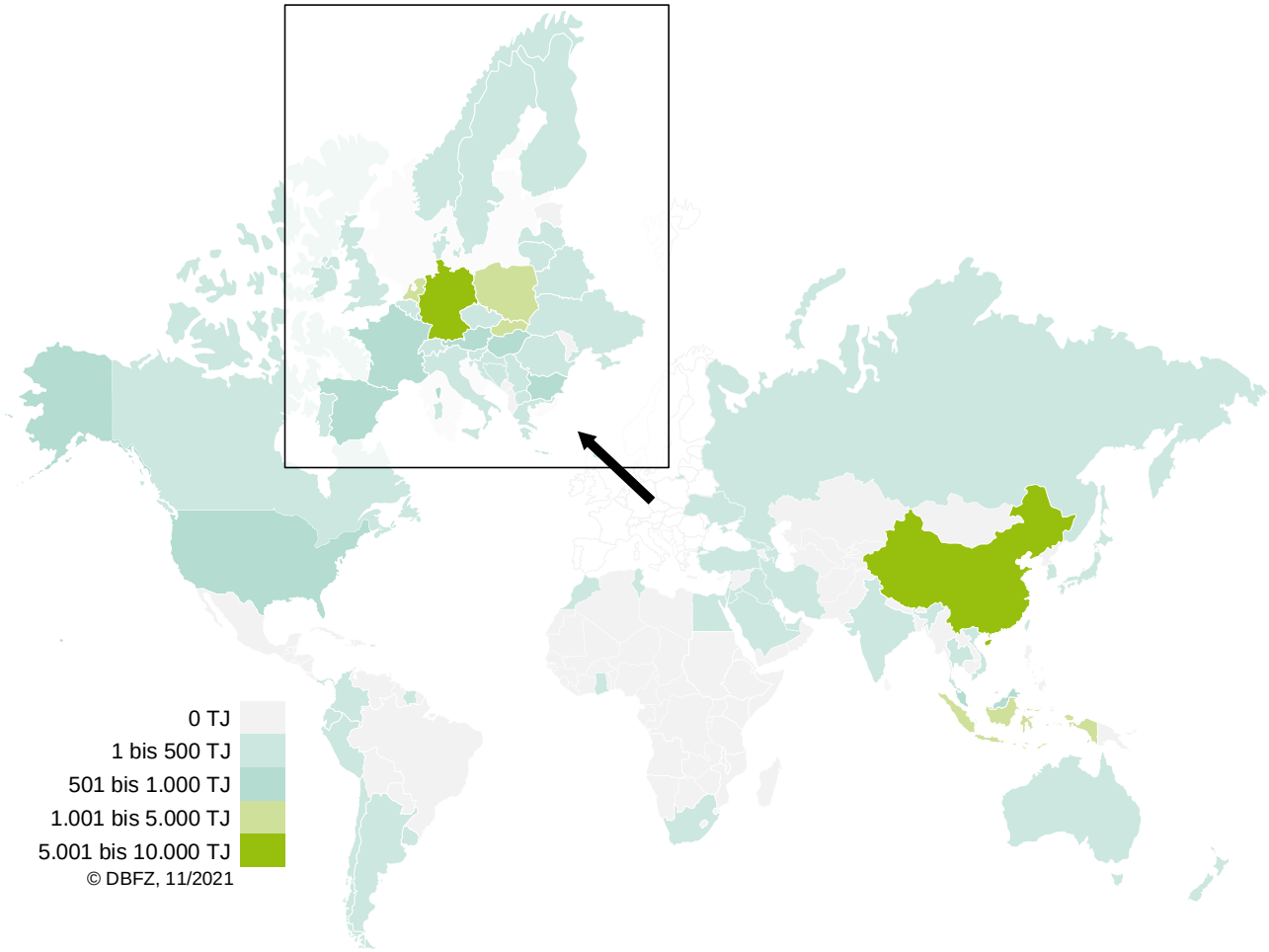


Abbildung 5-19 Herkunftsländer biogener Abfall- und Reststoffe zur Erfüllung der deutschen THG-Quote im Jahr 2019, Datenbasis: [BLE (2020), (2021b)]

5.5 Nutzung

Der Verkehrssektor ist wie kein anderer von der Nutzung fossilen Erdöls als Ressource bei zugleich enormem weltweitem Wachstum des Endenergiebedarfs geprägt, wie bereits Abbildung 5-1 zeigt.

In **Deutschland** ist mit dem Anstieg der Treibhausgasquote von vormals 4 % auf 6 % im Jahr 2020 [THGMQWG (2021)] auch die eingesetzte Biokraftstoffmenge deutlich gestiegen. Wie Abbildung 5-20 zeigt, waren im Jahr 2020 von etwa 2.283 PJ eingesetzten Energieträgern im Straßenverkehr etwa 168 PJ aus erneuerbaren Quellen, was einem Anteil von 7,3 % entspricht. FAME und HVO als Dieselsubstitute spielen die wesentliche Rolle, wobei FAME mit 89 PJ den größten Anteil stellte. Während die FAME-Menge gegenüber 2019 nahezu identisch blieb, stieg die Menge des eingesetzten HVO-Diesel signifikant von 2 PJ im Vorjahr auf 44 PJ im Jahr 2020, was auch etwa dem Doppelten des bisherigen Allzeithöchststandes von 21 PJ im Jahr 2013 [BLE (2014)] entspricht. Bioethanol als Kraftstoffkomponente (inkl. der Anteile in Ethyl-tertiär-butylether) kam mit einer gegenüber dem Vorjahr leicht reduzierten Menge von 30 PJ zum Einsatz. In der Treibhausgas-Quote sind Biomethan (2,6 PJ), Strom (0,4 PJ) und Wasserstoff (0,01 PJ) weiter von untergeordneter, wenn auch zunehmender Bedeutung. Zudem können noch bis zum Jahr 2021 ausgewählte fossile Kraftstoffe mit einem Treibhausgasvorteil auf die Quote angerechnet werden. Im Jahr 2020 waren das 14,7 PJ LPG sowie 944 GWh (3,4 PJ) CNG und LNG Ein Biokraftstoffanteil von 6 PJ entsprach im Jahr 2020 den Anforderungen für eine Anrechnung auf die

separate Quote für fortschrittliche Kraftstoffe. Da bei 0,05 % Quotenziel im Jahr 2020 lediglich etwa 1 PJ erforderlich gewesen wäre, steht die Übererfüllungsmenge von 5 PJ für das Folgejahr zur Verfügung [Zoll (2021)].

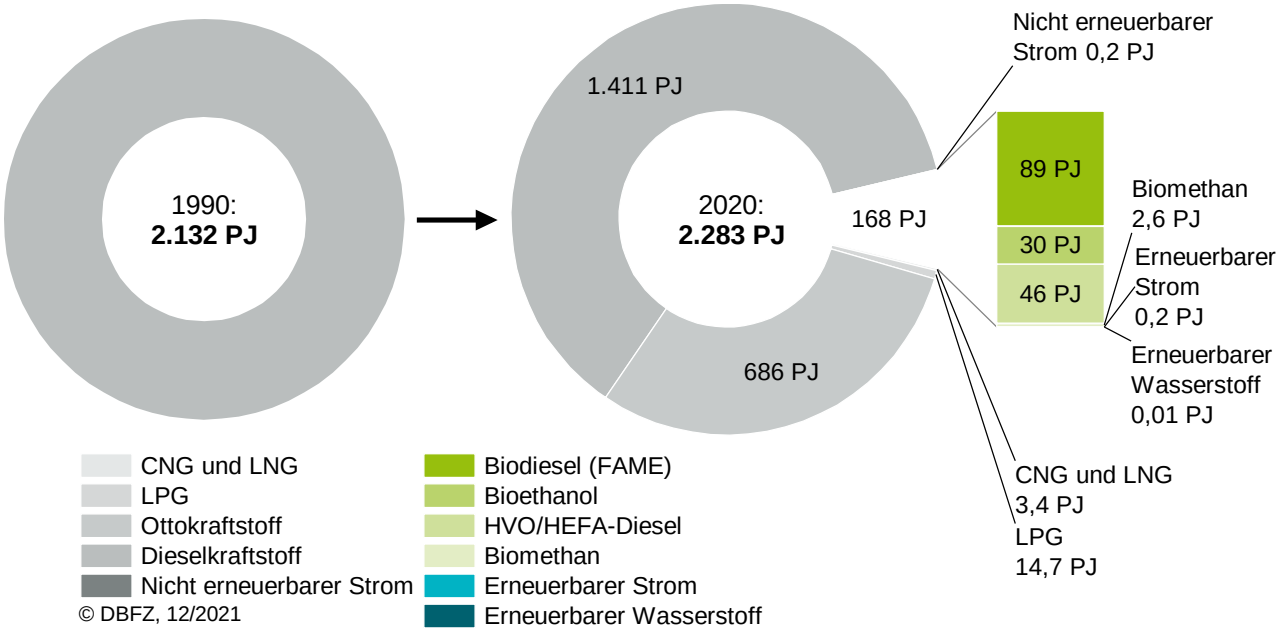


Abbildung 5-20 Nutzung Energieträger im Straßenverkehr in Deutschland, eigene Darstellung auf Datenbasis: fossiler Diesel- und Ottokraftstoff [BAFA (2021a)], Biokraftstoffe [BLE (2021d)], sonstige [Zoll (2021)], Hinweis: Otto- und Dieselkraftstoffmenge reduziert um Schätzwert (in Summe 110 PJ) für nicht im Straßenverkehr genutzten Anteil am Gesamtabsatz

Die Entwicklung der Biokraftstoffproduktion und -nutzung in Deutschland ist geprägt durch sich immer wieder ändernde rechtliche Rahmenbedingungen. Anfänglich, das heißt in den Jahren bis 2007, wurden aufgrund deutlich reduzierter Steuersätze vor allem Reinkraftstoffe in Form von FAME und Pflanzenöl eingesetzt Abbildung 5-21). Vor allem zwischen 2004 und 2007 sind die Mengen von etwa 40 PJ auf 166 PJ im Verhältnis stark angestiegen. In den Folgejahren ging die als Reinkraftstoff eingesetzte Menge mit der abnehmenden steuerlichen Vergünstigung schnell wieder zurück. Inzwischen finden sich Reinkraftstoffe lediglich noch in Nischenanwendungen wieder. Der Großteil der Biokraftstoffe wird heute als Beimischung zu den fossilen Kraftstoffen Benzin und Diesel eingesetzt.

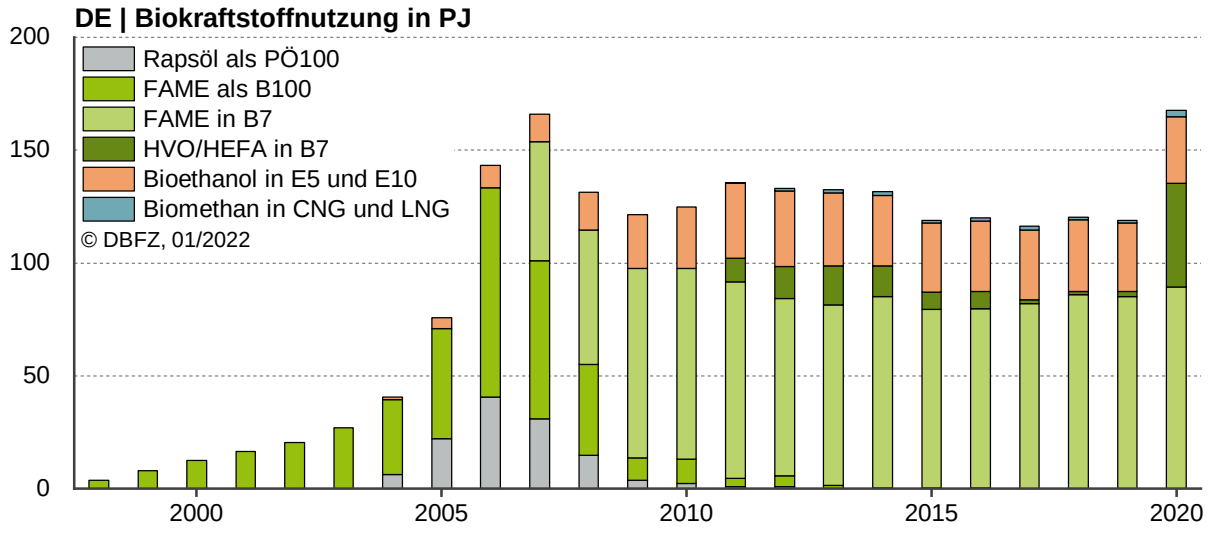


Abbildung 5-21 Biokraftstoffnutzung in Deutschland, eigene Berechnung auf Datenbasis: [BLE (2013), (2016), (2019), (2021d); Lenz (2021)]

In den Mitgliedstaaten der **Europäischen Union** wird die Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor stark durch entsprechende Rahmenbedingungen begleitet und gelenkt. Abbildung 5-22 zeigt die im Straßenverkehr der EU 28 eingesetzten Energieträger für das Jahr 2019. Der Anteil erneuerbarer Energieträger lag im Jahr 2019 bei 5,7 %. Für das Jahr 2020 definierte die RED das Ziel von 10 % erneuerbaren Energien im Straßen- und Schienenverkehr der EU, wobei einige Optionen mehrfach angerechnet werden. Dieser Ansatz soll insbesondere förderungswürdige Optionen unterstützen, führt jedoch zu einer bilanziellen Verfälschung der Zielgröße, und das theoretische Ziel von 10 % kann beispielsweise bereits mit realen geringeren Beiträgen erreicht werden. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass in der Europäischen Union, analog zur Entwicklung in Deutschland, der relative Anteil an erneuerbaren Energien im Straßen- und Schienenverkehr im Jahr 2020 nochmals angestiegen ist.

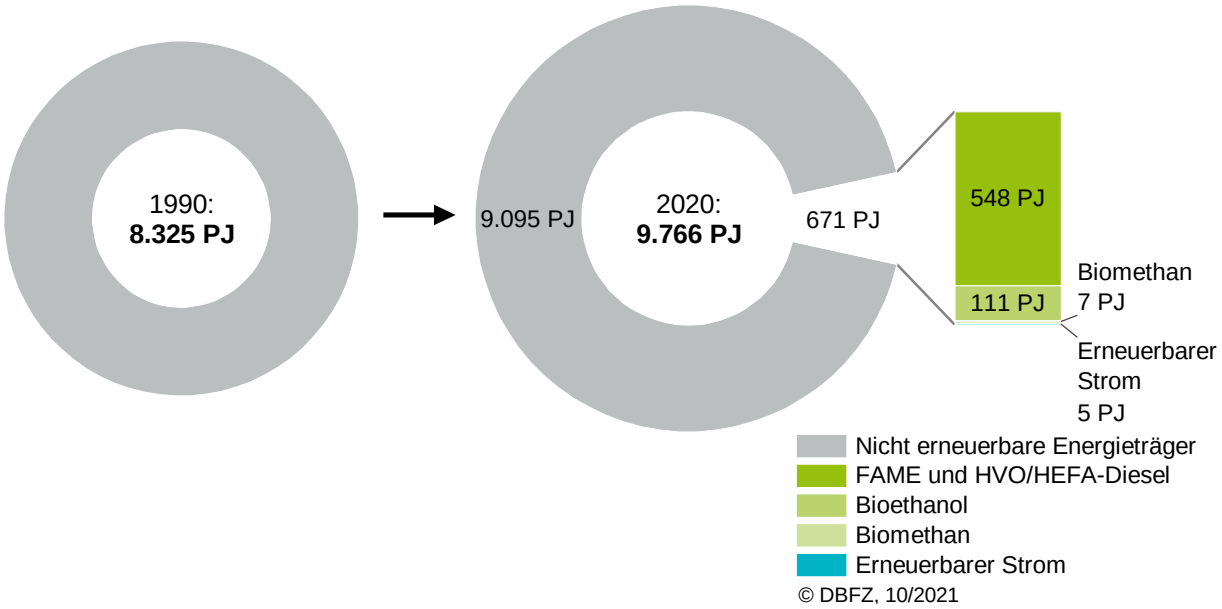


Abbildung 5-22 Nutzung von nicht erneuerbaren und erneuerbaren Energieträgern im Straßenverkehr der Europäischen Union, Hinweis: EU-27, Datenbasis: [Eurostat (2021c)]

Die **WELTWEITE NUTZUNG VON BIOKRAFTSTOFFEN** entspricht weitestgehend der jährlichen Produktion, ab- bzw. zuzüglich eventueller zwischenjähriger Verschiebungen durch Abnahme oder Aufbau von Lagerbeständen. Darüber hinaus findet eine regionale Verschiebung der Rohstoffe und Kraftstoffe zwischen den Erzeuger- und den Verbraucherländern statt. Dieser internationale Handel wird in Abschnitt 5.4 thematisiert.

Exkurs 6: Bioethanol als Kraftstoff in Brasilien

In Brasilien basiert der Kraftstoffmarkt für Pkws weitgehend auf Bioethanol und Benzin. Mit Elektro- und Erdgas betriebene Fahrzeuge spielen nur eine untergeordnete Rolle. Darüber hinaus sind Dieselmotoren in Pkws aufgrund der damaligen hohen Ölimportraten und der Versorgungsprobleme in Brasilien seit 1976 verboten [Motoki (1994)]. Seit 1975 hat die brasilianische Regierung die Entwicklung von Motoren, die mit hydriertem Ethanol (Wassergehalt von ca. 6,8 % v/v) oder mit einer Mischung aus wasserfreiem Ethanol (Wassergehalt von weniger als 0,7 % v/v) und Benzin betrieben werden können, gefördert, da Bioethanol als Nebenprodukt der bereits damals umfangreichen Zuckerproduktionen selbst hergestellt werden konnte [Geisel (1975); Lael, Manoel Regis Lima Verde (2020)]. Seitdem hat sich der Anteil von wasserfreiem Ethanol in Benzin häufig geändert und beträgt seit 2014 27 % v/v (E27) [Ministério da Agricultura (2015)].

Im Jahr 2003 wurden in Brasilien die ersten Flex-Fuel-Fahrzeuge (FFV) mit einem zuverlässigen Kraftstofferkennungssystem zugelassen. Mit deren Weiterentwicklung stieg der Marktanteil von Flex-Fuel-Fahrzeugen von 3,5 % im Jahr 2003 auf 96,5 % im Jahr 2019 [ANFAVEA (2008); Joseph Jr (2013); UNICA (2020)].

In der Praxis ermöglicht die Verfügbarkeit der beiden Kraftstoffoptionen dem Endverbraucher, seine Kaufentscheidung an den Verbraucherpreis anzupassen. Abbildung 5-23 zeigt die Entwicklung des monatlichen Verbrauchs von E27 (aufgeteilt nach Benzin- und Bioethanolanteil) und wasserhaltigem Ethanol (E100) sowie die inflationsbereinigten Preise der beiden Kraftstoffoptionen für Brasilien von 2001 bis 2019 [Banco Central do Brasil (2022); Ministério de Minas e Energia (2021)].

Die Kraftstoffpreise in Brasilien schwanken in Abhängigkeit von Kraftstoffangebot und Lieferkette. Die variable Nutzbarkeit beider Kraftstoffoptionen in den Flex-Fuel-Fahrzeugen führt dann zu einem entsprechenden Absatz, wie beispielsweise in den Jahren 2018/2019, als der niedrigere Preis von E100 zu deutlich steigenden Marktanteilen führte. Jedoch zeigen sich auch regionale Unterschiede. So waren im Februar 2011 die mittleren Preise für Benzin und Ethanol in Brasilien gleich (26,7 R$/GJ), jedoch lagen in den Bundesstaaten Mato Grosso und Roraima die Preise für Benzin bzw. Ethanol bei 29,7 R$/GJ bzw. 29,09 R$/GJ und 28,4 R$/GJ bzw. 33,63 R$/GJ. Damit ist es für den Endverbraucher in einem Bundesstaat finanziell vorteilhaft Benzin E27 und in dem anderen Ethanol E100 zu tanken.

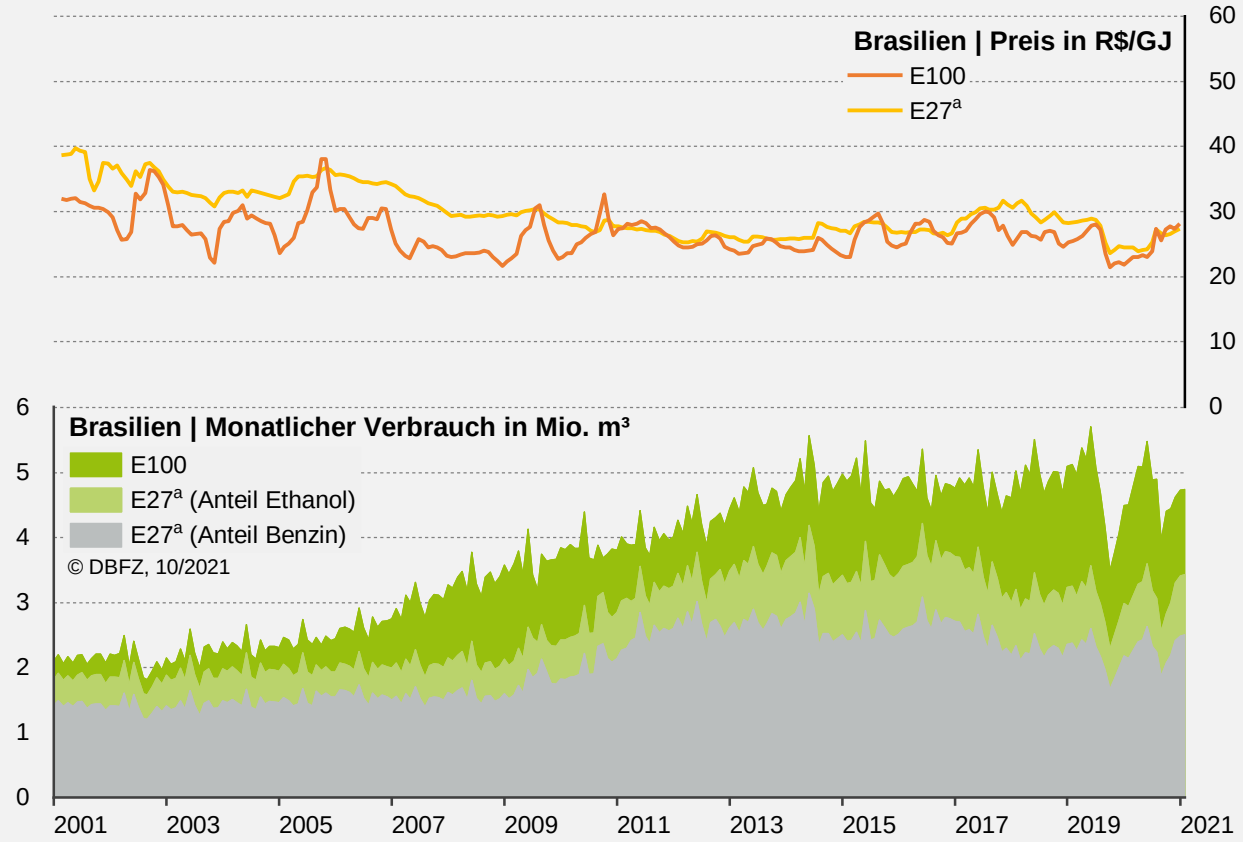


Abbildung 5-23 Monatlicher Verbrauch und Preis von Benzin und Bioethanol in Brasilien zwischen 2001 und 2021, Hinweis: Preis ist inflationsbereinigt; [a] E27 entspricht: E27 von 2014 bis 2021, E25 in 2002 bis 2005 und 2007 bis 2010, E23 in 2006 und E20 in 2011 und 2012; eigene Darstellung auf Datenbasis von [Banco Central do Brasil (2022); Ministério de Minas e Energia (2021)]

6 Anwendung von erneuerbaren Energien im Verkehr

JÖRG SCHÖDER, EDGAR REMMELE UND KLAUS THUNEKE

Weiterführende Informationen:

Aktuell werden in den 27 EU-Staaten erneuerbare Energieträger in der Regel als Beimischung zu fossilen Kraftstoffen eingesetzt, um die europäischen Ziele von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor zu erreichen. Die verbreitetsten Beimischungsanteile finden im straßengebundenen Verkehr Anwendung und liegen bei

- maximal 7 % v/v Biodiesel (FAME) zu fossilem Diesel (B7),
- maximal 5 % v/v Bioethanol zu Ottokraftstoff (E5),
- maximal 10 % v/v Bioethanol zu Ottokraftstoff (E10),
- einem unbestimmten Anteil bis hin zu einem vollständigen Ersatz von Erdgas durch erneuerbares Methan sowie
- einem unbesimmten Anteil bis hin zur vollständigen Substitution des nationalen Stromangebotes durch erneuerbaren Strom.

Darüber hinaus werden in einigen Mitgliedstaaten auch höhere Beimischungen bzw. reine erneuerbare Energieträger genutzt. Bekannte Beispiele sind die Nutzung von HVO/HEFA (hydroprozessierte Pflanzenöle bzw. hydroprozessierte Ester und Fettsäuren, engl.: Hydrotreated Vegetable Oils bzw. Hydrotreated Esters and Fatty Acids – HVO bzw. HEFA) in z. B. Schweden [Sherrard (2017)], Finnland [Neste Oyj (2021)] und den Niederlanden [OrangeGas (2021)] sowie E85 in Frankreich und Schweden [Sherrard (2017)]. Abbildung 6-1 gibt hierzu einen Überblick.

Auch weltweit dominiert die Beimischung von Bioethanol zu Ottokraftstoff und Biodiesel (FAME) zu Dieselkraftstoff. Insbesondere in Brasilien hat sich Bioethanol als Hauptkraftstoff neben konventionellem Benzin im motorisierten Individualverkehr etabliert. Hier liegt die Beimischung von Bioethanol zu Benzin bei mindestens 27 % v/v und kann sich je nach tagesaktuellem Angebot auf 100 % erhöhen [Queensland University of Technology (2020)]. Weitere Staaten mit Blendmandaten für Bioethanol über 20 % v/v sind Paraguay und Argentinien (beide E25) [Ioannis Pappis (2021); Queensland University of Technology (2020)]. Die USA als stärkster Absatzmarkt für Kraftstoffethanol nutzen derweil E10 sowie regional E15 und E85 [Queensland University of Technology (2020); Wright (2020)]. Bei FAME haben jeweils Costa Rica und Indonesien mit 20 % v/v die höchsten Mandate. Die absatzstärksten Biodiesel-Märkte USA, China, Brasilien und Frankreich haben Blendmandate zwischen 5 und 10 % v/v installiert [Queensland University of Technology (2020); Wright (2020)].

Sowohl in Luftfahrt als auch in der seegehenden Schifffahrt finden erneuerbare Energien bis auf wenige Demonstrationsvorhaben bzw. lokale Lieferverträge aktuell keine Anwendung. Es ist jedoch davon auszugehen, dass zumindest in der Luftfahrt die Zahl der Flugbewegungen mit SAF als Beimischung in den kommenden Jahren ansteigen wird. Eine Vorreiterrolle nehmen hier unter anderem die Flughäfen Los Angeles International Airport (LAX, seit 2016) und San Francisco International Airport (SFO, seit 2020) ein [Greenair (2019), (2020a), (2020b); Wright (2020)].

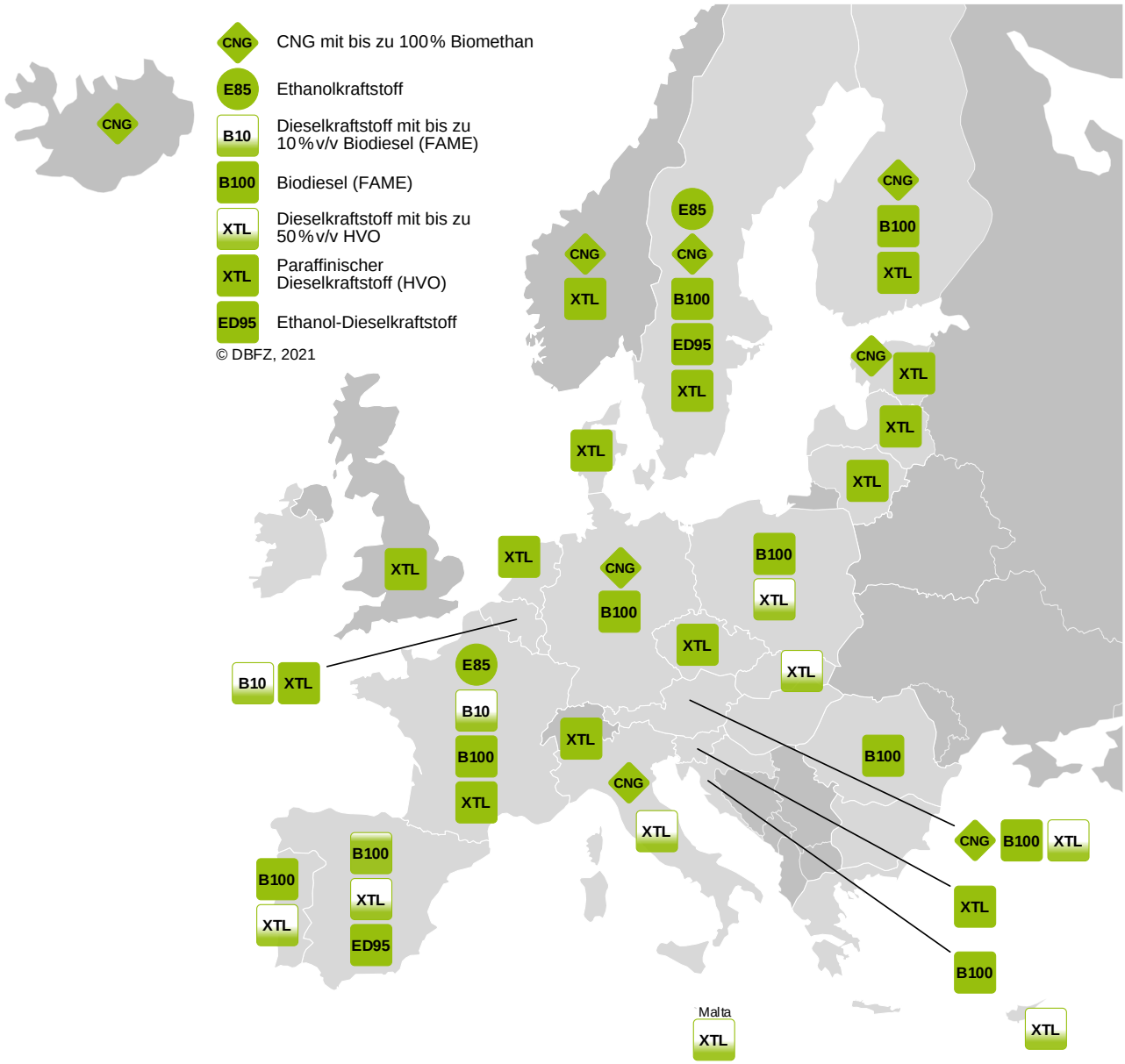


Abbildung 6-1 Länderspezifische Kraftstoffoptionen für Straßenfahrzeuge mit nennenswerten Anteilen an erneuerbaren Kraftstoffen außerhalb der Normen EN 228 und EN 590, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Datenbasis: [Eurostat (2021h)]

Neben den bereits etablierten Energieträgern wird auf Basis der in Abschnitt 3 beschriebenen Technologien eine Vielzahl weiterer Energieträger für die verschiedenen Antriebskonzepte diskutiert. In der nachfolgenden Abbildung 6-2 werden die Optionen anhand ihrer Eignung bei den verschiedenen Antrieben Diesel- und Ottomotor, Turbine und Elektroantrieb (via Brennstoffzelle, Batterie/Oberleitung) nach sehr gut geeignet (✓), geeignet (✓) und nicht geeignet (weiß) eingeteilt.

	Dieselmotor	Ottomotor	Turbine	Elektromotor (Brennstoffzelle)	Elektromotor (Batterie oder Oberleitung)
Strom					✓
Wasserstoff	✓	✓		✓	
Methan (CNG)	✓	✓			
Methan (LNG)	✓	✓			
Methanol	✓	✓		✓	
MTG		✓			
MTJ					
Ethanol	✓	✓		✓	
ATJ			✓		
Pflanzenöl	✓				
FAME	✓				
HVO/HEFA	✓	✓	✓		
DME/OME	✓		✓		
Fischer-Tropsch	✓	✓	✓		

Abbildung 6-2 Energieträger eingeteilt nach Antriebskonzepten, Legende: sehr gut geeignet (✓), geeignet (✓) und nicht geeignet (weiß)

6.1 Kraftstoffnormen und -kennzeichnungen

In Kraftstoffnormen sind die Qualitätsanforderungen an Kraftstoffe definiert. Sie sind Voraussetzung für eine hohe Betriebssicherheit von Motoren sowie die Einhaltung von Emissionsgrenzwerten und dienen als Bezugsbasis für den Handel mit Kraftstoffen. In den Kraftstoffnormen sind qualitätsbestimmende Kenngrößen mit den jeweiligen Grenzwerten und Prüfverfahren festgelegt sowie die Güte der Messverfahren berücksichtigt. Kraftstoffnormen geben Rechtssicherheit und sind daher eine Grundvoraussetzung für die Markteinführung und Verbreitung von alternativen Kraftstoffen.

Für einen großen Teil fossiler Kraftstoffe mit biogenem Blendanteil sowie für Biokraftstoffe als Rein- oder Blendkraftstoff, die für den Antrieb von Diesel- und Ottomotoren sowie Flugturbinen eingesetzt werden können, sind zwischenzeitlich auf europäischer oder nationaler Ebene Anforderungsnormen festgelegt worden. Die Auflistungen unter den Abschnitten 6.1.1 bis 6.1.4 geben hierzu einen Überblick. Eine Auswahl an ausstehenden Anforderungsnormen für Kraftstoffkombinationen, die in der Wissenschaft diskutiert werden, wird in Tabelle 6-1 dargestellt.

Tabelle 6-1 Kraftstoffoptionen ohne bekannte europäische oder deutsche Normungsaktivitäten, ohne Anspruch auf Vollständigkeit

Kraftstoff	Einsatzbereich
Ethanol-Benzin-Gemisch (E20)	Straße (Verbrennungsmotor)
Ethanol-Dieselkraftstoff (ED95)	Straße (Verbrennungsmotor)
HEFA/FT-Benzin	Straße (Verbrennungsmotor)
Methanol (M100)	Straße (Brennstoffzelle)
Methanol (M100)	Schiff (Verbrennungsmotor)
Methanol als Blendkomponente	Straße (Verbrennungsmotor)
Methanol-Benzin-Gemisch (M5 bis M85)	Straße (Verbrennungsmotor)
Methanol-Ethanol-Benzin-Gemisch (A20)	Straße (Verbrennungsmotor)
Methanol-to-Gasoline (MTG)	Straße (Verbrennungsmotor)
Methanol-to-Jet (MTJ)	Luftfahrt (Turbine)

Speziell in Deutschland dürfen ausschließlich die in der 10. BImSchV gelisteten Kraftstoffe in Verkehr gebracht werden (Abschnitt 1.5.1). Diese Kraftstoffe müssen entsprechend der DIN EN 16942 (Kraftstoffe – Identifizierung der Fahrzeug-Kompatibilität – Graphische Darstellung zur Verbraucherinformation; Deutsche Fassung EN 16942:2016+A1:2021) an den Tankstellen gekennzeichnet sein [DIN EN 16942 (2021)]. Eine Aufweitung des Kraftstoffportfolios für geschlossene Fahrzeugflotten mit eigener Tankinfrastruktur (Business-to-Business-Anwendung), wie es in anderen europäischen Ländern möglich ist, ist mit Ausnahme für Flugkraftstoffe nicht gestattet bzw. kann nur in Einzelfällen für Forschungs- und Erprobungszwecke beantragt werden.

6.1.1 Gasförmige Kraftstoffe

DIN EN 589

Kraftstoffe – Flüssiggas – Anforderungen und Prüfverfahren; Deutsche Fassung EN 589, Ausgabe 2019-03. Dieses Dokument legt die Anforderungen und Prüfverfahren für gehandeltes und geliefertes Flüssiggas für Kraftfahrzeuge (engl.: Liquefied Petroleum Gas – LPG) fest. Es gilt für Flüssiggas zum Betrieb von Fahrzeugen, die für den Betrieb mit diesem Kraftstoff bestimmt sind. Kraftstoffe nach dieser Norm dürfen laut 10. BImSchV in Deutschland in Verkehr gebracht werden. LPG wird heute ausschließlich fossil genutzt. [DIN EN 589 (2019)]

DIN EN 16723-2

Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz – Teil 2: Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge; Deutsche Fassung EN 16723-2, Ausgabe 2017-10. Diese Norm enthält Anforderungen an Prüfverfahren für Erdgas und Biomethan sowie Mischungen von Erdgas und Biomethan, die diese am Abgabepunkt (Tankstelle) erfüllen müssen, um als Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge verwendet zu werden. Kraftstoffe nach dieser Norm dürfen laut 10. BImSchV in Deutschland in Verkehr gebracht werden. [DIN EN 16723-2 (2017)]

ISO 16861

Mineralölerzeugnisse – Kraftstoffe (Klasse F) – Spezifikationen für Dimethylether (DME); Deutsche und englische Fassung ISO 16861:2015-05. Diese Norm legt die Qualität von Dimethylether fossilen oder biogenen Ursprungs für die Verwendung als Kraftstoff fest. Zur Normierung von DME wird derzeit eine Vornorm entwickelt (DIN/TS 51698). [ISO 16861 (2015)]

DIN EN 17124

H2

Wasserstoff als Kraftstoff – Produktfestlegung und Qualitätssicherung – Protonenaustauschmembran(PEM)-Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge; Deutsche Fassung EN 17124, Ausgabe 2019-07. Dieses Dokument spezifiziert Wasserstoff als Kraftstoff zum Betrieb von Straßenfahrzeugen mit PEM-Brennstoffzelle als Energiequelle für die Elektromotoren zum Antrieb des Fahrzeugs. Aufgrund der besonderen Empfindlichkeit dieser Antriebssysteme wird auch die Qualitätssicherung des Kraftstoffs Wasserstoff in Bezug auf dessen Reinheit in diesem Dokument besonders betrachtet. Kraftstoffe nach dieser Norm dürfen laut 10. BImSchV in Deutschland in Verkehr gebracht werden. [DIN EN 17124 (2019)]

6.1.2 Flüssige Kraftstoffe für Motoren mit Fremdzündung – „Ottomotoren“

DIN EN 228

E5 E10

Unverbleite Ottokraftstoffe; Deutsche Fassung EN 228:2012+A1:2017, Ausgabe 2017-08. Dieses Dokument legt Anforderungen und Prüfverfahren für gelieferte und in Verkehr gebrachte unverbleite Ottokraftstoffe fest. Es gilt für deren Verwendung in Ottomotoren, die für den Betrieb mit unverbleiten Ottokraftstoffen geeignet sind. Es beschreibt u. a. eine Sorte Ottokraftstoff mit maximal 5 % v/v Ethanol (E5) und eine zweite Sorte Ottokraftstoff mit maximal 10 % v/v Ethanol (E10). Kraftstoffe nach dieser Norm dürfen laut 10. BImSchV in Deutschland in Verkehr gebracht werden. [DIN EN 228 (2017)]

DIN EN 15376

Ethanol zur Verwendung als Blendkomponente in Ottokraftstoff; Deutsche Fassung EN 15376:2014, Ausgabe 2014-12. Diese Norm legt Anforderungen und Prüfverfahren für angeliefertes bzw. vermarktetes Ethanol fest, das als Streckmittel für Kraftstoffe zum Einsatz in Kraftfahrzeugen mit Ottomotor, in Übereinstimmung mit den Anforderungen von EN 228, Verwendung findet. Die Norm ist für Ethanol für den gesamten Blendbereich bis einschließlich 85 % v/v Ethanol anwendbar. [DIN EN 15376 (2014)]

DIN EN 15293

E85

Ethanolkraftstoff (E85) – Anforderungen und Prüfverfahren; Deutsche Fassung EN 15293:2018, Ausgabe 2018-10. Dieses Dokument legt Anforderungen und Prüfverfahren für gehandelten und ausgelieferten Ethanolkraftstoff (E85) fest. Es ist anwendbar auf E85 zur Verwendung in Fahrzeugen mit Ottomotor, die für den Einsatz dieses Kraftstoffs ausgerüstet sind. Kraftstoffe nach dieser Norm dürfen laut 10. BImSchV in Deutschland in Verkehr gebracht werden. [DIN EN 15293 (2018)]

6.1.3 Flüssige Flugturbinenkraftstoffe

ASTM D1655

Standard Specification for Aviation Turbine Fuels, Ausgabe 2018. Die ASTM-Norm legt die Anforderungen an den Flugturbinenkraftstoff „Jet A-1-Kerosin“ fest; eine ISO- oder EN-Norm existiert nicht. [ASTM D1655-20D (2020)]

ASTM D7566

Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons, Ausgabe 2019. Die Qualität von Flugturbinenkraftstoff (Jet A-1-Kerosin) mit einem Anteil synthetischer Kohlenwasserstoffe ist in der ASTM-Norm D7566 beschrieben. Die Kraftstoffe der einzelnen Technologieverfahren werden in den dazugehörigen Anhängen beschrieben. Aktuell werden sieben verschiedene Verfahren beschrieben. [ASTM D7566-20C (2020)]

6.1.4 Flüssige Kraftstoffe für Motoren mit Selbstzündung – „Dieselmotoren“

DIN EN 590

B7

Dieselkraftstoff mit einem Gehalt an Fettsäure-Methylester (FAME) von 7 % v/v; Deutsche Fassung EN 590:2013+A1:2017, Ausgabe 2017-10. Die Norm beschreibt einen Kraftstoff, der maximal 7 % v/v FAME enthalten darf. Außerdem dürfen paraffinische Kohlenwasserstoffkomponenten enthalten sein, zum Beispiel aus Hydrotreatment-Prozessen (HVO) oder Fischer-Tropsch-Prozessen (GTL, BTL) sowie aus der Co-Raffination von erneuerbaren Energieträgern, sofern das Mischprodukt die Anforderungen dieser Norm einhält. In einem Feldversuch wurde zum Beispiel ein DIN EN 590-konformer Diesel „R33“ (ein Blend aus 67 % v/v Dieselkraftstoff, 26 % v/v HVO und 7 % v/v FAME) getestet und nunmehr bei Volkswagen in der Flottenanwendung eingesetzt [DIN EN 590 (2017); Götz (2015); Reichel (2018)]. Kraftstoffe nach dieser Norm dürfen laut 10. BImSchV in Deutschland in Verkehr gebracht werden. Kraftstoffe nach DIN EN 590 werden auch typischerweise als Kraftstoff für die Binnenschifffahrt genutzt.

DIN EN 14214

B100

Fettsäure-Methylester (FAME) zur Verwendung in Dieselmotoren und als Heizöl; Deutsche Fassung EN 14214:2012+A2:2019, Ausgabe 2019-05. In der DIN EN 14214 ist die Qualität von FAME, auch Biodiesel genannt, zum einen für die Verwendung als Reinkraftstoff B100 in Fahrzeugen, die dafür entwickelt oder angepasst wurden, zum anderen als Blendkomponente zu Dieselkraftstoff gemäß den Anforderungen der entsprechenden Normen und als Heizölsubstitut beschrieben. Kraftstoffe nach dieser Norm dürfen laut 10. BImSchV in Deutschland in Verkehr gebracht werden. [DIN EN 14214 (2019)]

DIN EN 16734

B10

Dieselkraftstoff mit einem Gehalt an Fettsäure-Methylester (FAME) von 10 % v/v; Deutsche Fassung EN 16734:2016+A1:2018, Ausgabe 2019-02. Die Norm beschreibt einen Dieselkraftstoff, der bis zu 10 % v/v FAME enthalten darf und in den dafür geeigneten Fahrzeugen innerhalb geschlossener Fahrzeugflotten eingesetzt werden kann. Weitere biogene Komponenten, wie HVO und BTL, dürfen enthalten sein, sofern die Anforderungen dieser Norm erfüllt sind. Die Norm wird nicht in der 10. BImSchV genannt. Eine Anwendung im Straßenverkehr ist entsprechend nicht möglich. [DIN EN 16734 (2019)]

DIN EN 16709

B20 B30

Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B20 und B30); Deutsche Fassung EN 16709:2015+A1:2018, Ausgabe 2019-02. Die Norm beschreibt einen Dieselkraftstoff, der bis zu 20 bzw. 30 % v/v FAME enthalten darf und in den dafür geeigneten Fahrzeugen innerhalb geschlossener Fahrzeugflotten eingesetzt werden kann. Weitere biogene Komponenten, wie HVO und BTL, dürfen enthalten sein, sofern die Anforderungen dieser Norm erfüllt sind. Die Norm wird nicht in der 10. BImSchV genannt. Eine Anwendung im Straßenverkehr ist entsprechend nicht möglich. [DIN EN 16709 (2019)]

DIN EN 15940

XTL

Paraffinischer Dieselkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren; Deutsche Fassung EN 15940:2016+A1:2018+AC:2019, Ausgabe 2019-10. Die Norm definiert die Qualität von Dieselkraftstoff auf der Basis von Synthesegas oder von hydroprozessierten Ölen. Diese Kraftstoffe können in dafür geeigneten Fahrzeugen innerhalb geschlossener Fahrzeugflotten eingesetzt werden [DIN EN 15940 (2019)]. Dieser paraffinische Dieselkraftstoff in Reinform erfüllt nicht die aktuellen Anforderungen der Dieselkraftstoffspezifikation DIN EN 590, er kann jedoch als Beimischung in Dieselkraftstoff verwendet werden, sofern die Anforderungen der DIN EN 590 erfüllt werden. Als Reinkraftstoff kann er in den meisten europäischen Ländern an öffentlichen Tankstellen in Verkehr gebracht werden. Dies gilt nicht für Deutschland, weil er nicht in der 10. BImSchV aufgeführt wird.

DIN 51605
DIN 51623

PÖ

DIN 51605: Rapsölkraftstoff, Ausgabe 2020-11 und DIN 51623: Pflanzenölkraftstoff, Ausgabe 2020-11. Die beiden Normen beschreiben Kraftstoffe aus pflanzlichen Ölen, die in speziell hergestellten oder angepassten, pflanzenöltauglichen Fahrzeugen eingesetzt werden können. Die Normen unterscheiden sich in der zugelassenen Ressourcenbasis für die Kraftstoffbereitstellung: Erlaubt die DIN 51623 alle ölhaltigen Bestandteile von Pflanzen im Allgemeinen, so bezieht sich die DIN 51605 ausschließlich auf Rapssaat. Kraftstoffe nach dieser Norm dürfen laut 10. BImSchV in Deutschland in Verkehr gebracht werden. [DIN 51623 (2020); DIN 51605 (2020)]

DIN/TS 51699

Das Deutsche Institut für Normung arbeitet an einem Entwurf für eine Anforderungsnorm für Polyoxymethylendimethylether (Oxymethylenether – OME) als Kraftstoff. Der Normentwurf soll die Qualität von OME als Reinkraftstoff oder als Blendkomponente beschreiben.

DIN ISO 8217

Kraft- und Brennstoffe (Klasse F) – Anforderungen an Schifffahrtsbrennstoffe (ISO 8217:2017), Ausgabe 2018-10. Dieses Dokument legt die Anforderungen an Brennstoffe für den Schifffahrtseinsatz in Dieselmotoren und Kesselanlagen fest, und zwar vor einer zweckmäßigen Behandlung vor dem Einsatz. Die in diesem Dokument angegebenen Anforderungen an Brennstoffe können auch auf stationäre Dieselmotoren der gleichen oder einer ähnlichen Bauart wie der, die für Schifffahrtszwecke eingesetzt wird, angewendet werden. Es erfolgt eine Unterteilung nach Schwerölen (Heavy Fuel Oil – HFO) und Destillaten (Marine-Gasöl, MGO) sowie deren Unterkategorien Low Sulfur Fuel Oil (LSFO), Ultra Low Sulfur Fuel Oil (ULSFO), High Sulfur Fuel Oil (HSFO), Marine Diesel Oil (MDO) und Intermediate Fuel Oil (IFO). [DIN ISO 8217 (2018)]

MARPOL Annex VI

MARPOL Annex VI des internationalen Übereinkommens zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe reglementiert grundlegend die Luftverschmutzung durch Schiffe. In Regulation 18 werden Anforderungen an die Kraftstoffqualität vorgegeben – insbesondere an den Schwefelgehalt der eingesetzten Kraftstoffe (global bei 0,5 % m/m, innerhalb sogenannter Sulfur Emission Control Area bei 0,1 % m/m). [IMO (2019)]

6.2 Kraftstoffqualitätsparameter

Eigenschaften von Kraftstoffen, die zur Qualitätsbeschreibung herangezogen werden, sind beeinflusst durch den bei der Herstellung verwendeten Rohstoff, das Herstellungsverfahren, Kraftstoffblendkomponenten, zugesetzte Additive sowie Lagerung und Transport. Die Festlegung dieser Eigenschaften in bestimmten Grenzen dient zum einen der Sicherstellung eines störungsfreien Betriebs des Motors und des Abgasnachbehandlungssystems. Zum anderen dient es der Verringerung von humantoxischen und umweltschädlichen Emissionen, auch indirekt über den Erhalt der Funktionsfähigkeit von Abgasnachbehandlungssystemen, sowie einer qualitätserhaltenden Lagerung und eines sicheren Transports des Kraftstoffs. Den nationalen rechtlichen Rahmen hinsichtlich Beschaffenheit und THG-Minderung von Kraftstoffen spannt das Bundes-Immissionsschutzgesetz in Verbindung mit der Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen (10. BImSchV, Abschnitt 1.5.1) auf. Für die Gewährleistung der Qualität im Sinne der Anforderungen der Normen (FQD, Abschnitt 6.1) durch den Kraftstoffhersteller und -inverkehrbringer sind Qualitätssicherungssysteme üblich.

Im Folgenden werden ausgewählte Kraftstoffeigenschaften näher erläutert.

ALKALIMETALLE: Alkalimetalle, zum Beispiel Natrium und Kalium, können bei der Verbrennung Heißkorrosion sowie Ablagerungen an Injektoren hervorrufen, wirken als Katalysatorgift und lagern sich als Aschen im Rußpartikelfilter ab. Die natürlicherweise in Pflanzenölen auftretenden Alkalimetallgehalte sind sehr gering. Bei der Herstellung von FAME wird allerdings Natronlauge oder Kalilauge als Katalysator für die Umesterung eingesetzt. Reste des Katalysators können im FAME verbleiben.

AMMONIAK und AMINE: Ammoniak und Amine können natürlicherweise bei der Methanbereitstellung aus Biogas und erhöhte Gehalte speziell bei der Gasaufbereitung mit Aminwäschern auftreten. Ammoniak wirkt stark korrosiv.

AROMATENGEHALT: Aromaten sind organische Verbindungen mit ein- oder mehrfachem Ringsystem mit konjugierten Doppelbindungen. Aromaten entstehen vor allem bei der Raffination des Kraftstoffs. Positiv wirken sich Aromaten auf die Klopffestigkeit des Kraftstoffs aus. Ein hoher Anteil an Aromaten im Kraftstoff trägt allerdings zur Entstehung von polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen (PAK) im Abgas bei, die gesundheitsschädlich wirken.

ASCHEGEHALT: Der Aschegehalt beschreibt in Summe den Anteil anorganischer Feststoffe im Kraftstoff. Hohe Aschegehalte können zum Beispiel durch Eintrag von Staub in den Kraftstoff oder durch Katalysatorreste von der Umesterung verursacht werden. Mit zunehmendem Aschegehalt steigt die Gefahr, dass Abrasion in der Einspritzpumpe, in den Injektoren und im Brennraum auftritt. Außerdem können Abgasnachbehandlungssysteme wie Oxidationskatalysatoren oder Katalysatoren nach dem Prinzip der selektiven katalytischen Reduktion (SCR) sowie Rußpartikelfilter in ihrer Funktion beeinträchtigt werden.

BIOLOGISCHE ABBAUBARKEIT: Da Kraftstoffe zum Beispiel bei Betankungsvorgängen oder auch Havarien in die Umwelt gelangen können, stellt die biologische Abbaubarkeit ein wichtiges Qualitätskriterium dar. Unter dem biologischen Abbau ist die Zersetzung der Kraftstoffe durch Lebewesen oder Enzyme, im Idealfall bis zur Mineralisierung, zu verstehen. Je nach Eigenschaften der zu untersuchenden Kraftstoffe stehen verschieden genormte Untersuchungsmethoden zur Verfügung.

BLEIGEHALT: Seit 1996 werden in Deutschland nur noch „bleifreie“ Ottokraftstoffe verkauft, zuvor wurden bleihaltige Additive (Bleitetraethyl und -methyl) zur Erhöhung der Klopffestigkeit und zur Unterstützung der Schmierung von Ottomotoren verwendet. Spuren von Blei können sich im Brennraum und in der

Abgasnachbehandlung ablagern und den Motorverschleiß beschleunigen. Außerdem gilt Blei als Zellgift, das die Sauerstoffaufnahme des Blutes vermindert.

BLENDANTEIL: Der Blendanteil beschreibt den Massen-, Volumen- oder Energieanteil eines Kraftstoffs, der einem anderen Kraftstoff beigemischt wurde. Der Blendanteil von Ethanol in Benzin der Kraftstoffsorte E10 beträgt zum Beispiel maximal 10 % v/v.

CARBONYLSULFID: Carbonylsulfid ist eine gasförmige, stark riechende Schwefelverbindung, die in Erdgas und Biogas vorkommt und daher bei den Qualitätsanforderungen an CNG reglementiert wird. Siehe hierzu auch „Schwefelgehalt".

CETANINDEX: Der Cetanindex kann aus Kraftstoffdichte und Siedeverhalten berechnet werden. Er erlaubt eine Beurteilung der Zündwilligkeit, ohne dass die Cetanzahl gemessen werden muss. Die theoretische Grundlage besteht darin, dass mit steigender Dichte, hervorgerufen durch einen zunehmenden Anteil an Crackprodukten mit Doppelbindungen, die Cetanzahl sinkt und mit Zunahme schwersiedender Komponenten (größere Kettenlängen der Moleküle) die Cetanzahl steigt. Die Berechnungsformel muss ständig geänderten Raffineriestandards angepasst werden. Abweichungen zwischen berechnetem Cetanindex und gemessener Cetanzahl ergeben sich sowohl durch Ungenauigkeiten in der empirischen Berechnungsformel als auch durch Streuung bei der Messung der Cetanzahl. Die Cetanzahl von Kraftstoffen, die mit Zündbeschleunigern additiviert wurden, kann über den Cetanindex nicht dargestellt werden.

CETANZAHL: Die Cetanzahl ist ein Maß für die Zündwilligkeit von Kraftstoffen in Selbstzündungsmotoren. Die genormte Messung der Cetanzahl erfolgt in einem Einzylinder-Prüfmotor (CFR- oder BASF-Prüfmotor). Für die Ermittlung der Zündwilligkeit von Kraftstoffen mit biogenen Komponenten ist die Messung der Cetanzahl aufgrund des verwendeten Prüfmotors nur bedingt geeignet. Alternativ ist die Messung des Zündverzugs bzw. die Bestimmung der abgeleiteten Cetanzahl (ACZ) oder der indizierten Cetanzahl (ICZ) in einer Verbrennungskammer mit konstantem Volumen möglich. Kraftstoffe mit geringer Zündwilligkeit, also geringerer Cetanzahl, bewirken einen höheren Zündverzug, was ein schlechteres Kaltstartverhalten, höhere Druckspitzen und damit höhere Abgas- und Geräuschemissionen zur Folge haben kann. Die Zündwilligkeit biogener Kraftstoffe in Abhängigkeit vom Betriebszustand des Motors hat teilweise eine eigene Charakteristik, die nicht mit der von Dieselkraftstoff vergleichbar ist.

CFPP (COLD FILTER PLUGGING POINT, deutsch: Filtrierbarkeitsgrenze**):** Mit dem CFPP soll die Temperatur vorausgesagt werden, bei der ein Kraftstoff noch störungsfrei fließt und filtergängig ist. Die Anforderungen an den CFPP variieren mit der Jahreszeit. Wenn durch Motorabwärme oder Filterheizung Kraftstofffilter erwärmt werden, ist ein sicherer Betrieb auch bei niedrigeren Temperaturen, als durch den CFPP angezeigt werden, möglich. Ein Zusammenhang zwischen der Betriebsfähigkeit von Diesel-Pkw im Fahrzeugtest und dem Kennwert CFPP ist oft nicht erkennbar.

CLOUDPOINT: Der Cloudpoint beschreibt die Temperatur bei Abkühlung von Dieselkraftstoff, bei der erstmals Paraffinkristalle (als „Wolke", engl.: cloud) sichtbar werden. Eine Aussage zur Pump- und Filtrierfähigkeit ist nur möglich, wenn dem Kraftstoff keine Additive zur Fließverbesserung zugesetzt wurden. Aussagen zum Kälteverhalten von Dieselkraftstoffen in Fahrzeugen lassen sich anhand des Cloudpoints nur in begrenztem Maße treffen.

DESTILLATION ODER SIEDEVERHALTEN: Dieselkraftstoff besteht aus Kohlenwasserstoffgemischen, die im Bereich von 170 bis 380 °C sieden. Destillation in der Anforderungsnorm für Dieselkraftstoff beschreibt als Eckpunkte des Siedeverlaufs den Volumenanteil, der bei Erwärmung der Flüssigkeit bis zu einer bestimmten Temperatur verdampft ist, bzw. die Temperatur, bei der ein bestimmter Volumenanteil der Flüssigkeit verdampft ist. Das Siedeende nimmt Einfluss auf Ablagerungen, Partikelemissionen und

Rauchbildung. Die Ermittlung eines Siedeverlaufs bei Pflanzenölen und FAME ist problematisch, da Crackprozesse das Siedeverhalten stören.

DICHTE: Die Dichte beschreibt die Masse eines Kraftstoffvolumens bei einer bestimmten Temperatur. Bei Pflanzenölkraftstoffen nimmt zum Beispiel die Dichte mit zunehmendem Kohlenstoffgehalt, also zunehmender Kettenlänge, und steigender Anzahl Doppelbindungen zu. Der Handel mit Kraftstoff wird zumeist volumenbezogen abgewickelt. Anhand der Dichte lassen sich Kraftstoffe voneinander unterscheiden und Vermischungen von Kraftstoffen erkennen.

DIGLYCERIDE: Der Gehalt an Diglyceriden ist ein Maß für die Vollständigkeit der Umesterung von Triglyceriden zu FAME. Ein hoher Gehalt an Diglyceriden, der einen niedrigen Umesterungsgrad anzeigt, kann zu Ablagerungen im Einspritzsystem und im Brennraum führen.

ELEKTRISCHE LEITFÄHIGKEIT: Bei Flugturbinenkraftstoff wird der Gehalt an Additiven, die elektrisch leitend sind, reglementiert, um Kurzschlüsse zu vermeiden.

ERDALKALIGEHALT: Die Gehalte insbesondere an Calcium und Magnesium in Pflanzenölen werden hauptsächlich durch die Saatqualität und die Prozessführung bei der Ölsaatenverarbeitung beeinflusst. Calcium und Magnesium werden über die Phospholipide in das Pflanzenöl eingetragen und können zu Ablagerungen im Brennraum sowie an Einspritzdüsen und Ventilen führen, die Funktionalität von Katalysatoren beeinflussen und als Aschebildner Rußpartikelfilter verstopfen.

ESTER: Der Estergehalt ist für die Beschreibung von FAME notwendig, um FAME eindeutig zu charakterisieren und Vermischungen mit anderen Kraftstoffen aufzudecken.

ETHANOLGEHALT: Ethanol kann fossilem Benzinkraftstoff in normkonformen Anteilen von maximal 5 oder 10 % v/v sowie im Falle von E85 bis zu 85 % v/v beigemischt werden. Ein zu hoher Ethanolanteil kann sich vor allem bei älteren Fahrzeugen negativ auf die Materialbeständigkeit der kraftstoffführenden Teile im Tank- und Einspritzsystem auswirken. Außerdem erhöhen der Gehalt an Sauerstoff im Ethanol und der damit verbundene reduzierte Heizwert den Kraftstoffverbrauch. Andererseits weist Ethanol gegenüber Benzin Vorteile hinsichtlich der Abgasemissionen auf und ermöglicht aufgrund der höheren Klopffestigkeit einen besseren Wirkungsgrad beim Betrieb eines Ottomotors.

FETTSÄUREMETHYLESTERGEHALT: Fettsäuremethylester kann fossilem Dieselkraftstoff in normkonformen Volumenanteilen von maximal 7, 10, 20 oder 30 % beigemischt werden. Die Beachtung der maximalen Blendanteile ist erforderlich, da sonst Materialunverträglichkeiten, Kaltstartprobleme oder Änderungen im Emissionsverhalten auftreten können. Außerdem können sich bei später Kraftstoffeinspritzung zum Zweck der Regeneration des Rußpartikelfilters vermehrt biogene Kraftstoffkomponenten im Motorenöl anreichern.

FETTSÄUREMUSTER: Das Fettsäuremuster gibt Aufschluss darüber, welche Fettsäuren und in welchen Anteilen diese in einem pflanzenölstämmigen Kraftstoff vorhanden sind. Daraus lassen sich zum Beispiel die Anfälligkeit für Oxidation und Polymerisation, mögliche Wechselwirkungen mit dem Motorenöl oder die Neigung zu Ablagerungen im Brennraum ableiten. Aus dem Fettsäuremuster lassen sich für Pflanzenöle die strukturbezogenen Kenngrößen MC (Mittlere Anzahl Kohlenstoffatome) und MD (Mittlere Anzahl Doppelbindungen) ermitteln, die eine annähernde Berechnung von Kennwerten, wie zum Beispiel Iodzahl, Verseifungszahl, kinematische Viskosität, Dichte, Heizwert, Oberflächenspannung und Elementarzusammensetzung ermöglichen. [Emberger (2013)]

FLAMMPUNKT: Der Flammpunkt ist die gemessene Temperatur, bei der Kraftstoff in einem offenen oder geschlossenen Gefäß so weit in die Gasform übergeht, dass ein durch Fremdzündung entflammbares Gas-Luft-Gemisch entsteht. Der Flammpunkt hat Bedeutung bei der Einstufung von Flüssigkeiten als

Gefahrstoff entsprechend ihrer Entzündbarkeit, woraus sich Sicherheitsvorkehrungen für Lagerung und Transport ergeben. Bereits geringfügige Vermischungen verschiedener Kraftstoffe, zum Beispiel beim Transport, haben Abweichungen vom charakteristischen Flammpunkt des Reinkraftstoffs zur Folge.

FLÜCHTIGES GESAMTSILICIUM: Der Siliciumgehalt ist ein Qualitätsparameter für CNG und LNG, wenn das Methan vollständig oder anteilig aus Biogas oder Deponiegas gewonnen wurde. Erdgas enthält in der Regel kein Silicium. Siliciumoxid aus der Verbrennung kann beispielsweise zu Ablagerungen im Motorbrennraum und auf Lambdasonden führen, Abrieb verursachen und den Wirkungsgrad von Katalysatoren herabsetzen.

GEFRIERPUNKT: Unter dem Gefrierpunkt – auch Erstarrungspunkt oder Freezing Point – wird die Temperatur verstanden, bei der ein Kraftstoff vom flüssigen in den festen Aggregatzustand übergeht.

GESAMTVERSCHMUTZUNG: Die Gesamtverschmutzung ist der Massenanteil ungelöster Feststoffe (Partikel) im Kraftstoff. Hohe Feststoffgehalte führen zur Verstopfung der Kraftstofffilter, beeinträchtigen die Funktion von Injektoren und können Abrasionen am Einspritzsystem sowie Ablagerungen im Verbrennungsraum verursachen.

GLYCERIDGEHALTE: Der Gehalt an Mono-, Di- und Triglyceriden ist ein Maß für die Vollständigkeit der Umesterung bei der FAME-Produktion. Ein hoher Gehalt an Glyceriden kann Ablagerungen im Einspritzsystem und im Brennraum hervorrufen.

GLYCERINGEHALT: Der Gehalt an Gesamtglycerin ist ähnlich wie die Glyceridgehalte ein Maß für die Vollständigkeit der Umesterung von Triglyceriden zu FAME. Der Gehalt an freiem Glycerin ist ein Maß für die Güte der Phasentrennung von Glycerin und Fettsäure-Methylester bei der Umesterung. Ein hoher Gehalt an Glycerin im Kraftstoff kann zu Ablagerungen im Einspritzsystem und im Brennraum führen.

HEIZWERT: Der Heizwert ist das Maß für die Wärme (Energie), die bei der vollständigen Verbrennung eines Stoffes pro Volumen oder Masse freigesetzt werden kann. Im Gegensatz dazu schließt der Brennwert die Energie, die bei der Kondensation des bei der Verbrennung entstehenden Wasserdampfs freigesetzt wird, mit ein und ist deshalb höher als der Heizwert. Der Heizwert errechnet sich aus dem Brennwert abzüglich der Verdampfungswärme des Wassers.

IODZAHL: Die Iodzahl ist ein Maß für die Anzahl an Doppelbindungen der Fettsäuremoleküle in Kraftstoffen aus pflanzlichen Ölen. Der Kennwert gibt an, wieviel Gramm Iod von 100 g Öl oder Fettsäuren gebunden werden. Je niedriger die Iodzahl ist, desto höher ist der Sättigungsgrad der Moleküle. Die Iodzahl ist ein charakteristisches Merkmal zur Unterscheidung verschiedener Arten von Pflanzenölen. Sie gibt Aufschluss über die Neigung zu Ablagerungen im Brennraum und an Injektoren. Außerdem erhöht ein zunehmender Anteil ungesättigter Fettsäuren die Gefahr der Polymerisation des Motorenöls, wenn der Kraftstoff in das Motorenöl eingetragen wird. Über die Iodzahl lässt sich auch die Gefahr des oxidativen Verderbs des Kraftstoffs während der Lagerung abschätzen.

KOHLENWASSERSTOFF-KONDENSATIONSPUNKTTEMPERATUR: Die Kohlenwasserstoff-Taupunkttemperatur beschreibt das Kondensationsverhalten von Erdgas bzw. Biomethan. Es ist die Temperatur, bei der sich bei einem gegebenen Druck die flüssige Phase zu bilden beginnt.

KOKSRÜCKSTAND: Durch Verschwelen der letzten 10 % des Destillationsrückstands wird der Koksrückstand von Dieselkraftstoff und FAME ermittelt. Die Koksrückstandsbestimmung simuliert die Verbrennung von Kraftstoff an einer Oberfläche ohne Sauerstoff. Der Koksrückstand besteht aus organischen und anorganischen Bestandteilen und ist ein Maß für die Verkokungsneigung des Kraftstoffs an den Einspritzdüsen und die Rückstandsbildung im Verbrennungsraum. Kraftstoffadditive, wie zum Beispiel Zündbeschleuniger, können den Koksrückstand erhöhen und zu Fehlinterpretationen führen.

KOMPRESSOROL ODER VERDICHTEROL: Kompressoröl kann durch den Verfahrensschritt der Verdichtung in gasförmige Kraftstoffe eingetragen werden. Sein Gehalt sollte im gasförmigen Kraftstoff möglichst gering gehalten werden. Hierfür werden Ölabscheidefilter verwendet.

KORROSIONSWIRKUNG AUF KUPFER: Mithilfe des Kupferstreifentests wird die Korrosionswirkung eines Kraftstoffs auf Kupfer ermittelt. Hierfür wird ein vorbehandelter Kupferblechstreifen mit dem Kraftstoff benetzt, anschließend für eine bestimmte Zeit und Temperatur in einem Probengefäß mit dem Kraftstoff gelagert und danach hinsichtlich seiner Verfärbung mithilfe einer Referenzskala optisch bonitiert.

MANGANGEHALT: Mangan gelangt vornehmlich durch das Additiv (Methylcyclopentadienyl)mangan-tricarbonyl (MMT) in den Kraftstoff. MMT wird seit den 1950er-Jahren als Additiv zur Verbesserung der Klopffestigkeit eingesetzt.

MEHRFACH UNGESÄTTIGTE FETTSÄURE-METHYLESTER: Mehrfach ungesättigte Fettsäure-Methylester als Komponenten von Biodiesel, speziell Linolensäure-Methylester und Fettsäure-Methylester mit mehr als drei Doppelbindungen, können zu Ablagerungen im Brennraum und an Injektoren führen. Außerdem besteht das Risiko einer Motorenöl-Unverträglichkeit (Neigung zu Polymerisation), wenn Kraftstoff mit einem hohen Anteil ungesättigter Fettsäuren in das Motorenöl eingetragen wird. Die Analyse des Anteils mehrfach ungesättigter Methylester in FAME erlaubt exaktere Aussagen, als sie durch Rückschluss über die Iodzahl möglich sind.

METHANOLGEHALT: Methanol hat ähnlich wie Ethanol einen Einfluss auf Kraftstoffverbrauch, Abgasemissionen, Korrosion und Kaltstartverhalten und ist in der Norm auf maximal 3 % v/v begrenzt [DIN EN 228 (2017)]. Bei Verwendung von methanolhaltigen Kraftstoffen ist darauf zu achten, dass kein Kontakt mit Wasser auftritt, da es sonst zur Phasentrennung im Kraftstoff kommen kann. Aktuell ist der Methanolgehalt bei Ottokraftstoffen sehr gering, da der Einsatz von Methanol bei der Raffination unwirtschaftlich ist.

METHANZAHL: Die Methanzahl ist mit der Oktanzahl von Benzin vergleichbar und beschreibt die Klopffestigkeit gasförmiger Kraftstoffe. Die Methanzahl ist der Volumenanteil von Methan eines Methan-Wasserstoffgemisches in Prozent, der in einem Prüfmotor das gleiche Klopfverhalten hervorruft wie der zu prüfende gasförmige Kraftstoff.

OKTANZAHL (RESEARCH-OKTANZAHL UND MOTOR-OKTANZAHL): Die Oktanzahl ist ein Maß für die Klopffestigkeit von Kraftstoffen in einem Fremdzündungsmotor. Die genormte Messung der Oktanzahl erfolgt in einem Einzylinder-Prüfmotor (CFR- oder BASF-Prüfmotor). Bei Kraftstoffen mit geringer Oktanzahl bzw. Klopffestigkeit können Selbstzündungen und unkontrollierte Verbrennungen auftreten, die im ungünstigsten Fall zu Motorschäden führen können. Kraftstoffe mit erhöhter Klopffestigkeit (z. B. Ethanol oder Methan) ermöglichen die Optimierung der Brennraumladung hin zu hohen Verdichtungsverhältnissen und damit eine Verbesserung des thermodynamischen Wirkungsgrades.

OLEFINE: Olefine sind acyclische und cyclische Kohlenwasserstoffe mit einer oder mehreren Kohlenstoff-Doppelbindungen. Sie können entsprechend der Raffineriekonfiguration zwischen 0 und 18 % v/v betragen. Olefine beeinflussen die Klopffestigkeit eines Kraftstoffs. Vor allem bei niedrigen und mittleren Motordrehzahlen weisen Olefine positive Eigenschaften auf und werden daher vornehmlich bei Normal- und Superbenzinkraftstoff eingesetzt. Ein reduzierter Anteil an Olefinen im Benzinkraftstoff kann zu einem reduzierten Ausstoß an Stickstoffoxidemissionen bei gleichzeitigem Anstieg von Kohlenwasserstoffen führen. [Hitzler (2000)]

OXIDATIONSSTABILITÄT: Die Oxidationsstabilität ist ein Kennwert, der den Alterungszustand und zugleich die Lagerfähigkeit des Kraftstoffs beschreibt. Bei der Lagerung von Kraftstoffen können Oxidations- und

Polymerisationsvorgänge einsetzen, die zur Bildung unlöslicher Verbindungen führen und dadurch eine Filterverstopfung hervorrufen können. Wenn unverbrannter Kraftstoff mit geringer Oxidationsstabilität in das Motorenöl gelangt, führt dies zur schnelleren Erschöpfung der Funktionsadditive und damit zur Verkürzung der Ölwechselintervalle. Die Prüfmethoden zur Bestimmung der Oxidationsstabilität von Dieselkraftstoff und von Biokraftstoffen unterscheiden sich.

PHOSPHORGEHALT: Phosphor liegt in Pflanzenölen in Form von Phospholipiden vor. Mit steigendem Anteil an Phospholipiden verringert sich die Oxidationsstabilität, außerdem neigen Phospholipide zur Hydratisierung (Quellung bei Vorhandensein von Wasser) und können dadurch zum Beispiel eine Verstopfung der Kraftstofffilter hervorrufen. Phosphor senkt die Verbrennungstemperatur, führt im Brennraum, an Ventilen und an Injektoren zu Ablagerungen und kann somit indirekt höhere Abgasemissionen hervorrufen. Katalysatoren weisen zudem eine hohe Empfindlichkeit gegenüber Phosphorverbindungen hinsichtlich ihrer Umsetzrate bzw. Dauerfunktion auf.

POLYZYKLISCHE AROMATISCHE KOHLENWASSERSTOFFE (PAK): Gemäß der Norm DIN EN 590 werden PAK definiert als der Gesamtgehalt an aromatischen Kohlenwasserstoffen abzüglich des Gehalts an mono-aromatischen Kohlenwasserstoffen. Die Analyse erfolgt mit Hochleistungsflüssigkeitschromatografie. Polyaromaten im Dieselkraftstoff führen zu einer Erhöhung der Partikelemission.

POURPOINT: Der Pourpoint beschreibt die Temperatur, bei der der Kraftstoff, der unter festgelegten Bedingungen abgekühlt wurde, gerade noch fließt. Die Fließfähigkeit wird in Temperaturschritten von 3 K überprüft. Als Probengefäße werden spezielle Pourpointgefäße verwendet. Durch die Abkühlung des Mineralöls bilden sich Paraffinwachskristalle, welche die Fließfähigkeit beeinträchtigen. Der Pourpoint gilt als erreicht, wenn bei Waagerechthalten des Probengefäßes über fünf Sekunden keinerlei Bewegung des Kraftstoffs zu beobachten ist. Der Pourpoint kann durch vorangegangene Wärmebehandlung des Kraftstoffs großen Abweichungen unterworfen sein.

SAUERSTOFFGEHALT: Der Sauerstoffgehalt gibt den Gehalt des im Kraftstoff gebundenen Sauerstoffs an. Ein hoher Sauerstoffanteil im Kraftstoff reduziert dessen Heizwert und hat damit Einfluss auf den Kraftstoffverbrauch. Der im Kraftstoff gebundene Sauerstoff vermindert den Sauerstoffbedarf bei der Verbrennung und wirkt dadurch in fetten, sauerstoffarmen Verbrennungszonen der Entstehung von Partikelemissionen entgegen.

SÄUREZAHL: Die Säurezahl ist ein Maß für den Gehalt an freien Fettsäuren im Pflanzenöl und in Fettsäure-Methylester und beschreibt die Menge Kalilauge, die für die Neutralisation der freien Fettsäuren erforderlich ist. Die Säurezahl ist abhängig von der Qualität der verarbeiteten Ölsaat sowie vom Raffinationsgrad und dem Alterungsgrad eines Öls. Durch Wasser im Öl sowie Mikroorganismen und Enzyme kann eine hydrolytische Spaltung der Triglyceride auftreten und zu einem Anstieg der Säurezahl führen. Saure Verbindungen im Kraftstoff führen zu Korrosion, Verschleiß und Rückstandsbildung im Motor. Freie Fettsäuren können außerdem mit basischen Komponenten des Motorenöls reagieren.

SCHMIERFÄHIGKEIT: Die Prüfung der Schmierfähigkeit von Kraftstoffen ist erforderlich, da der Kraftstoff in Dieseleinspritzsystemen auch Schmierungsaufgaben übernehmen muss. Die Schmierfähigkeit eines Kraftstoffs lässt sich mit einem Schwingungsverschleiß-Prüfgerät (engl.: High Frequency Reciprocating Rig – HFRR) ermitteln. Dabei wird eine Stahlkugel mit definierter Kraft, Frequenz und vorgegebener Weglänge für eine bestimmte Zeit über eine Stahlplatte bewegt, auf der sich eine bestimmte Menge temperierter Kraftstoff befindet. Der Durchmesser der Verschleißkalotte an der Kugel ist der sogenannte HFRR-Wert.

SCHWEFELGEHALT ODER GESAMTSCHWEFELGEHALT: Bei der Kraftstoffverbrennung werden mehr als 95 % des Schwefels zu Schwefeldioxid (SO_2) umgesetzt. Der verbleibende Schwefel lagert sich an Partikeln an. Im

Oxidationskatalysator steigt in Abhängigkeit von Katalysatortyp und -temperatur der Anteil des Schwefels, der zu Schwefeltrioxid (SO_3) umgesetzt wird. Aus SO_3 und Wasserdampf bilden sich Schwefelsäuretröpfchen, die sich an Ruß anlagern und zur Erhöhung der Gesamtpartikelmasse führen. Schwefelverbindungen können außerdem die katalytisch aktive Schicht des Katalysators irreversibel schädigen. Katalysatorkonzepte zur Verminderung der Partikelemissionen erfordern deshalb schwefelunempfindliche Katalysatortechniken oder extrem niedrige Schwefelgehalte im Kraftstoff. Schwefel im Kraftstoff kann außerdem zur Versauerung des Motorenöls beitragen. Der Schwefelgehalt hat auch Auswirkungen auf die Langlebigkeit des Motors. Die bei der Verbrennung entstehenden sauren Verbindungen führen zu korrosivem Verschleiß. Dem wirken entsprechende Motorenöladditive entgegen, die zur Neutralisierung saurer Reaktionsprodukte eingesetzt werden. Methan als Kraftstoff werden bei der Odorierung stark riechende organische Schwefelverbindungen zugesetzt, um Gasundichtigkeiten über die Geruchswahrnehmung erkennen zu können.

SCHWEFELWASSERSTOFF: Schwefelwasserstoff kann aus Erdgas stammen oder über die Methanbereitstellung aus Biogas in CNG auftreten. Schwefelwasserstoff ist sehr geruchsintensiv und erinnert an faule Eier. Siehe auch „Schwefelgehalt“.

STAUBBEDINGTE VERUNREINIGUNGEN: Staubbedingte Verunreinigungen im Methankraftstoff können Ablagerungen verursachen oder zu Verstopfungen im Kraftstoffsystem führen. Zur Gasreinigung werden entsprechende Filter eingesetzt.

SULFATASCHE: Unter Sulfatasche ist der mineralische Rückstand zu verstehen, der beim Veraschen und einer Behandlung mit Schwefelsäure als Sulfat verbleibt. Die Sulfatasche stammt aus anorganischen Fremdstoffen. Bei der Analytik von FAME wird nicht die Asche, sondern die Sulfatasche bestimmt, um Natrium- und Kaliumreste, die vom Katalysator bei der Umesterung stammen können, mit zu erfassen.

THERMISCHE STABILITÄT: Bei der Prüfung der thermischen Stabilität wird beispielsweise die Neigung zur Ablagerungsbildung von Kraftstoffen im Kraftstoffsystem abgebildet. Der Kraftstoff wird bei einer bestimmten Temperatur über einen bestimmten Zeitraum gealtert. Zur Beurteilung der Ablagerungsneigung werden der Differenzdruck bei der Filtration des Kraftstoffs vor und nach der Alterung gemessen, durch Filtration gravimetrisch die Gehalte an Sedimenten vor und nach der Alterung verglichen, die Ablagerungen im Heizrohr untersucht oder auch visuell beurteilt.

TOXIZITÄT: Unter Toxizität wird die schädigende Wirkung von Stoffen auf Organismen, die Giftigkeit, verstanden. Bei Kraftstoffen sind dies insbesondere die Kategorien Humantoxizität, im Sinne des Anwenderschutzes, aber auch beispielsweise die aquatische Toxizität bei auftretenden Leckagen oder Havarien. Für die Prüfung der toxischen Wirkung von Kraftstoffen stehen spezifische Prüfmethoden zur Verfügung.

VISKOSITÄT: Die Viskosität des Kraftstoffs nimmt Einfluss auf das Förderverhalten im Kraftstoffsystem und die Zerstäubung an den Einspritzdüsen (Tröpfchenspektrum und Geometrie des Einspritzstrahls). Die Viskosität ist in hohem Maße temperatur- und druckabhängig. Dies ist besonders bei den vorherrschenden hohen Drücken in modernen Einspritzsystemen zu berücksichtigen. Hohe Viskositäten führen durch das verschlechterte Fließ-, Pump- und Zerstäubungsverhalten zu Kaltstartproblemen. Zu geringe Viskositäten erschweren den Heißstart, führen zu Leistungsverlust bei hohen Temperaturen und zu Pumpenverschleiß. Es wird unterschieden zwischen dynamischer und kinematischer Viskosität. Bei Kraftstoffen wird die kinematische Viskosität ermittelt. Die kinematische Viskosität ist der Quotient aus der dynamischen Viskosität und der Dichte der Flüssigkeit.

WASSERDAMPFTAUPUNKT: Mit dem Wasserdampftaupunkt wird die zu vermeidende Kondensation von Wasserdampf aus Erdgas bzw. Methan-Kraftstoff an kalten Oberflächen bzw. die Stabilität des

Kondensats an kalten Oberflächen nachvollzogen. Der Wasserdampftaupunkt beschreibt Temperatur und Druck für einen Gleichgewichtszustand zwischen gasförmiger und flüssiger Phase. Der Wasserdampftaupunkt ist ein Qualitätsparameter für CNG und LNG. Aus dem Wasserdampftaupunkt lässt sich der Wassergehalt berechnen.

WASSERGEHALT: Der Wassergehalt im Kraftstoff wird hauptsächlich durch die Kraftstoffherstellung und -lagerung beeinflusst. Bei niedrigen Temperaturen führt freies Wasser durch Kristallbildung zur Filterverstopfung. In modernen Einspritzsystemen kann durch die vorherrschenden hohen Drücke freies Wasser auftreten, das im Einspritzsystem zum Beispiel durch Kavitationsvorgänge zu Schäden führen kann. An der Grenzschicht zwischen freiem Wasser und Kraftstoff können sich bei der Kraftstofflagerung Mikroorganismen vermehren, die zur Filterverstopfung führen können. Mikroorganismen beschleunigen außerdem die Ölalterung. Wasser ist die Voraussetzung für das Auftreten hydrolytischer Spaltung. Ein erhöhter Wassergehalt im Kraftstoff kann Korrosion verursachen, zum Beispiel an der Chromatschicht von verchromten Messingkomponenten. Dabei kann die Messinglegierung angegriffen werden. Dies wirkt wiederum katalytisch auf Polymerisierungsvorgänge bei Pflanzenöl. Generell ist Wasser bei der motorischen Verbrennung nicht von Nachteil. Bei der Verbrennung von Kraftstoff-Wasser-Emulsionen sinkt die Verbrennungstemperatur, was eine Senkung der NO_X-Emissionen (Stickoxide – NO_X) zur Folge hat.

WASSERSTOFFGEHALT: Der Wasserstoffgehalt in Erdgas und Biomethan als Kraftstoff ist reglementiert, um zum Beispiel Korrosion von Stahltanks in Fahrzeugen zu vermeiden. Der Wasserstoff kann aus Synthesegas oder aus PTG-Prozessen stammen.

WASSERSTOFFVERUNREINIGUNGEN/WASSERSTOFFREINHEIT: Wasserstoff, insbesondere als Energiespeicher für Brennstoffzellen, erfordert aufgrund der großen Empfindlichkeit von Brennstoffzellen ein hohes Maß an Reinheit. Bei den Schadensmerkmalen wird unterschieden zwischen Schäden an wasserstoffführenden Bauteilen, wie Tanks und Rohrleitungen, sowie reversiblen und irreversiblen Schäden an der Brennstoffzelle. Irreversible Schäden an Brennstoffzellen verursachen Schwefel, Ammoniak und Halogene, deren Gehalte daher so gering wie möglich zu halten sind. Reversible Schäden entstehen durch Kohlenwasserstoffe, CO_2, Kohlenmonoxid, Formaldehyd und Methansäure. Die wasserstoffführenden Bauteile können durch Wasser, CO_2, Schwefel, Formaldehyd, Methansäure, Ammoniak, Halogene sowie feste und flüssige Schwebstoffe beeinträchtigt werden. Der Gehalt an Nicht-Wasserstoff-Gasen in Summe ist darüber hinaus begrenzt, da es in der Folge zu einer Absenkung des Energiegehalts durch Verdünnungseffekte kommt. [EMCEL GmbH (2018)]

WOBBE-INDEX: Der Wobbe-Index ist ein Maß für die in einem Gasgerät zugeführte Wärmebelastung. Er ermöglicht den Vergleich unterschiedlich zusammengesetzter Gase unter Berücksichtigung des jeweiligen Brennwerts und der Dichte. Der Wobbe-Index ist volumenbezogen.

6.3 Sicherheitsrelevante Aspekte beim Umgang mit erneuerbaren Energieträgern

Der Umgang mit Kraftstoffen wird regulatorisch in die drei Hauptprozesse Transport, Lagerung und Um-/Abfüllen eingeteilt. Diese drei Prozesse werden durch verschiedene Gesetze, Verordnungen und technische Regeln reglementiert, um den sicheren Umgang stets zu gewährleisten sowie Mensch und Umwelt nicht zu belasten. Bei Lagerung, Um- und Abfüllen von Kraftstoffen müssen u. a. die Betriebssicherheitsverordnung [BetrSichV (2021)], das Wasserhaushaltsgesetz [WHG (2021)] inkl. Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen [AwSV (2020)], das Bundes-Immissionsschutzgesetz [BImSchG (2019)] und dessen Verordnungen sowie die Technischen Regeln für Betriebssicherheit (TRBS) und Gefahrstoffe (TRGS) beachtet werden. In diesen Regelwerken werden die zulässigen Lagermengen, die Anforderungen an die Lagerstätten sowie die erforderliche Gefährdungsbeurteilung durch den Arbeitgeber definiert. Beim Transport müssen zusätzlich die (inter-)nationalen Vorschriften für Gefahrgutbeförderung eingehalten werden (Straße: ADR, Schiene: RID, Binnenschiff: ADN, Seeschiff: IGMD, Zivilluftfahrt: ICAO-IATA und DGR). Die wesentlichen Kenndaten von Kraftstoffen werden typischerweise in ihren Sicherheitsdatenblättern (engl.: Safety Data Sheet - SDS) zusammengefasst.

Kraftstoffe haben sowohl unter Normal-/Umgebungsbedingungen als auch unter den Nutzungsbedingungen verschiedene physikalische, chemische und toxikologische Eigenschaften, welche im Folgenden auszugsweise vorgestellt werden. Die Bewertung erfolgt auf Grundlage verfügbarer Sicherheitsdatenblätter.

BENZIN UND DESSEN GEMISCHE MIT ETHANOL (E0, E5, E10, E85), METHANOL (M15, M56, M85), METHANOL/ETHANOL (A20), HVO-NAPHTHA ODER FT-NAPHTHA SOWIE MTG

Die Vorgaben für den Umgang mit Ethanol-Benzin-Gemischen lehnen sich an Benzinkraftstoff an, da dieser höhere bzw. mindestens gleichwertige Anforderungen an Sicherheitsaspekte stellt.

Bei Benzin handelt es sich um eine farblose bis hellgelbe, phenolartig riechende Flüssigkeit, bei der der ordnungsgemäße Umgang im Wesentlichen durch ihre leichte Entzündbarkeit sowie die gesundheits- und umweltgefährdenden Wirkungen bestimmt wird. Benzin wird aufgrund des geringen Flammpunktes von unter 23 °C (typische Werte unterhalb von −20 °C) zu den extrem entzündlichen und leicht flüchtigen Gefahrstoffen gezählt. Die Dämpfe sind schwerer als Luft und können sich in Bodennähe ausbreiten, was zu einem hohen Explosionsrisiko führt. In direktem Kontakt kann es schwere Augen- und Hautreizungen sowie genetische Defekte beim Menschen verursachen. Das Einatmen von Benzindämpfen kann zusätzlich zu Schläfrigkeit und Benommenheit führen, bis hin zu tödlichem Verlauf bei Verschlucken oder Eindringen in die Atemwege. Zusätzlich hat es langfristige Auswirkungen auf die Umwelt und gilt u. a. als giftig für Wasserorganismen. Bei Benzin in Kontakt mit Wasser bildet sich eine Phasentrennung aus. Das leichtere Benzin schwimmt oberhalb der Wasserphase. Bei Ethanol-Benzin-Gemischen vermischt sich Wasser mit Ethanol und die Benzinphase schwimmt oberhalb der Ethanol-Wasser-Phase, daher müssen bei Ethanol-Benzin-Gemischen mit hohem Ethanolgehalt (z. B. E85) abweichende Auflagen für die Wasserabscheider an Tankstellen eingehalten werden.

Die Sicherheitsanforderungen an Benzin und Ethanol-Benzin-Gemische sind sehr hoch. Die Lagerung ist beispielsweise nach WHG innerhalb der Zonen I und II von Trinkwasserschutzgebieten untersagt oder nach TRGS 510 ist nur die Lagerung bis maximal 10 kg außerhalb von dafür geeigneten Lägern zulässig. Anforderungen an die Lagerstätten sind beispielsweise Rückhalteeinrichtungen oder doppelwandige Ausführungen bei Lagertanks ab einer Größe von 200 l. Beim Transport sind die Anforderungen nach

Verpackungsgruppe II einzuhalten, und ab einer transportierten Menge von 333 l ist ein Gefahrgutführerschein notwendig. Grundsätzlich müssen Um- und Abfüllvorgänge mit Benzin und Ethanol-Benzin-Gemischen im Freien oder in gut belüfteten Räumen ausgeführt werden, dabei sollten die verwendeten Arbeitsmittel/Geräte laut BetrSichV stets auf einem aktuellen Stand gehalten werden.

Aus Sicht des Endverbrauchers ist die Handhabung von Ethanol-Benzin-Gemischen an öffentlich zugänglichen Tankstellen unkompliziert und vertraut. Während des Tankvorgangs sollten Schutzhandschuhe getragen und Zündquellen vermieden werden. Ein Tankvorgang am Pkw ist in der Regel in weniger als zehn Minuten abgeschlossen.

Diese Sicherheitsvorkehrungen würden gleichermaßen für Benzin im Gemisch mit Methanol (M15, M56, M85) oder mit Ethanol und Methanol (A20), HVO-Naphtha und FT-Naphtha sowie für MTG gelten. Jedoch sind hierfür keine konkreten Sicherheitsdatenblätter zur Bewertung verfügbar. Die in Tabelle 6-2 genannten Eigenschaften Flammpunkt, Explosionsgrenzen und Löslichkeit werden in Abhängigkeit von den Mischungsverhältnissen zwischen Benzin und der Blendkomponente variieren. M85 weist keine Eingruppierung nach dem weltweit harmonisierten System zur Einstufung und Kennzeichnung von Chemikalien (engl.: Globally Harmonised System – GHS) in der Kategorie „umweltgefährlich“ auf.

Tabelle 6-2 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Benzin und dessen Gemische mit Ethanol (E0, E5, E10, E85), Standardtemperatur und -druck (STP), Datenbasis: [Aral AG (2018b)]

Eigenschaft	Beschreibung
Produktdefinition	Gemisch nach DIN EN 228 (E0, E5, E10) und DIN EN 15293 (E85)
Aggregatzustand (STP)	Flüssig
Zustand im Fahrzeugtank	Flüssig, drucklos, Umgebungstemperatur
Farbe	Farblos bis hellgelb
Geruch	E0/E5/E10: phenolartig (aromatisch); E85: leicht süßlich
Flammpunkt	Kleiner −20 °C
Explosionsgrenzen	E0/E5/E10: 0,6 bis 8 % v/v in Luft; E85: 1,4 bis 19 % v/v in Luft
Löslichkeit	Benzin sehr schwer löslich in Wasser, Ethanol sehr gut löslich in Wasser
Gefahrenpiktogramme	nur bei E0/E5/E10:
UN-Nummer	E0/E5/10: UN 1203; E85: UN 3475
Transportgefahrenklassen	3 (entzündbare flüssige Stoffe)
Gefahrgutnummer	33 (leicht entzündbarer flüssiger Stoff (Flammpunkt unter 23 °C))
Verpackungsgruppe	II (Stoffe mit mittlerer Gefahr)
Temperaturklasse	T3 (200 bis 300 °C)
Explosionsgruppe	II A
Lagerklasse	3
Wassergefährdungsklasse	3 (stark wassergefährdend)

ETHANOL (E100)

Ethanol ist eine klare, farblose Flüssigkeit mit einem leicht süßlichen Geruch und brennenden Geschmack. Ethanol ist hygroskopisch, leicht entzündlich und flüchtig. Beim Kontakt kann es schwere Augenreizungen verursachen. Ethanol ist im Gegensatz zu Benzin ein umweltfreundliches Produkt.

Die Sicherheitsanforderungen beim Umgang mit Ethanol sind vergleichbar mit denen von Benzin und Ethanol-Benzin-Gemischen. Dies liegt vor allem an dem niedrigen Flammpunkt von kleiner 23 °C und den damit verbundenen Anforderungen an den Explosionsschutz. Ein Unterschied liegt in der Wassergefährdung. Ethanol wird in die Wassergefährdungsklasse 1 (schwach wassergefährdend) eingeteilt, entsprechend ist der Umgang im Zusammenhang mit dem Wasserhaushaltsgesetz einfacher. Aus toxikologischer Sicht sind ebenfalls weniger Auflagen zu beachten. So sind beispielsweise die Arbeitsplatzgrenzwerte (MAK) von Ethanol oberhalb derer von einzelnen Benzinkomponenten wie Benzol angesiedelt.

Aus Sicht des Endverbrauchers ist der Umgang mit Ethanol an Tankstellen einfach und vergleichbar mit Benzin bzw. Ethanol-Benzin-Gemischen. Während des Tankvorgangs sollten Schutzhandschuhe getragen und Zündquellen vermieden werden. Ein Tankvorgang am Pkw ist in der Regel in weniger als zehn Minuten abgeschlossen.

Tabelle 6-3 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Ethanol (E100), Datenbasis: [Carl Roth GmbH (2021)]

Eigenschaft	Beschreibung
Produktdefinition	Reinstoff (bzw. Stoffgemisch, wenn mit Wasser)
Aggregatzustand (STP)	Flüssig
Zustand im Fahrzeugtank[12]	Flüssig, drucklos, Umgebungstemperatur
Farbe	Farblos
Geruch	Leicht süßlich
Flammpunkt	12 °C
Explosionsgrenzen	3,1 bis 27,7 % v/v in Luft
Löslichkeit	Sehr gut löslich in Wasser und Benzin
Gefahrenpiktogramme	
UN-Nummer	UN 1170
Transportgefahrenklassen	3 (entzündbare flüssige Stoffe)
Gefahrgutnummer	33 (leicht entzündbarer flüssiger Stoff (Flammpunkt unter 23 °C))
Verpackungsgruppe	II (Stoffe mit mittlerer Gefahr)
Temperaturklasse	T1 (max. zulässig 450 °C)
Explosionsgruppe	II B
Lagerklasse	3
Wassergefährdungsklasse	1 (schwach wassergefährdend)

[12] In Brasilien wird wässriges Ethanol als E100-Kraftstoff verwendet. Der Wasseranteil kann laut Spezifikation bis zu 4,9 % v/v betragen.

METHANOL (M100)

Methanol ist wie Ethanol eine klare, farblose Flüssigkeit mit süßlichem Geruch und ist zusätzlich ein hygroskopischer, leicht entzündlicher und flüchtiger Stoff. Methanol ist nicht als „umweltgefährdend“ kategorisiert. Methanol ist im Gegensatz zu Ethanol ein giftiger Stoff, sowohl bei Verschlucken, Einatmen und Hautkontakt, was jeweils den Tod zur Folge haben kann.

Die Sicherheitsanforderungen sind mit denen von Ethanol vergleichbar. Zusätzlich sind weitere Sicherheitsmaßnahmen aufgrund der für den Menschen giftigen Wirkung von Methanol notwendig: Beispielsweise werden Methanol Bitterstoffe und Odoriermittel beigefügt. Beim Umgang mit Methanol sind mindestens Schutzhandschuhe und Augenschutz zu tragen.

Aus Sicht des Endverbrauchers wäre die Handhabung von Methanol an Tankstellen unkompliziert, vergleichbar mit der von Benzin bzw. Ethanol-Benzin-Gemischen. Während des Tankvorgangs sollten Schutzhandschuhe getragen und Zündquellen vermieden werden. Ein Tankvorgang am Pkw wäre in der Regel in weniger als zehn Minuten abgeschlossen. Eine künftige Anwendung von Methanol als Kraftstoff sollte nur in Kombination mit Aufklärungskampagnen erfolgen, um für die notwendige Achtsamkeit zu sensibilisieren und zugleich vorhandene Hemmungen abzubauen.

Tabelle 6-4 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Methanol (M100), Datenbasis: [Carl Roth GmbH (2020)]

Eigenschaft	Beschreibung
Produktdefinition	Reinstoff (bzw. Stoffgemisch, wenn mit Wasser)
Aggregatzustand (STP)	Flüssig
Zustand im Fahrzeugtank	Flüssig, drucklos, Umgebungstemperatur
Farbe	Farblos
Geruch	Süßlich
Flammpunkt	9,7 °C
Explosionsgrenzen	5,5 bis 44 % v/v in Luft
Löslichkeit	Nahezu vollständig mit Wasser mischbar
Gefahrenpiktogramme	
UN-Nummer	UN 1230
Transportgefahrenklassen	3 (entzündbare flüssige Stoffe)
Gefahrgutnummer	336 (leicht entzündbarer, flüssiger und giftiger Stoff)
Verpackungsgruppe	II (Stoffe mit mittlerer Gefahr)
Temperaturklasse	T1 (max. zulässig 450 °C)
Explosionsgruppe	II A
Lagerklasse	3
Wassergefährdungsklasse	2 (wassergefährdend)

DIESEL UND DESSEN GEMISCHE MIT FAME, HVO- UND FT-DIESEL (B0, B7, B10, B20, B30, R33)

Die Vorgaben für den Umgang mit FAME-Diesel- oder FAME-HVO/FT-Gemischen lehnen sich an Diesel- bzw. HVO/FT-Kraftstoff an, da diese höhere bzw. mindestens gleichwertige Anforderungen an Sicherheitsaspekte stellen.

Bei Diesel handelt es sich um eine gelbe, charakteristisch riechende Flüssigkeit, bei der der ordnungsgemäße Umgang im Wesentlichen durch ihre Brandlast sowie die gesundheits- und umweltgefährdenden Wirkungen bestimmt wird. Diesel ist oberhalb des Flammpunktes (typisch zwischen 56 und 61 °C) entzündbar. Anhaltender oder wiederholter Hautkontakt kann Reizungen verursachen. In Kontakt mit Menschen können Dämpfe oder Nebel die Schleimhäute und besonders die Augen reizen. Weitere Auswirkungen beim Einatmen und Verschlucken durch Menschen sind kurzfristig Übelkeit, Kopfschmerzen, Benommenheit bis hin zu Erbrechen oder Todesfolge. Bekannte langfristige Auswirkungen einzelner Komponenten sind Depressionen und möglicherweise Krebs. Umwelttoxikologisch bilden Diesel und HVO-/FT-Diesel einen Ölfilm auf der Wasseroberfläche, der den Sauerstoffaustausch verhindert. FAME-Anteile bilden ebenfalls einen Film auf der Wasseroberfläche aus, dieser löst sich jedoch im Wasser und wird schnell biologisch abgebaut.

Die Sicherheitsanforderungen an Diesel und dessen Gemische mit FAME und HVO-/FT-Diesel sind insbesondere durch den deutlich höheren Flammpunkt als geringer einzuschätzen als die an Benzin, Ethanol, Methanol und Methan. Diesel und dessen Gemische können bis 100 kg in geeigneten Gebinden gelagert werden, für größere Mengen müssen spezielle Läger mit Rückhaltevorrichtungen genutzt werden. Die Lagerung ist nach WHG innerhalb der Zonen I und II von Trinkwasserschutzgebieten untersagt. Beim Transport sind die Anforderungen nach Verpackungsgruppe III einzuhalten und ab einer transportierten Menge von 1.000 l ist zusätzlich ein Gefahrgutführerschein notwendig. Grundsätzlich müssen Um- und Abfüllvorgänge im Freien oder in gut belüfteten Räumen ausgeführt werden, dabei sollten die verwendeten Arbeitsmittel laut BetrSichV stets auf einem aktuellen Stand gehalten werden.

Aus Sicht des Endverbrauchers ist der Umgang mit FAME-/HVO-/FT-Gemischen mit Dieselkraftstoff an öffentlich zugänglichen Tankstellen unkompliziert und vertraut. Während des Tankvorgangs sollten Schutzhandschuhe getragen werden. Ein Tankvorgang am Pkw ist in der Regel in weniger als zehn Minuten abgeschlossen. Im Falle der Verwendung von Sommerdiesel und insbesondere dessen Gemischen mit FAME ist zu beachten, dass es im Winter bei niedrigen Außentemperaturen zur Verstopfung von Filtern kommen kann.

Tabelle 6-5 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Diesel und dessen Gemische mit FAME, HVO- und FT-Diesel (B0, B7, B10, B20, B30 und R33), Datenbasis: [Aral AG (2018a); TotalEnergies (2020)]

Eigenschaft	Beschreibung
Produktdefinition	Stoffgemisch nach DIN EN 590 (B0, B7, R33), DIN EN 16734 (B10) und DIN EN 16709 (B20, B30)
Aggregatzustand (STP)	Flüssig
Zustand im Fahrzeugtank	Flüssig, drucklos, Umgebungstemperatur
Farbe	Gelb
Geruch	Charakteristisch
Flammpunkt	Größer 56 °C
Explosionsgrenzen	B0: 0,6 bis 6,5 % v/v in Luft

Eigenschaft	Beschreibung
Löslichkeit	Diesel, HVO- und FT-Diesel nahezu unlöslich in Wasser, FAME löslich in Wasser (ca. 1.500 mg Wasser pro kg FAME)
Gefahrenpiktogramme	
UN-Nummer	UN 1202
Transportgefahrenklassen	3 (entzündbare flüssige Stoffe)
Gefahrgutnummer	30 (entzündbarer flüssiger Stoff (Flammpunkt von 23 °C bis einschl. 61 °C))
Verpackungsgruppe	III (Stoffe mit geringer Gefahr)
Temperaturklasse	T3 (200 bis 300 °C)
Explosionsgruppe	II A
Lagerklasse	3
Wassergefährdungsklasse	2 (wassergefährdend)

PARAFFINISCHE DIESELKRAFTSTOFFE (HVO-, FT-DIESEL)

Paraffinische Dieselkraftstoffe sind bei Umgebungstemperatur farb- und geruchlose Flüssigkeiten, die in ihrer Handhabe vergleichbar mit Dieselkraftstoff sind. Im Gegensatz zu mineralölbasiertem Dieselkraftstoff haben paraffinische Dieselkraftstoffe einen Flammpunkt oberhalb von 61 °C und sind nicht in die Gefahrenkategorien „entzündlich“ (GHS02), „reizend“ (GHS07) und „umweltgefährlich“ (GHS09) eingeteilt.

Unabhängig vom geringeren Gefahrenpotenzial sollten vergleichbare Sicherheitsvorkehrungen wie bei fossilem Dieselkraftstoff auch beim Umgang mit paraffinischen Dieselkraftstoffen getroffen werden.

Aus Sicht des Endverbrauchers ist der Bezug von HVO- und FT-Gemischen an öffentlich zugänglichen Tankstellen aufgrund der fehlenden Benennung in der 10. BImSchV aktuell nicht möglich. Im Falle einer Zulassung werden paraffinische Dieselkraftstoffe beim Tanken wie konventioneller Dieselkraftstoff gehandhabt. Ein Tankvorgang am Pkw ist in der Regel in weniger als zehn Minuten abgeschlossen.

Tabelle 6-6 Sicherheitsrelevante Kenndaten für paraffinische Kraftstoffe (HVO- und FT-Diesel), Datenbasis: [Neste Oyj (2019)]

Eigenschaft	Beschreibung
Produktdefinition	Stoffgemisch nach DIN EN 15940
Aggregatzustand (STP)	Flüssig
Zustand im Fahrzeugtank	Flüssig, drucklos, Umgebungstemperatur
Farbe	Farblos
Geruch	Geruchlos
Flammpunkt	Größer 61 °C
Explosionsgrenzen	0,5 bis 5,0 % v/v in Luft
Löslichkeit	Nahezu unlöslich in Wasser

Eigenschaft	Beschreibung
Gefahrenpiktogramme	
UN-Nummer	UN 1202
Transportgefahrenklassen	3 (entzündbare flüssige Stoffe)
Gefahrgutnummer	Entfällt
Verpackungsgruppe	III (Stoffe mit geringer Gefahr)
Temperaturklasse	T3 (200 bis 300 °C)
Explosionsgruppe	II A
Lagerklasse	3
Wassergefährdungsklasse	1 (schwach wassergefährdend)

Fettsäuremethylester (FAME, „Biodiesel“, B100)

FAME ist eine brennbare, gelblich aussehende und schwach riechende Flüssigkeit. FAME ist nicht nach CLP registriert, entsprechend liegt keine Einteilung nach den GHS-Kategorien vor.

Aufgrund der Einteilung in die Wassergefährdungsklasse 1 sind Sicherheitsmaßnahmen bezüglich Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) zu beachten (Rückhaltesysteme bei der Lagerung) und Genehmigungen einzuholen. Grundlegend gilt auch hier, dass unabhängig vom geringeren Gefahrenpotenzial vergleichbare Sicherheitsvorkehrungen wie beim Umgang mit konventionellem Dieselkraftstoff getroffen werden sollten.

Bis 2010 wurde FAME an vielen Tankstellen als Reinkraftstoff mit vergleichbaren Sicherheitsvorkehrungen wie für Dieselkraftstoff angeboten. Ein Tankvorgang am Pkw ist in der Regel in weniger als zehn Minuten abgeschlossen.

Tabelle 6-7 Sicherheitsrelevante Kenndaten für FAME (B100), Datenbasis: [Calpam Mineralöl-Gesellschaft mbH (2018); Mabanaft (2021)]

Eigenschaft	Beschreibung
Produktdefinition	Stoffgemisch nach DIN EN 14214
Aggregatzustand (STP)	Flüssig
Zustand im Fahrzeugtank	Flüssig, drucklos, Umgebungstemperatur
Farbe	Hellgelb bis bräunlich
Geruch	Schwach
Flammpunkt	Größer 101 °C
Explosionsgrenzen	Unbekannt
Löslichkeit	Schwach löslich in Wasser (ca. 1.500 mg Wasser pro kg FAME)
Gefahrenpiktogramme	Entfällt
UN-Nummer	Entfällt
Transportgefahrenklassen	Entfällt

Eigenschaft	Beschreibung
Gefahrgutnummer	Entfällt
Verpackungsgruppe	Entfällt
Temperaturklasse	T3 (200 bis 300 °C)
Explosionsgruppe	Entfällt
Lagerklasse	10
Wassergefährdungsklasse	1 (schwach wassergefährdend)

Pflanzenölkraftstoff (PÖ)

Reine Pflanzenöle sind bei Raumtemperatur flüssig. Mit abnehmender Temperatur steigt abhängig von der Fettsäurezusammensetzung die Viskosität an. Als Lebensmittel sind Pflanzenöle ein sehr sicheres und einfach handhabbares Produkt, von dem keine Gefahren bezüglich Explosivität oder toxikologischer Risiken für Menschen und Umwelt ausgehen. Als einziger flüssiger Kraftstofftyp können Pflanzenöle unter der immer geltenden Sorgfaltspflicht in Wasserschutzgebieten ohne besondere Auflagen genutzt werden. Pflanzenöle wurden bis 2010 als Kraftstoff zum Beispiel im landwirtschaftlichen Bereich oder als Brennstoff für Blockheizkraftwerke verwendet. Der Tankvorgang für Pflanzenölkraftstoff ist vergleichbar mit dem von konventionellem Dieselkraftstoff. Ein Tankvorgang am Schlepper ist in der Regel in weniger als zehn Minuten abgeschlossen.

Tabelle 6-8 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Pflanzenölkraftstoff (PÖ), Datenbasis: [Bunge Deutschland GmbH (2018); Carl Roth GmbH]

Eigenschaft	Beschreibung
Produktdefinition	Stoffgemisch nach DIN 51605 oder DIN 51623
Aggregatzustand (STP)	Flüssig bis fest (abhängig vom Ausgangsstoff)
Zustand im Fahrzeugtank	Flüssig, drucklos, Umgebungstemperatur
Farbe	Gelb
Geruch	Geruchlos
Flammpunkt	Größer 101 °C
Explosionsgrenzen	Unbekannt
Löslichkeit	Unlöslich in Wasser
Gefahrenpiktogramme	Entfällt
UN-Nummer	Entfällt
Transportgefahrenklassen	Entfällt
Gefahrgutnummer	Entfällt
Verpackungsgruppe	Entfällt
Temperaturklasse	Entfällt
Explosionsgruppe	Entfällt
Lagerklasse	10
Wassergefährdungsklasse	Allgemein wassergefährdend

METHAN (CNG, LNG)

Methan ist ein farb- und geruchloses sowie brennbares Gas. In Kombination mit Luft bildet es ein extrem explosives Gemisch. Um unbemerktes Ausströmen zu vermeiden, wird bei der Verwendung von CNG eine Odorierung beigemengt. Methan als gasförmiges CNG wird bis auf 250 bar komprimiert (im Fahrzeug selbst 200 bar). Methan als flüssiges LNG ist aufgrund der tiefkalten Verflüssigung mit keinem Odorierungsmittel versetzt. Die Temperatur von LNG liegt bei ca. −162 °C. Oberhalb der Flüssigphase bildet sich in LNG-Tanks eine Gasphase mit einem Druckniveau von maximal 15 bis 18 bar (oberhalb des Druckbereichs müssen Sicherheitsmaßnahmen wie Rückverflüssigung oder Druckregelung eingeleitet werden).

Aufgrund seiner explosiven Eigenschaften in Gemischen mit Luft sowie des hohen THG-Potenzials müssen besondere sicherheitsrelevante Vorkehrungen im Umgang mit Methan getroffen werden. Beispielsweise werden Methanemissionen laut TA Luft (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft) in vielerlei Hinsicht direkt oder indirekt als Teil der Gesamtkohlenwasserstoffe reglementiert, sodass technische Nachbehandlungen nach Stand der Technik (z. B. Abgasnachbehandlung, thermische Nachverbrennung oder Rückverflüssigung) erfolgen müssen. Als Explosionsschutz ist es bei Transport und Lagerung die wichtigste Maßnahme, den Kontakt mit Luft oder Sauerstoff zu vermeiden.

Aus Sicht des Endverbrauchers ist die Handhabung von CNG teilweise aufgrund der bereits vorhandenen Infrastruktur bekannt. Die Betankung erfolgt an speziellen Zapfsäulen mit besonderen hochdruckgeeigneten Zapfpistolen. Die Zapfsäulen stehen zumeist abseits der Anlagen für Flüssigkraftstoffe. Eine Betankung an öffentlich zugänglichen Tankstellen dauert in der Regel maximal zehn Minuten. Sowohl im privaten als auch im gewerblichen Bereich können zusätzlich sogenannte „Slow Fill“-Tankstationen verwendet werden. Hier erfolgt die Betankung direkt aus dem Erdgasnetz heraus und dauert in der Regel mehrere Stunden (typischerweise erfolgt die Betankung über Nacht). Im Gegensatz dazu erfolgt die Anwendung von LNG ausschließlich im gewerblichen Bereich (Schwerlastverkehr und Schifffahrt). Hier sind die Nutzerinnen und Nutzer entsprechend geschult und in der Nutzung der Tankanlagen unterwiesen. Ein Tankvorgang am Lkw dauert in der Regel ca. 15 Minuten. Dabei müssen Schutzhandschuhe mit Kälte-Isolierung sowie Gesichtsschild/Augenschutz getragen werden.

Tabelle 6-9 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Methan (CNG, LNG), Datenbasis: [Küppers Engineering (2021); Linde Gas GmbH (2021); Shell (2016)]

Eigenschaft	Beschreibung
Produktdefinition	Stoffgemisch nach DIN EN 16723-2
Aggregatzustand (STP)	Gasförmig
Zustand im Fahrzeugtank	CNG: gasförmig, unter Druck (bis 250 bar), Umgebungstemperatur LNG: flüssig, unter Druck (bis 15 bar), tiefkalt (kryogen)
Farbe	Farblos
Geruch	CNG: odoriert; LNG: geruchlos
Flammpunkt	−187 °C
Explosionsgrenzen	4,4 bis 17 % v/v in Luft
Löslichkeit	Wenig löslich in Wasser

Eigenschaft	Beschreibung
Gefahrenpiktogramme	
UN-Nummer	1972
Transportgefahrenklassen	2
Gefahrgutnummer	CNG: 23; LNG: 223
Verpackungsgruppe	Entfällt
Temperaturklasse	T1 (größer 450 °C)
Explosionsgruppe	I
Lagerklasse	2A
Wassergefährdungsklasse	Nicht wassergefährdend

Wasserstoff (H_2)

Wasserstoff ist ein farb- und geruchloses sowie brennbares und in Kombination mit Luft extrem entzündbares Gas. In der Anwendung als Kraftstoff ist es meist ein Gas unter Druck (350 bar oder 700 bar), das bei Erwärmung explodieren kann. Wasserstoff kann auch in flüssiger Form durch Abkühlung auf eine Temperatur bis −253 °C als Kraftstoff bereitgestellt und in Fahrzeugen mitgeführt werden. In diesem Falle treten aber üblicherweise Verdampfungsverluste bei Wiedererwärmung des Wasserstoffs im isolierten Tank auf.

Die hohe Explosivität von Wasserstoff und die Speicherung unter Druck sind die zwei wichtigsten sicherheitsrelevanten Aspekte. Die Explosivität von Wasserstoff in Kombination mit Luft wird praktisch unterdrückt, indem Zündquellen vermieden werden und vorgegeben ist, dass Wasserstoff nicht in Verbindung mit Luft/Sauerstoff gelagert oder transportiert werden darf. Der Umgang mit Wasserstoff unter Druck darf zusätzlich nur in speziell dafür freigegebenen Behältern erfolgen. Die Betriebsmittel im Umgang mit Wasserstoff müssen der Explosionsgruppe II C entsprechen.

Der Umgang mit Wasserstoff als Kraftstoff ist für den Endverbraucher an der Tankstelle aktuell noch ungewohnt, tendenziell aber vergleichbar mit der Anwendung von CNG. Ein Tankvorgang am Pkw dauert in der Regel unter zehn Minuten. Spezielle Vorkehrungen müssen nicht getroffen werden.

Tabelle 6-10 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Wasserstoff, Datenbasis: [Linde Gas GmbH (2018)]

Eigenschaft	Beschreibung
Produktdefinition	Stoffgemisch nach DIN EN 17124
Aggregatzustand (STP)	Gasförmig
Zustand im Fahrzeugtank	Gasförmig, unter Druck (350 bar oder 700 bar), Umgebungstemperatur
Farbe	Farblos
Geruch	Geruchlos
Flammpunkt	−253 °C
Explosionsgrenzen	4 bis 77 % v/v in Luft

Eigenschaft	Beschreibung
Löslichkeit	Wenig löslich in Wasser
Gefahrenpiktogramme	
UN-Nummer	1049
Transportgefahrenklassen	2
Gefahrgutnummer	23
Verpackungsgruppe	Entfällt
Temperaturklasse	T1 (über 450 °C)
Explosionsgruppe	II C
Lagerklasse	2A
Wassergefährdungsklasse	Nicht wassergefährdend

Erneuerbares Kerosin (FT-SPK, HEFA-SPK und ATJ-SPK)

Die hier beschriebenen Arten an synthetischen paraffinischen Kerosinen (auch erneuerbare Kerosine oder SPK genannt) sind bei Umgebungstemperatur flüssige und farblose Kraftstoffe mit einem charakteristischen Geruch nach Kerosin.

Um die Produktintegrität sicherzustellen, sollen synthetische paraffinische Kerosine gemäß den Vorgaben der ASTM D7566, Abschnitt 6.5, nach der Herstellung und bis zum Blendvorgang mit Jet A/A-1 analog zum finalen Produkt (Jet A/A-1 gem. ASTM D1655 bzw. DEF STAN 91-091) behandelt werden. Die Sicherheitsanforderungen der SPK sind jedoch abhängig von den chemisch-physikalischen Eigenschaften und können teilweise abweichend von denjenigen des Jet A/A-1 sein. Entsprechend räumt die ASTM D7566 Möglichkeiten der Anpassung im Rahmen eines Änderungsmanagements für den Produktionsstandort, den Vertrieb und die Lagerung ein.

Der Umgang mit SPK erfolgt ausschließlich durch entsprechend geschultes und eingewiesenes Personal und ist vergleichbar mit dem von konventionellem JET A/A-1.

Tabelle 6-11 Sicherheitsrelevante Kenndaten für erneuerbares Kerosin (FT-SPK, HEFA-SPK, ATJ-SPK), Datenbasis: [Bullerdiek (2019b); Müller-Langer (2020); Neste Oyj (2020)]

Eigenschaft	Beschreibung
Produktdefinition	Stoffgemisch nach ASTM D7566, Annexe 1, 2 oder 5
Aggregatzustand (STP)	Flüssig
Zustand im Fahrzeugtank	Flüssig, drucklos, Umgebungstemperatur
Farbe	Farblos
Geruch	Kerosinartig
Flammpunkt	Größer 38 °C (abhängig vom Typ)
Explosionsgrenzen	0,6 bis 6 % v/v in Luft (abhängig vom Typ)
Löslichkeit	Wenig löslich in Wasser

Eigenschaft	Beschreibung
Gefahrenpiktogramme	, nur ATJ-SPK/HEFA-SPK:
UN-Nummer	Analog JET A/A-1: 1863 (Düsenkraftstoff) Chemisch: 3295 (Kohlenwasserstoffe, flüssig)
Transportgefahrenklassen	3
Gefahrgutnummer	30
Verpackungsgruppe	III (Stoffe mit geringer Gefahr)
Temperaturklasse	T3 (über 450 °C)
Explosionsgruppe	II C
Lagerklasse	2A
Wassergefährdungsklasse	2 (wassergefährdend)

Erneuerbarer elektrischer Strom

Der Umgang mit elektrischem Strom lässt sich nicht vergleichbar bewerten und einteilen wie bei den zuvor genannten Kraftstoffen. Strom ist aus physikalischer Sicht kein Energieträger, sondern eine Energieform. Erst die Kombination aus Speichermedium (z. B. einer Traktionsbatterie) und elektrischem Strom wird zum Energieträger. Entsprechend wird elektrischer Strom teilweise in sicherheitsrelevanten Gesetzen wie WHG nicht adressiert, auch die Einteilung nach REACH oder CLP kann nicht erfolgen.

Grundsätzlich sind die sicherheitsrelevanten Vorkehrungen beim Umgang mit Strom – und auch bei der Erzeugung – bekannt. Aus diesem Grund wird nachfolgend nur auf die Herausforderungen im Fahrzeug eingegangen. In batterieelektrischen Fahrzeugen wird sowohl Gleichstrom (innerhalb der Traktionsbatterie) als auch Wechselstrom (Bordnetz, Antrieb) verwendet. Das Spannungsniveau liegt je nach Fahrzeugtyp im Niederspannungsbereich[13] zwischen 400 und 850 V bei Stromstärken von teilweise über 500 A. Elektrofahrzeuge laden den Strom entweder mit Wechselstrom (an Normalladepunkten) oder mit Gleichstrom (an Schnellladepunkten). Im Gegensatz dazu liegt das Spannungsniveau an der „Starterbatterie“ bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor im Kleinspannungsbereich zwischen 6 und 48 V, die Batterie selbst wird durch den Verbrennungsmotor geladen. Diese unterschiedlichen Leistungsbereiche bewirken insbesondere in Fahrzeugwerkstätten sowie im Gefahrenfall bei den Einsatzkräften von Feuerwehr und Rettungsdienst neue Arbeitsplatzumgebungen und erfordern geschultes Personal. Elektrische Fahrzeuge müssen an geeigneten Stellen mit dem Warnsymbol nach Abbildung 6-3 gekennzeichnet sein. [ZVEI (2013)]

[13] Im Automobilsektor wird bei Spannungen oberhalb 60 V von „Hochvolt“-Bereich gesprochen, dies entspricht der Spannungsklasse B (Niederspannung).

Abbildung 6-3 Warnsymbol bei Hochvolt-Kennzeichnung von elektrischen Fahrzeugen

Aus Endverbrauchersicht ist das Wiederbeladen von Traktionsbatterien mit elektrischem Strom, wie es bei batteriebetriebenen Fahrzeugen erfolgt, grundsätzlich aus dem täglichen Umfeld vertraut. Im Besonderen werden andere Steckertypen verwendet, sodass ggf. Barrieren im Umgang mit elektrischen Fahrzeugen abgebaut werden müssen. Die in Fahrzeugen integrierte Sicherheitstechnik verhindert eine (unbewusste) fehlerbehaftete Bedienung. Pkw können an Schnellladepunkten innerhalb von ca. 30 Minuten und an Normalladepunkten innerhalb von ca. 8 Stunden wiederbeladen werden.

6.4 Anforderungen an Tankinfrastruktur und Kraftstoffdistribution

Die in Abschnitt 2.2 dargestellte vorhandene Tankinfrastruktur kann für viele der hier beschriebenen Kraftstoffe weiterhin genutzt werden, wenngleich teilweise technische Anpassungen erfolgen müssen. Für andere Kraftstoffe müssen neue Infrastrukturen für Distribution und Tanken aufgebaut werden; teilweise wurde damit bereits begonnen. Die mit den Kraftstoffen in Kontakt stehenden Geräte und Anlagen entlang der kompletten Distributionskette benötigen mindestens eine Zulassung für den jeweiligen Kraftstoff.

Im Folgenden sollen die unter Abschnitt 6.3 beschriebenen Kraftstoffoptionen im Kontext der Tankstellen- und Distributionsinfrastruktur bewertet werden. Eine erste Übersicht ist in Tabelle 6-12 dargestellt. Auf Optionen, die mit der etablierten Infrastruktur kompatibel sind, wird nicht weiterführend eingegangen.

Tabelle 6-12 Kompatibilität mit bestehender Tankinfrastruktur, ohne Anspruch auf Vollständigkeit [Grope (2018)]

Kraftstoff	Anmerkung
Biodiesel (FAME)	Technische Anpassungen bei etablierter Tankinfrastruktur notwendig, globale und lokale Verteilinfrastruktur vorhanden und kompatibel
Erneuerbares Kerosin	Kompatibel mit etablierter Tank- und Verteilinfrastruktur
Ethanol	Technische Anpassung bei etablierter Tankinfrastruktur notwendig, globale und lokale Verteilinfrastruktur vorhanden und kompatibel
HEFA/FT-Diesel	Kompatibel mit etablierter Tank- und Verteilinfrastruktur
HEFA/FT-Naphtha	Kompatibel mit etablierter Tank- und Verteilinfrastruktur
Methan (CNG)	Kompatibel mit etablierter globaler und lokaler Verteilinfrastruktur, Ausbau Tank- und Verteilinfrastruktur notwendig
Methan (LNG)	Tank- und Verteilinfrastruktur im Aufbau, Kompatibilität mit etablierter CNG-Infrastruktur nicht vorhanden
Methanol	Technische Anpassung bei etablierter Tankinfrastruktur notwendig, globale Verteilinfrastruktur vorhanden und kompatibel, Aufbau lokaler Verteilinfrastruktur notwendig

Kraftstoff	Anmerkung
Methanol-to-Gasoline	Kompatibel mit etablierter Tank- und Verteilinfrastruktur
Pflanzenöl	Kompatibel mit etablierter Tank- und Verteilinfrastruktur, Aufbau lokaler Verteilinfrastruktur notwendig
Strom	Ladeinfrastruktur im Aufbau, Kompatibilität mit etablierter Infrastruktur nicht vorhanden
Wasserstoff	Tank- und Verteilinfrastruktur im Aufbau, Kompatibilität mit etablierter Infrastruktur nicht vorhanden

ETHANOL: Die etablierte Infrastruktur zur Distribution von Benzinkraftstoff ist im Straßenverkehr für Benzin mit einem maximalen Ethanolgehalt von 10 % v/v ausgelegt. Sollte perspektivisch der Blendanteil von Ethanol erhöht werden (z. B. E20 mit 20 % v/v Ethanolgehalt) oder wieder E85 als Kraftstoffalternative etabliert werden, müssen weitere Regularien insbesondere bei Tankstellen beachtet werden. Tankstellen haben zum Beispiel präventiv zum Wasserschutz unterirdische Auffangwannen installiert, die verschütteten Kraftstoff sammeln sollen. Bei Regen kommt es hier zur Vermischung von Kraftstoffgemischen und Regenwasser. Damit das Regenwasser der Kanalisation zugeführt werden kann, wird der Kraftstoff mit einem Leichtflüssigkeitsabscheider abgetrennt und gesondert aufgefangen. Bei Benzinkraftstoffen mit einem hohen Anteil an Ethanol kann unter Umständen die Abscheideleistung der installierten Leichtflüssigkeitsabscheider aufgrund der Löslichkeit von Ethanol mit Wasser und Benzin eingeschränkt sein [Baumeister (2006)]. Zusätzlich müssen alle mit dem Kraftstoff in Kontakt stehenden Geräte für die Nutzung des Ethanol-Benzin-Gemisches zugelassen sein, was im Bestand nicht der Fall ist [Baumeister (2006)]. Eine Umrüstung ist entsprechend für den Tankstellenbestand gemäß dem bestehenden regulatorischen Rahmen notwendig. Der Transport zur Tankstelle erfolgt in der Regel über Tankwagen (Lkw oder Schiene) oder Schiff. Diese Infrastruktur ist für Ethanol bereits etabliert. Hier sollte es nicht zu Problemen im Kontext der Kompatibilität kommen. Vergleichbare Anforderungen müssen bei wässrigem Ethanol als Reinkraftstoff, wie er in Brasilien Anwendung findet, oder bei Ethanol als Dieselkraftstoff (ED95) eingehalten werden. [UPEI (2021)]

METHANOL als Kraftstoff wird künftig sowohl für den Straßen- als auch für den Schiffsverkehr in Betracht gezogen, für Verbrennungsmotoren wie auch für Brennstoffzellen. Die Verteilstruktur steht in Abhängigkeit vom Zielsegment. Aktuell wird konventionelles Methanol in IMPCA-Qualität von den wenigen Methanolanlagen, ausgehend via Schiff und Tankwagen, weltweit verteilt und an Häfen oder in Industrieparks in Tanks gelagert. Diese weltweit etablierte Verteilinfrastruktur kann grundsätzlich für die Einführung von Methanol als Kraftstoff genutzt werden. Eine Verteilinfrastruktur von den Tanklagern hin zu den Raffinerien und Tankstellen muss noch etabliert werden. Der Aufwand, bestehende Tankstellen im Straßenverkehr für die Methanolnutzung umzurüsten, ist vergleichbar mit dem Aufwand bei der Umrüstung zur Ethanolnutzung. Die betroffenen Anlagen müssen für das jeweilige Gemisch freigegeben werden. Mit jetzigem Erfahrungsstand müssen bei bestehenden Anlagen hierzu mindestens methanolgeeignete Dichtungen eingesetzt werden. Alternativ können spezielle Flex-fuel-Tankanlagen an den Tankstellen nachgerüstet werden [Schröder (2020b)]. Die Bunkerung von Methanol für den Schiffsverkehr kann mit den vorhandenen Tankanlagen in Häfen umgesetzt werden. Diese müssen für eine Zulassung ggf. ein neues Coating erhalten, welches zum Beispiel innerhalb regelmäßiger Wartungsintervalle angebracht werden kann [Schröder (2020b)]. Als zusätzlicher Aspekt muss die verwendete Methanolqualität betrachtet werden. Methanol im Schiffsverkehr wird eine geringere Qualität benötigen als für die Brennstoffzellen-Anwendung. Entsprechend müssen parallele Infrastrukturen für unterschiedliche Methanolqualitäten aufgebaut werden. [Schröder (2020b)]

BIODIESEL (FAME) weist eine etablierte Verteilinfrastruktur auf. Anpassungen bei Tankanlagen mit FAME als Reinkraftstoff sind grundsätzlich nicht notwendig, ggf. müssen biodieselkompatible Dichtungen eingesetzt werden. Zusätzlich müssen Wartungsintervalle verkürzt werden, um die Schlammbildung am Tankboden einzugrenzen. [UPEI (2021)]

PFLANZENÖL hat aufgrund der bevorzugten Anwendung im land- und forstwirtschaftlichen Bereich sowie in der Binnenschifffahrt eine hohe Kompatibilität zur bestehenden Tankinfrastruktur. Jedoch sind aktuell keine Verteilinfrastrukturen etabliert. Die Kraftstoffbereitstellung wird in der Regel nicht über öffentliche, sondern über betriebseigene Hoftankstellen erfolgen. Zu beachten ist, dass bei bei sehr niedrigen Temperaturen Kälteadditive dem Pflanzenöl hinzugegeben werden müssen oder dieses vor Nutzung aufgewärmt werden muss, um den Kraftstoff flüssig zu halten.

METHAN ALS CNG kann auf eine etablierte Tank- und Verteilinfrastruktur mit über 800 CNG-Tankstellen und Anschluss an das Erdgasnetz in Deutschland zurückgreifen und ist vollständig kompatibel mit dem fossilen Erdgas. Jedoch muss die Verfügbarkeit an Tankstellen deutlich ausgeweitet werden, damit Methan als CNG mit anderen Kraftstoffoptionen bzw. elektrischem Strom konkurrieren kann. Insbesondere Tankstellen entlang Autobahnen haben aufgrund des fehlenden Anschlusses an das Erdgasnetz zumeist kein CNG verfügbar. **METHAN ALS LNG** hingegen ist unabhängig vom Erdgasnetz. Die Verteilung von fossilem LNG erfolgt aktuell von LNG-Hafenterminals zu den bereits über 60 in Deutschland bzw. über 400 in Europa installierten LNG-Stationen für Schwerlastverkehr und Binnenschifffahrt (hier sind z. T. auch Bunkerschiffe im Einsatz). Ein weiterer Ausbau der Tankinfrastruktur ist für eine flächendeckende Anwendung im schweren, überregionalen Güterverkehr zwingend notwendig. Die Verflüssigung von Biomethan oder strombasiertem Methan muss zusätzlich noch etabliert werden. Hierfür gibt es verschiedene Projekte mit einem zentralen (z. B. Rheinland Raffinerie) oder dezentralen Ansatz (z. B. EnviTec Biogas AG), die in den nächsten Jahren umgesetzt werden. Insbesondere bei LNG ist der technische Aufwand der Verteilung sehr hoch, da an vielen Stellen der Distributionskette das Freiwerden von Methanemissionen (z. B. Boil-off-Gas durch Venting am LNG-Tank oder beim Tankvorgang selbst) vermieden werden muss.

Die Infrastruktur von **WASSERSTOFF** als Kraftstoff ist sowohl in Deutschland als auch in Europa noch nicht etabliert, auch wenn bereits einzelne Wasserstofftankstellen, insbesondere für die Pkw-Anwendung, installiert sind. Wie bei Methan als LNG ist ein Ausbau insbesondere für schwere Nutzfahrzeuge sowie Busse notwendig, um hier Alternativen zu den herkömmlichen Antriebskonzepten zu schaffen. Herausfordernd wird künftig die globale und lokale Distribution von erneuerbarem Wasserstoff. Aktuell wird Wasserstoff in Raffinerien vornehmlich aus Erdgas für industrielle Zwecke hergestellt. Eine Verteilung erfolgt innerhalb kurzer Distanzen, zum Beispiel innerhalb der Chemieparks über Rohrleitungen. Im Gegensatz dazu kann erneuerbarer strombasierter Wasserstoff als Kraftstoff nicht in ausreichenden Mengen in Deutschland oder in Europa produziert werden. Die Produktion wird vornehmlich in wind- oder sonnenreichen Regionen wie Südamerika oder Nordafrika erfolgen müssen, und die Transportwege werden sich automatisch verlängern. Der Transport von Wasserstoff über lange Distanzen ist aufwendig. Zum einen stellt Wasserstoff das kleinste Molekül dar und kann entsprechend durch Dichtungen diffundieren oder sich in Metallen einlagern (Wasserstoffversprödung). Zum anderen werden durch die geringe Dichte selbst bei tiefkalt verflüssigtem Wasserstoff sehr große Tankvolumina für den Transport benötigt. So sind beispielsweise aktuell noch keine geeigneten Schiffe für den Transport von tiefkalt verflüssigtem Wasserstoff über den Seeweg und keine geeigneten Wasserstoffbunker an den Häfen verfügbar. Als Alternative zum direkten Transport von Wasserstoff werden aktuell verschiedene Speichermedien, wie Ammoniak, Methanol oder auch flüssige organische Wasserstoffträger LOHC,

untersucht, welche einfacher zu transportieren sind. Bei solchen Konzepten müssen jedoch energetische Verluste bei der Umwandlung in Kauf genommen werden.

ERNEUERBARES KEROSIN beschreibt zum gegenwärtigen Zeitpunkt alle synthetischen paraffinischen Kerosine, die gemäß ASTM D7566 als Drop-in-Kraftstoffe zertifiziert sind. Diese müssen aufgrund ihrer Eigenschaften zunächst mit fossilem JET A/A-1 gemäß ASTM D1655 bzw. DEF STAN 91-091 gemischt werden (Blending). Der Blendvorgang muss gemäß EI/JIG 1530 vor Eintritt in die Versorgungsinfrastruktur des Flughafens erfolgen, eine Beimischung im Flughafentanklager ist nicht zulässig [EI/JIG 1530]. Entsprechend den Vorgaben der ASTM D7566 gelten die Blends nach erfolgter Zertifizierung nach Tabelle 1, ASTM D7566 als JET A/A-1 (gem. ASTM D1655 bzw. DEF STAN 91-091) und werden als solches behandelt. Die bestehende Infrastruktur für die Distribution von fossilem Kerosin kann und soll ab diesem Zeitpunkt uneingeschränkt genutzt werden. Bedingt durch die aktuell im Anwendungsfall bisher noch sehr geringen SPK-Mengen und die limitierte Erfahrung im Handling erfolgt die Bereitstellung der Einzelkomponenten überwiegend über dedizierte Tankkraftwagen, Tankcontainer oder Kesselwagen. Zur Sicherstellung der Produktintegrität sollen diese Einzelkomponenten bis zum Blendvorgang analog zum finalen Produkt Jet A/A-1 behandelt werden. Abweichende Handhabungen zum Beispiel aufgrund sicherheitsrelevanter Aspekte sind im Rahmen eines Änderungsmanagements für den Produktionsstandort, den Vertrieb und die Lagerung möglich und zum Teil nötig. [ASTM D7566-20C (2020)]

6.5 Motorische Nutzung von erneuerbaren Energieträgern

Für das Inverkehrbringen von erneuerbaren Kraftstoffen stehen zwei Wege offen: die Herstellung und Vermarktung von Mischkraftstoffen (Blendkraftstoffen) aus erneuerbaren und fossilen Komponenten oder von erneuerbaren Reinkraftstoffen. Insofern erneuerbare Kraftstoffe in den verschiedenen Verkehrsbereichen bereits Anwendung finden, hat sich aus pragmatischen Gründen die Nutzung von Mischkraftstoffen trotz vorhandener Nachteile in den vergangenen Jahren durchgesetzt. Im Hinblick auf eine vollständige Defossilisierung bis 2045 in Deutschland bzw. 2050 in Europa ist die Anwendung von Mischkraftstoffen aus erneuerbaren und fossilen Energieträgern nicht zielführend.

6.5.1 Erneuerbare Energieträger als Blendkraftstoff

Mischkraftstoffe aus erneuerbaren und fossilen Komponenten haben den großen Vorteil, dass eine unkomplizierte flächendeckende Vermarktung mit der bestehenden Verteil- und Tankstelleninfrastruktur (Abschnitt 6.4) möglich ist, sofern sie die Kraftstoffnorm, für die das jeweilige Fahrzeug freigegeben wurde, erfüllen (z. B. B7 über die DIN EN 590 sowie E5 oder E10 über die DIN EN 228). Damit können entsprechend schnell erneuerbare Anteile im Verkehrssektor integriert werden (Tabelle 6-13). Aufgrund der erforderlichen Kompatibilität des Kraftstoffs mit dem Motorsystem des Fahrzeugs sind die erneuerbaren Anteile häufig auf ein geringes Niveau limitiert. Insbesondere mit Blick auf den Altfahrzeugbestand ist es nicht ohne Weiteres möglich, den Blendanteil zu erhöhen (z. B. Biodiesel zu Dieselkraftstoff und Ethanol zu Ottokraftstoff auf mehr als 7 bzw. 10 % v/v). Werden höhere Anteile erneuerbarer Komponenten angestrebt (z. B. E20, B20 oder B30), müssen die Fahrzeuge entsprechende Herstellerfreigaben aufweisen, die neben der Verträglichkeit kraftstoffführender Bauteile auch den Einfluss auf Motorenöl und Abgasnachbehandlung berücksichtigen. Zusätzlich muss ein einwandfreies Verbrennungs- und Emissionsverhalten bei allen Betriebszuständen gewährleistet werden (siehe Typenzulassung in Abschnitt 1.4).

Mischkraftstoffe verfügen in der Regel nicht über die umweltfreundlichen Eigenschaften der meisten erneuerbaren Komponenten, wie zum Beispiel eine hohe biologische Abbaubarkeit (Abschnitt 6.3).

Außerdem können vorteilhafte Eigenschaften erneuerbarer Kraftstoffe für einen effizienten und schadstoffarmen Motorbetrieb (z. B. Gehalt an Sauerstoff, einfache Molekülstruktur) entweder gar nicht oder nur begrenzt genutzt werden. Gleichzeitig kann bereits das Beimischen erneuerbarer Kraftstoffe zu einer Qualitätsverbesserung oder -verschlechterung der fossilen Kraftstoffe führen. Qualitätsverbesserungen sind zum Beispiel die Erhöhung der Schmierfähigkeit durch FAME in entschwefeltem Dieselkraftstoff, die Steigerung der Zündwilligkeit durch HVO-Diesel in Dieselkraftstoff oder eine Steigerung der Klopffestigkeit durch Ethanol oder Methanol in Ottokraftstoff. Im Gegensatz dazu führen neben Materialunverträglichkeiten bei den kraftstoffführenden Komponenten die geringeren Energiedichten und die damit erhöhten volumetrischen Kraftstoffverbräuche oftmals zu Verunsicherungen.

Für ein bestmögliches Verbrennungs- und Emissionsverhalten müssen Kraftstoffe, Verbrennungsmotoren und Abgasnachbehandlungssysteme aufeinander abgestimmt sein. Werden wechselnde Anteile verschiedener Kraftstoffe oder die Beimischung erneuerbarer Anteile über die Fahrzeugherstellerfreigaben hinaus verwendet, müssen meist Anpassungen an der Hard- und Software des Fahrzeugs erfolgen. Typische Beispiele hierfür sind das Nachrüsten von Sensorik zum Detektieren der Kraftstoffzusammensetzung, Einspritz- und Tanksysteme zum Beimischen einer zweiten Kraftstoffoption sowie die Adaption der Motorsteuerung. Der technische Aufwand ist je nach verwendeter Kraftstoffoption und je nach Verbrennungsmotor unterschiedlich hoch.

Als technisch unkritisch hinsichtlich der Verwendung in bestehenden Fahrzeugflotten zeigen sich in der Regel erneuerbare Energieträger, die von der chemischen Struktur her weitgehend oder völlig identisch mit dem fossilen Energieträger sind und entsprechend vergleichbare Eigenschaften aufweisen. Dies sind zum Beispiel paraffinische Kraftstoffbestandteile, die als Blendkomponenten in Dieselkraftstoff verwendet werden, erneuerbares Methan und erneuerbarer Wasserstoff als Mischkomponente zu Erdgas sowie erneuerbarer Wasserstoff und erneuerbarer Strom zu fossil erzeugtem Wasserstoff bzw. Strom.

Tabelle 6-13 Maximale Beimischmengen alternativer Kraftstoffe zu etablierten Kraftstoffen

Energieträger	Maximale Beimischung	Norm	Kriterium
Ethanol	10 % v/v	DIN EN 228	Gehalt an Ethanol lt. Norm limitiert
FT-Naphtha	ca. 80 % v/v	DIN EN 228	Oktanzahl, Destillationsverhalten
HVO-Naphtha	ca. 80 % v/v	DIN EN 228	Oktanzahl, Destillationsverhalten
Methanol	3 % v/v	DIN EN 228	Gehalt an Methanol lt. Norm limitiert
MTG	ca. 80 % v/v	DIN EN 228	Oktanzahl, Destillationsverhalten
DME	keine Beimischung möglich	DIN EN 590	„Fit for Purpose“-Kriterium
FAME	10 % v/v	DIN EN 590	Gehalt an FAME lt. Norm limitiert
FT-Diesel	ca. 26 % v/v	DIN EN 590	Dichte
HVO-Diesel	ca. 26 % v/v	DIN EN 590	Dichte
OME	keine Beimischung möglich	DIN EN 590	„Fit for Purpose“-Kriterium
Wasserstoff	2 % v/v	DIN 16723-2	Gehalt an Wasserstoff lt. Norm limitiert
ATJ-SPK	50 % v/v	ASTM D 7566	Gehalt an ATJ-SPK lt. Norm limitiert
FT-SPK	50 % v/v	ASTM D 7566	Gehalt an FT-SPK lt. Norm limitiert
HEFA-SPK	50 % v/v	ASTM D 7566	Gehalt an HEFA-SPK lt. Norm limitiert

6.5.2 Erneuerbare Energieträger als Reinkraftstoff

Perspektivisch müssen alle verwendeten Energieträger in den verschiedenen Verkehrsbereichen erneuerbaren Ursprungs sein, damit die gesetzten klimapolitischen Ziele erfüllt werden können. Dies beinhaltet, dass der erneuerbare Energieträger ein Reinkraftstoff oder ein Mischkraftstoff aus verschiedenen erneuerbaren Optionen ist. Bereits heute ermöglicht die Verwendung von erneuerbaren Reinkraftstoffen in verschiedenen Anwendungsbereichen einen optimierten Einsatz unter Nutzbarmachung der Vorteile und unter Vermeidung nachteiliger Auswirkungen. Dass mit den Reinkraftstoffen FAME, HVO-Diesel und Rapsölkraftstoff sowie E85 (im Allgemeinen wird E85 als Reinkraftstoff aufgeführt, obwohl weiterhin ein Anteil von mindestens 15 % v/v fossilem Benzinkraftstoff erlaubt ist) auch immer strenger werdende Emissionsanforderungen erfüllt werden können, zeigen Herstellerfreigaben für diverse Fahrzeuge (FAME: https://www.agqm-biodiesel.de/f-und-e/freigaben, HVO-/FT-Diesel: https://toolfuel.eu/freigaben-fuer-care-diesel/, E85: Ford Kuga Flexfuel [Quartier (2019)]), Praxisbeispiele (siehe Exkurs „Bio-CNG im städtischen ÖPNV – ein Praxisbeispiel aus Augsburg“) und verschiedene Untersuchungen [Demuynck (2021); Ettl (2016); Harndorf (2019); Huber (2015); Schröder (2019)].

Wesentliche technische Unterscheidungsmerkmale zwischen den jeweiligen Kraftstoffoptionen sind:

- Energiegehalt pro Volumen- und/oder Masseeinheit (bzw. Bedarf an Tankvolumen),
- lokale Emissionen (Schadstoffe und CO_2-Emissionen),
- Gefahrstoffeinordnung (entsprechend internationalem GHS-System),
- Kompatibilität mit etablierten Kraftstoffoptionen,
- Materialverträglichkeit mit Polymeren und Metallen (No-Harm) und
- Kälteeigenschaften.

In manchen Sektoren ist der zur Verfügung stehende Bauraum für die Bevorratung des Energieträgers stark limitiert, zum Beispiel im Flugverkehr, bei Transportfahrzeugen für voluminöse Güter oder bei leistungsstarken Arbeitsmaschinen für den Dauereinsatz im Offroad-Bereich. Hier ist der **ENERGIEGEHALT PRO VOLUMENEINHEIT** ein wichtiges Merkmal. Im Allgemeinen enthalten flüssige Kraftstoffe mehr Energie pro Volumeneinheit als gasförmige Kraftstoffe. Die gasförmigen Energieträger Methan, Wasserstoff, Dimethylether und Ammoniak werden erst durch Komprimierung bzw. Verflüssigung als Alternative praktikabel nutzbar, jedoch auf Kosten eines erhöhten technischen und energetischen Aufwandes für die Kraftstoffaufbereitung sowie für das Tanksystem. Kraftstoffe mit einer hohen volumetrischen Energiedichte sind die verschiedenen Flugkraftstoffoptionen ATJ, HEFA- und FT-SPK sowie HVO-Benzin und -Diesel, FT-Benzin und -Diesel, Biodiesel und Pflanzenöle. Im Vergleich dazu haben andere flüssige Kraftstoffe wie Ethanol, Methanol und Oxymethylenether aufgrund des hohen Sauerstoffanteils eine deutlich reduzierte Energiedichte. Batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge benötigen aufgrund der platzintensiven und schweren Akkumulatoren nochmals mehr Platz und verfügbare Masse für die Bevorratung des Energieträgers bzw. des Stroms. Tabelle 6-14 zeigt neben den Energiedichten von einzelnen erneuerbaren Energieträgern bzw. deren typischen Blends die notwendige Menge an Kraftstoff als Reichweitenäquivalent, die benötigt wird, um die gleiche Fahrstrecke wie mit einem Liter Diesel zurückzulegen. Hier verdeutlicht sich das oben beschriebene starke Gefälle zwischen flüssigen, sauerstofffreien Kraftstoffen zu sauerstoffhaltigen und gasförmigen Kraftstoffen und zu Strom. Energieträger mit einem Reichweitenäquivalent von 1,0 sind tendenziell für Verkehrswege mit langen Fahrstrecken und/oder für hohe Transportlasten besser geeignet als Energieträger mit einem Äquivalent von größer 1. (Hinweis: Bei Strom sind die Angaben bezogen auf Volumen und Masse einer typischen Batterie [Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag (2020)].)

Tabelle 6-14 Energiedichte von verschiedenen Energieträgern und deren Blends, Hinweis: Reichweitenäquivalent als Verhältnis von volumetrischer Energiedichte und Antriebswirkungsgrad eines Energieträgers und dessen Antriebs zu volumetrischer Energiedichte von Diesel und Wirkungsgrad eines Dieselmotors, Annahmen: Antriebswirkungsgrad von 0,24 für Dieselmotoren (ICE-CI), 0,22 für Ottomotoren (ICE-SI), 0,36 für FCEV und 0,65 für BEV, Datenbasis: [Bauer (2021); Bullerdiek (2019a); Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag (2020)]

Kraftstoff	Antrieb	Dichte	Gravimetrische Energiedichte	Volumetrische Energiedichte	Reichweiten-äquivalent
		kg/m	MJ/kg	MJ/l	–
Diesel	ICE-CI	830	43	35	1,0
FAME	ICE-CI	890	37	33	1,1
B30	ICE-CI	848	41	34	1,0
B7	ICE-CI	835	42	35	1,0
HVO-/FT-Diesel	ICE-CI	780	44	34	1,0
Pflanzenöl (Raps)	ICE-CI	925	38	35	1,0
OME	ICE-CI	1050	19	20	1,8
DME	ICE-CI	671	28	19	1,8
Benzin	ICE-SI	740	43	31	1,3
Ethanol		789	27	21	
E85	ICE-SI	782	29	23	1,7
E10	ICE-SI	745	40	30	1,3
Methanol		793	20	16	
M85	ICE-SI	785	23	18	2,2
M10	ICE-SI	745	40	30	1,3
HVO/FT/MTG-Naphtha	ICE-SI	730	44	32	1,2
Erdgas					
CNG	ICE-SI	190	45	8	5,0
LNG	ICE-CI	450	45	20	1,8
Methan					
CNG	ICE-SI	162	50	8	5,0
LNG	ICE-CI	450	50	23	1,5
Kerosin	Jet	790	43	34	1,0
ATJ-SPK	Jet	760	44	33	1,0
HEFA/FT-SPK	Jet	750	44	33	1,0
MTJ	Jet	750	44	33	1,0
H_2					
350 bar	FC	24	120	3	7,9
700 bar	FC	40	120	5	4,7
LH2 (liquefied hydrogen)	FC	71	120	9	2,6
Strom[14]	BEV	–	< 1	1	13,4

[14] Die Energiedichten von Strom sind bezogen auf Masse bzw. Volumen einer Traktionsbatterie Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag (2020).

LOKALE SCHADSTOFFEMISSIONEN sind heute entscheidende Bewertungskriterien für das System Verbrennungsmotor, Abgasnachbehandlung und Kraftstoff. Die Anforderungen sind hoch, sowohl für straßengebundene als auch für nicht straßengebundene Anwendungen. Hierbei sind insbesondere die gesetzlich reglementierten Schadstoffe, wie Stickstoffoxide, Partikelanzahl und -masse, unverbrannte Kohlenwasserstoffe sowie Kohlenstoffmonoxid, von Bedeutung. Weitere nennenswerte Schadstoffe sind Methan, Ammoniak und Lachgas. Fahrzeuge sowie mobile Maschinen und Geräte, die mit den beiden kohlenstofffreien Energieträgern Wasserstoff in Brennstoffzellen und Strom angetrieben werden, verursachen keine lokalen Schadstoffe. Sie sind deshalb in Einsatzbereichen zu bevorzugen, bei denen eine Einwirkung der Abgase auf Menschen nicht ausgeschlossen werden kann, sofern keine anderen Restriktionen einen Einsatz verhindern. Kraftstoffe für fremdgezündete Verbrennungskraftmaschinen (VKM) oder auch Kraftstoffe mit einem hohen Sauerstoffanteil, darunter vor allem neu entwickelte synthetische Kraftstoffe (Oxymethylenether und Dimethylether), verbrennen in Kombination mit einem relativ einfachen Abgasnachbehandlungssystem (z. B. Dreiwegekatalysator) sehr sauber. Im Gegensatz dazu benötigen die meisten selbstzündenden Dieselsubstitute aufwendige Abgasnachbehandlungssysteme (Kombination aus Oxidationskatalysator, Partikelfilter und SCR-Katalysator), um aktuelle Schadstoffgrenzwerte einhalten zu können. In Abschnitt 7.7 wird dieser Aspekt weiterführend beschrieben.

Kraftstoffe, von denen keine direkte Umweltgefährdung ausgeht, sind besonders geeignet, um in umweltsensiblen Räumen wie Naturschutzgebieten oder auf nicht versiegelten Flächen eingesetzt zu werden. Hier sind insbesondere Pflanzenöle und mitunter auch Biodiesel zu nennen, die eine hohe biologische Abbaubarkeit und geringe Ökotoxizität aufweisen. Andere Kraftstoffe, wie CNG, LNG und Wasserstoff, gefährden zwar nicht Boden und Gewässer, besitzen aber hinsichtlich der Arbeitssicherheit ein Gefährdungspotenzial, das bestimmte Sicherheitsanforderungen an Tanksystem, Fahrzeug und Tankinfrastruktur voraussetzt. Kraftstoffe werden entsprechend der **GEFAHRSTOFFEINORDNUNG** GHS gekennzeichnet. Hierzu zählen: Explosivität, Entzündbarkeit, Gase unter Druck, Ätzwirkung auf Haut, schwere Augenschädigung, akute Toxizität, Gefahr chronischer Gesundheitsschäden und Gewässergefährdung. In Abschnitt 6.3 wird dieser Aspekt für die hier diskutierten Kraftstoffe näher aufgeschlüsselt.

Im Idealfall sind erneuerbare Kraftstoffe aus technischer Sicht vollständig **KOMPATIBEL MIT ETABLIERTEN KRAFTSTOFFOPTIONEN** wie B7, E10 und CNG. Dann können die Bestandsfahrzeugflotten weiter genutzt und aufwendige Applikationen vermieden werden. Zu diesen Kraftstoffoptionen zählen erneuerbares Methan in CNG und LNG sowie erneuerbarer Wasserstoff und Strom, beigemischt zu ihren fossilen Pendants. Zusätzlich sind auch paraffinische Kraftstoffe aus den HVO/HEFA- und Fischer-Tropsch-Prozessen und MTG technisch kompatibel, entsprechen jedoch als Reinkraftstoff nicht den Kraftstoffnormen der etablierten Optionen. Damit einhergehend fehlt in der Regel der regulatorische Rahmen (10. BImSchV). Für alle anderen Optionen sind die unter Abschnitt 6.5.1 beschriebenen Bedingungen zu erfüllen. Für die Kompatibilität mit den Fahrzeugen selbst müssen zusätzlich Aspekte hinsichtlich **MATERIALVERTRÄGLICHKEIT (NO-HARM)** mit den im Fahrzeug verbauten Polymeren und Metallen beachtet werden. Verschiedene Kraftstoffe können kraftstoffführende Materialien in ihren Eigenschaften beeinflussen, sodass diese getauscht werden müssen. Tabelle 6-15 zeigt für ausgewählte alternative Reinkraftstoffe deren Kompatibilität gegenüber den konventionellen, etablierten VKM (Diesel-, Benzin- und Gasmotor sowie Triebwerk) auf.

Tabelle 6-15 Kompatibilität von ausgewählten Reinkraftstoffen gegenüber konventionellen Verbrennungskraftmaschinen [Grope (2018)]

Kraftstoff	VKM	Kompatibilität
FAME (B100)	ICE-CI	Anpassungen bei kraftstoffführenden Materialien und Motorapplikation notwendig [Schröder (2019); UPEI (2021)]
HVO-/FT-Diesel	ICE-CI	Ggf. softwareseitige Anpassungen notwendig, um Anforderungen an Abgasnachbehandlung zu erfüllen; ggf. Unverträglichkeiten aufgrund fehlender Aromaten im Kraftstoff vorhanden [UPEI (2021)]
Pflanzenöl	ICE-CI	Anpassungen bei kraftstoffführenden Materialien und Motorapplikation notwendig
OME	ICE-CI	Materialunverträglichkeit gegenüber bestehenden Polymeren und Kupfer vorhanden; Anpassungen an Verbrennungsmotor notwendig (Einspritzsystem); vereinfachtes Abgasnachbehandlungssystem [Schröder (2020a)]
DME	ICE-CI	Modifikation am Verbrennungsmotor notwendig (Einspritzsystem); Drucktank notwendig; ggf. korrosive Wirkung gegenüber bestehenden Materialien
Ethanol (E85)	ICE-SI	Anpassungen bei kraftstoffführenden Materialien und Motorapplikation notwendig [Schröder (2020b); UPEI (2021)]
Methanol (M85)	ICE-SI	Siehe Ethanol
HVO-Naphtha	ICE-SI	Ggf. korrosive Wirkung gegenüber bestehenden Materialien
FT-Naphtha	ICE-SI	Siehe HVO-Naphtha
MTG	ICE-SI	Siehe HVO-Naphtha
Methan	ICE-SI	Keine Anpassungen gegenüber CNG/LNG-Motoren notwendig; Anpassungen gegenüber Benzinmotoren notwendig (Modifikation Einspritzsystem, Drucktank) und ggf. Materialunverträglichkeit bei zu hohen Verbrennungstemperaturen
Wasserstoff	ICE-SI	Anpassungen gegenüber klassischen Verbrennungsmotoren notwendig (Modifikation Einspritzsystem, Drucktank) und ggf. Materialunverträglichkeit bei zu hohen Verbrennungstemperaturen
HEFA-SPK	Jet	Ggf. Unverträglichkeiten aufgrund fehlender Aromaten im Kraftstoff vorhanden
ATJ-SPK	Jet	Siehe HEFA-SPK
FT-SPK	Jet	Siehe HEFA-SPK

Kraftstoffsorten werden u. a. auch nach ihrer **KÄLTEEIGNUNG** unterteilt. So gibt es sowohl bei den Kraftstoffen für fremdgezündete als auch für selbstzündende VKM Sommer-, Winter- und Übergangsqualitäten, die zu den jeweiligen Jahreszeiten an Tankstellen angeboten werden müssen. Bei Kraftstoffen für selbstzündende VKM wird das Kälteverhalten meist über den Cold Filter Plugging Point (CFPP, siehe Abschnitt 6.2) beschrieben. Dabei besitzen Kraftstoffe mit einem hohen paraffinischen Anteil an Kohlenwasserstoffen (HVO-Diesel und FT-Diesel) bessere Kälteeigenschaften als andere Kraftstoffe, wie fossiler Diesel, FAME, Pflanzenölkraftstoff und OME. Das Kälteverhalten von FAME und Pflanzenölen hängt zum Beispiel vom verwendeten Rohstoff ab. Im Gegensatz dazu ist bei Kraftstoffen für fremdgezündete VKM der Dampfdruck ein Indikator für das Kälteverhalten. Im Winter müssen höhere Dampfdrücke ermöglicht werden als im Sommer. Das wird am Beispiel von Ethanol und Methanol dadurch erreicht, dass der Anteil von fossilem Benzin im Winter angehoben wird. Bei Wasserstoff und Strom besteht kein direkter Einfluss der Temperatur auf die Eignung als Kraftstoff bzw. Antriebsenergie,

allerdings vermindern tiefe Umgebungstemperaturen die Kapazitäten von Lithium-Ionen-Akkus mitunter deutlich.

Zusätzlich ist das **TANK- ODER LADEVERHALTEN** der verschiedenen Energieträger ein Auswahlkriterium für die Entscheidung zwischen den unterschiedlichen Antriebskonzepten und damit auch den verschiedenen Energieträgern. Hier sind vor allem flüssige Kraftstoffe im Vorteil, da eine Betankung schnell und einfach abläuft. Bei kryogenen oder komprimierten Kraftstoffen verläuft der Tankvorgang an sich schnell, jedoch müssen hier gewisse Sicherheitsaspekte (z. B. Schutzhandschuhe, Gesichtsschutz) beachtet werden. Die Nutzung von Strom als Energieträger ist bei der Wiederbeladung die mit Abstand zeitaufwendigste Alternative. Diese Aspekte werden unter Abschnitt 6.3 beispielhaft für die einzelnen Optionen beschrieben.

KRAFTSTOFFOPTIONEN UND FAHRZEUGBESTAND

Grundsätzlich können alle flüssigen und gasförmigen Kraftstoffe als Energieträger für Antriebe im Fahrzeug genutzt werden. Bei vielen ist jedoch der Aufwand für eine Realisierung im spezifischen Anwendungsfall zu hoch (Abbildung 6-2). Anhand der in Abschnitt 2.6 beschriebenen Verkehrsszenarien werden perspektivisch alle Verkehrswege im Personen- und Güterverkehr mit einer urbanen und regionalen Reichweite elektrifiziert. Verkehrswege mit überregionaler Reichweite und zugleich geringen Nutzlasten werden tendenziell ebenfalls elektrifiziert. Hier stehen jedoch Brennstoffzellenantriebe mit Wasserstoff und Verbrennungsmotoren mit Dieselsubstituten aufgrund ihrer besseren Handhabung (vor allem bezüglich Tankzeiten und Fahrzeugmasse) in starker Konkurrenz. Im Seeverkehr, in der Luftfahrt sowie in der Land-, Forst- und Bauwirtschaft werden auch perspektivisch flüssige Kraftstoffe als Energieträger für den Antrieb aufgrund ihrer hohen Reichweiten- und Lastanforderungen genutzt. Unklar ist die Perspektive im schweren Straßengüterverkehr mit überregionaler Reichweite. Hier sind derzeit viele Optionen in der Diskussion (konventionelle Verbrennungsmotoren mit erneuerbaren Energieträgern, Brennstoffzelle mit Wasserstoff oder (Hybrid-)Elektroantriebe mit Batterie oder Oberleitung).

Trotz aller Bestrebungen zur Elektrifizierung von Antrieben werden 2045 weiterhin Millionen Fahrzeuge mit konventionellen, Hybrid- oder Plug-in-Hybrid-Antrieben in Deutschland in Benutzung sein, welche teilweise mit den heute verfügbaren Kraftstoffoptionen verwendet werden müssen. Auch diese müssen bis 2045 mit erneuerbaren Kraftstoffen versorgt werden. Es müssen dazu Wege gefunden werden, Fahrzeuge mit verhältnismäßig einfachen Mitteln an Kraftstoffalternativen anzupassen (siehe Exkurs „Etablierung von E85 als erneuerbarer Kraftstoff in Frankreich“) oder, im umgekehrten Fall, Kraftstoffe an die Anforderungen des Fahrzeugbestands zu adaptieren (z. B. synthetische Kraftstoffe wie MTG).

Die Fokussierung auf Elektromobilität wird weltweit nicht in dem Maße wie in Deutschland vorangetrieben. Entsprechend wird der Anteil an Fahrzeugen mit VKM im Bestand 2045 bzw. 2050 noch deutlich höher als in Deutschland ausfallen [Laurikko (2020)]. Damit wird deutlich, dass ein noch stärkerer und schnellerer Ausbau an erneuerbaren Energien im Verkehr geboten ist und nicht in Konkurrenz zur Elektrifizierung steht.

Exkurs 7: Etablierung von E85 als erneuerbarer Kraftstoff in Frankreich

In Frankreich haben sich in den letzten Jahren sowohl ein nennenswerter Bestand an E85-geeigneten Fahrzeugen als auch der Kraftstoff als verfügbare Antriebsoption etabliert. Hintergrund dieser Entwicklung ist, dass Frankreich den Anteil an erneuerbaren Energien im Verkehrssektor schrittweise auf 8,6 % bis 2021 angehoben hat sowie verschiedene Vergünstigungen für die Anwendung von E85 ermöglicht:

- Reduktion der Umsatzsteuer für E85-Kraftstoff,
- kostenreduzierte Fahrzeugregistrierung,
- steuerfreie Beschaffung von Dienstfahrzeugen mit E85-Hybridantrieb, wenn diese weniger als 100 g CO_2/km freisetzen und
- 40 %-Discount bei der Anrechnung von CO_2-Emissionen zur fahrzeugspezifischen CO_2-Steuer. [Demoures (2020)]

Die Umstrukturierung des Fahrzeugbestands wurde zusätzlich durch die staatliche Zulassung (Homologation) von „E85 Conversion Boxes“ gefördert, welche die Umrüstung von konventionellen benzinbetriebenen Fahrzeugen auf E85-Anwendung ermöglichen. Dazu bedurfte es eines staatlichen Erlasses durch die französische Regierung (E85 Box Regulation). Diese Maßnahmen gingen einher mit einer Werbe- und Kommunikationsoffensive für Flex-fuel-Fahrzeuge durch Wirtschaft und Politik.

Status quo E85 in Frankreich:

- 3,5 % Marktanteil von E85 im Verkehr, Stand 09/2020 [Porter (2020)]
- 129.000 E85-Fahrzeuge [ePure ASBL (2020)] im Bestand mit 1.000 Neuanmeldungen pro Monat [Demoures (2020)]
- 9 verfügbare Flex-fuel-Fahrzeugmodelle, Stand 09/2021 [Leblanc (2021)]
- 4 E85 Conversion Boxes mit Zulassung/Homologation im Markt verfügbar mit ca. 4.000 verkauften Einheiten pro Monat, Stand 01/2020 [Demoures (2020)]
- 2.562 öffentliche Tankstellen mit E85 im Portfolio, Stand 09/2021 [bioethanolcarburant.com (2021)]
- Kraftstoffpreis von 0,67 EUR/l, Stand 09/2021 [bioethanolcarburant.com (2021)]

7 Ökologische Aspekte der Nachhaltigkeit

KATHLEEN MEISEL, KLAUS THUNEKE, EDGAR REMMELE, CHRISTIAN BAUER UND ROMAIN SACCHI

7.1 Hintergrund

Weiterführende Informationen:

Wie im ersten Abschnitt dargestellt, unterliegt der Kraftstoffsektor sehr stark europäischen und nationalen politischen Regulierungen. Diese stellen für den Einsatz erneuerbarer Energieträger, vor allem im Straßenverkehr, auch ökologische Anforderungen. Hier legen die seit 2018 gültige Richtlinie EU 2018/2001 (kurz RED II) [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)] auf europäischer Ebene und deren nationale Umsetzung in der Biokraft-NachV [Bio-NachAnpV (2021)] Vorgaben fest. Sie führen damit die Zielrichtung der von 2009 bis 2020 geltenden Richtlinie 2009/28/EG (kurz RED) [Richtlinie 2009/28/EG (2009)] und der Biokraft-NachV [Biokraft-NachV (2009)] fort. Biokraftstoffe bedürfen demnach einer Nachhaltigkeitszertifizierung, um auf die nationale THG-Minderungsquote sowie auf den von der EU geforderten Mindestanteil erneuerbarer Energien angerechnet zu werden. Neben einer verpflichtenden THG-Minderung von Biokraftstoffen gegenüber einer fossilen Vergleichsgröße soll mit weiteren Nachhaltigkeitsvorgaben vor allem das Risiko negativer Auswirkungen auf die biologische Vielfalt und auf weitere Ökosystemfunktionen bei der Nutzung der Biomasse minimiert werden. Für den Nachweis der geforderten THG-Minderung ist im Anhang der RED II [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)] und der Biokraft-NachV [Bio-NachAnpV (2021)] je Biokraftstoff ein Standardwert für die THG-Emissionen und die daraus folgende THG-Minderung definiert. Sowohl diese Standardwerte als auch eine eigene THG-Bilanzierung können vom Biokraftstofferzeuger für den Nachweis genutzt werden. Die Berechnungsvorschrift zur eigenen Ermittlung der THG-Emissionen und der THG-Minderung ist ebenfalls in den Anhängen von RED II und Biokraft-NachV vorgegeben (siehe Abschnitt 7.3.) Für flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (im Folgenden als erneuerbare strombasierte Kraftstoffe bezeichnet) gilt ebenfalls eine THG-Minderungsanforderung. Die Methode zur THG-Bilanzierung dieser Kraftstoffe wird allerdings von der Europäischen Kommission über einen delegierten Rechtsakt erst noch bis Dezember 2021 festgelegt [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)]. Für die Anrechnung von Elektrizität im Straßenverkehr innerhalb der THG-Minderungsquote wird der vom UBA ermittelte Emissionsfaktor des deutschen Stromerzeugungsmixes und im besonderen Fall der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen der Emissionsfaktor null genutzt. Hier wird im Rahmen der Umsetzung der RED II keine weitere Forderung an die THG-Minderung des verwendeten Strommixes gestellt.

Zusätzlich zum Straßenverkehr ist im Rahmen der nationalen Umsetzung der RED II im Gesetz zur Weiterentwicklung der THG-Minderungsquote eine Unterquote für Flugkraftstoffe verankert. Diese ist allerdings den erneuerbaren strombasierten Kraftstoffen vorbehalten [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)]. Wie erwähnt, steht die Festlegung der THG-Bilanzierungsmethode für diese Kraftstoffe als Voraussetzung für den Nachweis der erforderlichen THG-Einsparung noch aus. Darüber hinaus existiert für den internationalen Flugverkehr von der Internationalen Zivilluftfahrtorganisation (ICAO) mit dem Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA) ein Kohlenstoffkompensations- und Reduktionsprogramm, welches ein klimaneutrales Wachstum ab 2020 und eine Reduzierung der Netto-Kohlenstoffemissionen aus der Luftfahrt um 50 % bis 2050 vorsieht. Während die Anforderungen der CORSIA bis 2026 für die ICAO-Mitgliedstaaten freiwillig sind, gelten sie

ab 2027 verpflichtend [ICAO (2019)]. Der Einsatz von nachhaltigen Flugkraftstoffen ist dabei eine Maßnahme zur Erreichung dieser Klimaschutzziele. Zur Überprüfung der innerhalb der CORSIA gesetzten Nachhaltigkeitskriterien für den Einsatz der nachhaltigen Flugkraftstoffe wurde das Zertifizierungssystem ISCC CORSIA [ISCC System GmbH (2020a)] entwickelt. In Anlehnung an die RED II bestehen hier Mindestanforderungen an die Reduktion von THG-Emissionen und an die nachhaltige Erzeugung bzw. Entnahme von Biomasse. Zum Nachweis der THG-Mindestanforderungen sind im ISCC-CORSIA-Zertifizierungssystem Standard-THG-Werte sowie eine Berechnungsvorschrift zur Bilanzierung von THG-Emissionen biobasierter Flugkraftstoffe definiert [ISCC System GmbH (2020a), (2020b)].

Für die Schifffahrt hat die International Maritime Organization (IMO) eine selbstverpflichtende Strategie zur Senkung der THG-Emissionen insgesamt erstellt. Demnach wird eine Reduktion der CO_2-Emissionen um mindestens 40 % bis 2030 und um 70 % bis 2050 im Vergleich zu 2008 angestrebt [IMO (2018)]. Konkrete Bilanzierungsvorschriften oder Nachhaltigkeitsanforderungen an die Bereitstellung von Biomassen analog dem Straßen- und Flugverkehr existieren nicht für den internationalen Schiffsverkehr.

Die THG-Bilanzierung gemäß RED/RED II und Biokraft-NachV umfasst die gesamte Prozesskette bzw. den gesamten Lebensweg der erneuerbaren Kraftstoffe. Es müssen alle erforderlichen Stoff- und Energiemengen mit ihren assoziierten THG-Emissionen entlang des Lebensweges mitbilanziert werden. Die biogenen CO_2-Emissionen, die bei der Verbrennung von Biokraftstoffen freigesetzt werden, gelten aufgrund des kurzgeschlossenen CO_2-Kreislaufes als klimaneutral und werden nicht mitbilanziert. Im Gegensatz dazu umfasst die Bilanzierungsmethode nach der Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) [IPCC (2006)] einen anderen Bezugsrahmen. Hier werden lediglich die direkten Emissionen bilanziert, die in den einzelnen Sektoren wie Verkehr (z. B. fossile CO_2-Verbrennungsemissionen), Industrie, Landwirtschaft (z. B. Methan- und Lachgasemissionen) und Forstwirtschaft direkt ausgestoßen werden. Diese Bilanzierung wird beispielsweise zugrunde gelegt, um zu überprüfen, ob die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens und die sektorspezifischen Klimaschutzziele gemäß dem deutschen Klimaschutzgesetz erreicht werden. Für den Verkehrssektor gelten die direkt emittierten biogenen CO_2-Emissionen bei der motorischen Verbrennung von Biokraftstoffen ebenfalls als klimaneutral und werden mit null bilanziert. Aber auch alle anderen erneuerbaren Energieträger, wie erneuerbarer Strom oder Wasserstoff, gehen mit null Emissionen für den Verkehrssektor in die Klimabilanz ein, während die fossilen Treibhausgase aus der Verbrennung fossiler Kraftstoffe bilanziert werden. Das bedeutet, dass die Vorkettenemissionen, die gemäß RED/RED II bzw. Biokraft-NachV innerhalb der Kraftstoffprozesskette mitangerechnet werden, in Anwendung der IPCC-Methode nicht im Verkehrssektor, sondern beispielsweise in den Sektoren Landwirtschaft und Forstwirtschaft (Anbau), Industrie (Herstellungsprozess) oder Energie (Strom für den Herstellungsprozess) bilanziert werden. Daraus folgt, dass die resultierenden THG-Emissionen beider Berechnungsmethoden nicht verglichen werden können. Die Bilanzierungsmethoden werden je nach Zweck eingesetzt: Die THG-Bilanzierung nach RED/RED II und Biokraft-NachV wird für die Anrechnung der Kraftstoffe auf die nationale THG-Minderungsquote und die von der EU geforderten Mindestanteile an erneuerbaren Kraftstoffen verwendet. Die IPCC-Bilanzierungsmethode wird genutzt, um die Erreichung der Klimaschutzziele in den Sektoren zu überprüfen (siehe Abbildung 7-1). Im Folgenden wird ausschließlich auf die THG-Bilanzierung innerhalb der RED II und der Biokraft-NachV eingegangen.

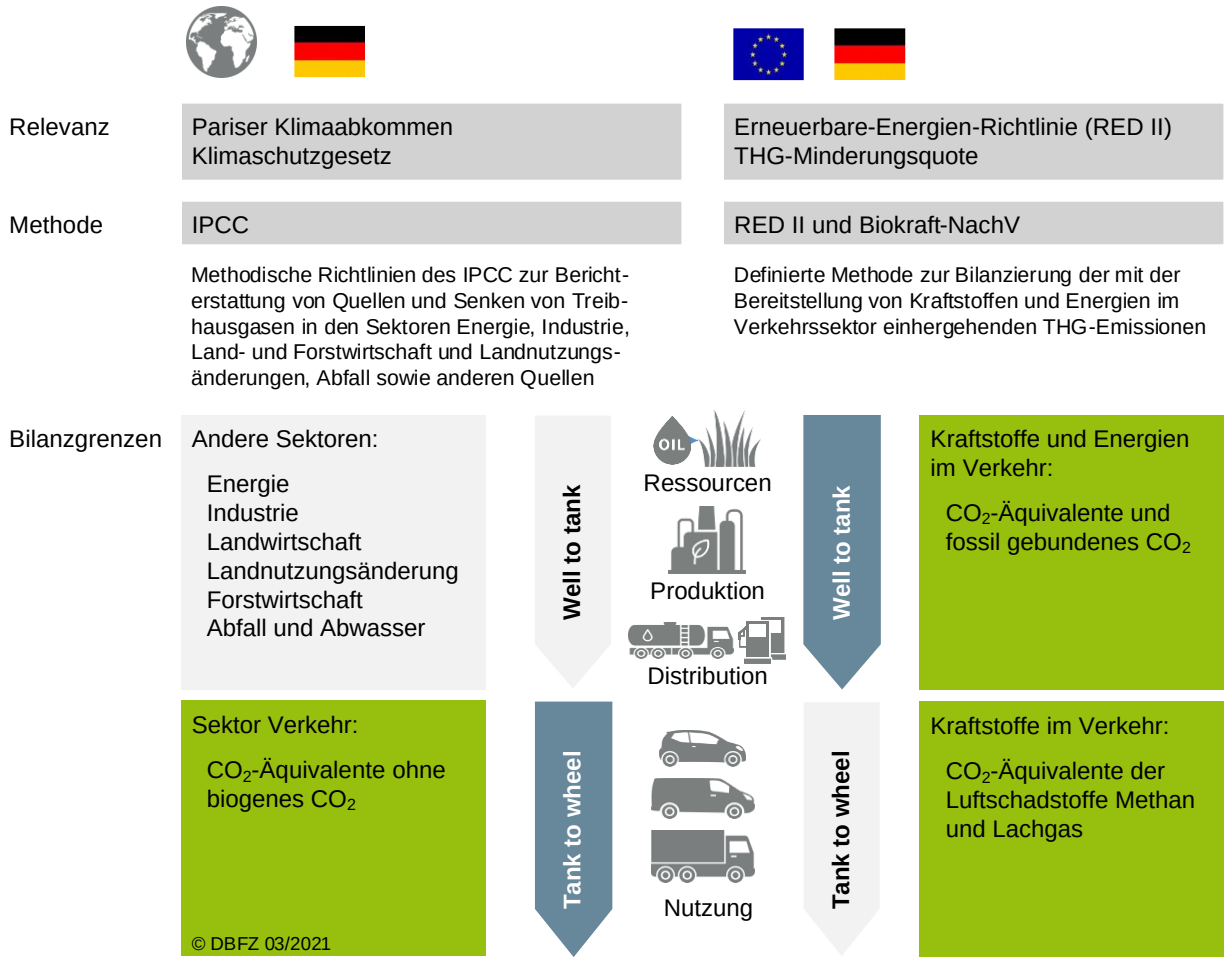


Abbildung 7-1 Bilanzgrenzen der Treibhausgasbilanzierung gemäß IPCC und RED II bzw. Biokraft-NachV, Hinweis: Die Berechnungen bzw. Anrechnungen der THG-Emissionen für die Luftschadstoffe Methan und Lachgas in der Nutzung (Fahrzeugabgase) sind bei den beiden Methoden nicht vergleichbar.

7.2 Nachhaltigkeitsanforderungen

7.2.1 Anforderungen an erneuerbare Kraftstoffe für den Straßenverkehr

Die Nachhaltigkeitsanforderungen der RED/RED II und der Biokraft-NachV können unterteilt werden in Forderungen einer THG-Mindesteinsparung gegenüber einer fossilen Vergleichsgröße und weitere Nachhaltigkeitsforderungen bezüglich der Erzeugung, der Entnahme und Nachverfolgbarkeit von Biomasse.

Im Vergleich zur RED wurde in der RED II der fossile Vergleichswert von 83,8 g CO_2-Äq./MJ auf 94 g CO_2-Äq./MJ angehoben [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)], [Richtlinie 2009/28/EG (2009)]. Gegenüber diesem Wert gelten für Biokraftstoffe ab 2021 folgende THG-Mindestanforderungen:

- Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 05.10.2015: mindestens 50 %
- Anlagen mit Inbetriebnahme seit dem 06.10.2015 bis zum 31.12.2020: mindestens 60 %
- Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2021: mindestens 65 % [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)]

Für Biokraftstoffe, die bis 2020 auf die THG-Minderungsquote und den EU-weit geforderten Anteil der erneuerbaren Energien angerechnet worden sind, galten diese Mindestanforderungen der RED:

- Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 05.10.2015 bis zum 31.12.2017: mindestens 35 %
- Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 05.10.2015, ab dem 01.01.2018: mindestens 50 %
- Anlagen mit Inbetriebnahme seit dem 06.10.2015: mindestens 60 % [Richtlinie (EU) 2015/1513]

Die Möglichkeiten des Nachweises der geforderten THG-Einsparungen sind in Abschnitt 7.3 detaillierter dargestellt.

Die geforderten THG-Einsparungen von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren strombasierten Kraftstoffen betragen ab dem 01.01.2021 mindestens 70 %, wobei die Methodik zur THG-Bilanzierung dieser Kraftstoffe, wie erwähnt, erst noch durch die EC erlassen werden muss [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)].

Nur für Biokraftstoffe gelten daneben weitere Nachhaltigkeitsanforderungen. Sie sind im Wesentlichen in der folgenden Auflistung genannt:

- Für Biokraftstoffe aus Rest- und Abfallstoffen von landwirtschaftlichen Flächen müssen Betreiber oder nationale Behörden Überwachungs- und Bewirtschaftungspläne festlegen, um einer Beeinträchtigung der Bodenqualität und des Kohlenstoffbestandes des Bodens zu begegnen.
- Biokraftstoffe dürfen nicht aus Rohstoffen hergestellt werden, die auf Flächen mit hohem Wert an biologischer Vielfalt gewonnen wurden. Dazu zählen: Primärwälder und andere bewaldete Flächen mit ungestörten ökologischen Prozessen, Wälder mit großer biologischer Vielfalt und andere artenreiche, nicht degradierte bewaldete Flächen, ausgewiesene Schutzflächen und Grünland > 1 ha mit großer biologischer Vielfalt.
- Biokraftstoffe dürfen nicht aus Rohstoffen gewonnen werden, die von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand stammen. Dazu zählen Feuchtgebiete und kontinuierlich bewaldete Gebiete (Flächen > 1 ha mit über 5 m hohen Bäumen und einem Überschirmungsgrad von 10 bis 30 % und > 30 %).
- Biokraftstoffe dürfen nicht aus Rohstoffen stammen, die aus Torfmooren gewonnen werden [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)].

Neu im Vergleich zur ursprünglichen RED und Biokraft-NachV ist eine gesonderte Aufführung von Nachhaltigkeitsanforderungen von Biokraftstoffen aus forstwirtschaftlicher Biomasse. Folgende Kriterien müssen demnach erfüllt werden:

- Legale Erntetätigkeiten.
- Walderneuerung auf Ernteflächen.
- Ausgewiesene Flächen zu Naturschutzzwecken sind geschützt.
- Bei der Ernte wird auf den Erhalt der Bodenqualität und der biologischen Vielfalt geachtet.
- Durch Erntetätigkeiten werden die langfristigen Produktionskapazitäten des Waldes erhalten oder verbessert.
- Anforderungen für Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (engl. Land Use, Land-Use Change and Forestry - LULUCF): Das Ursprungsland oder die Ursprungsorganisation ist Vertragspartei des Pariser Abkommens, hat einen nationalen Beitrag (engl.: nationally determined contributions - NDC) zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über

Klimaänderungen (UNFCC) übermittelt, und die im LULUCF-Sektor gemeldeten Emissionen dürfen im Erntegebiet nicht höher ausfallen als der Emissionsabbau.

Zur Verifizierung wird ein sogenannter risikobasierter Ansatz verfolgt. Demnach wird zunächst geprüft, ob die Kriterien durch die jeweilige nationale Gesetzgebung erfüllt werden. Ist dies nicht der Fall, erfolgt die Verifizierung auf Ebene des forstwirtschaftlichen Gewinnungsgebietes [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)].

Neu in der RED II ist auch ein phase-out für Biokraftstoffe aus Rohstoffen mit hohem Risiko für indirekte Landnutzungsänderungen bis 2026 [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)], das heißt, diese Biokraftstoffe dürfen nach 2026 nicht auf den von der EU geforderten Mindestanteil erneuerbarer Energien angerechnet werden. In Deutschland wird das Ausphasen über das Gesetz zur Weiterentwicklung der THG-Minderungsquote [THGMQWG (2021)] bereits bis 2023 wirksam. Sollten diese Biokraftstoffe nach 2023 auf die THG-Quote angerechnet werden, so würden die THG-Emissionen des Basiswertes (94,1 g CO_2-Äq./MJ) zugrunde gelegt. Die Methodik zur Ermittlung des Risikos für indirekte Landnutzungsänderungen ist im delegierten Rechtsakt der Europäischen Kommission [Deligierte Verordnung (EU) C(2019)2055 (2019)] definiert. Bisher wurde ausschließlich Palmöl als Rohstoff mit hohem Risiko für Landnutzungsänderungen identifiziert. Direkte Landnutzungsänderungen müssen dagegen, wie bereits in der RED, beim Nachweis der erforderlichen THG-Einsparung innerhalb der THG-Bilanzierung des Biokraftstoffs mitberücksichtigt werden [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)] (siehe Abschnitt 7.3).

Wie auch in der ursprünglichen RED und Biokraft-NachV, müssen sich die Wirtschaftsteilnehmer zum Nachweis der Erfüllung der Nachhaltigkeitsanforderungen zur Verwendung eines Massenbilanzsystems verpflichten. Die Anforderungen an dieses Massenbilanzsystem werden in den beiden genannten Rechtsakten konkret definiert. Über anerkannte Zertifizierungssysteme und -stellen wird die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien geprüft. Bei Erfüllung aller Anforderungen bekommt der Biokraftstoff das Nachhaltigkeitszertifikat als Voraussetzung für die Anrechnung auf die deutsche THG-Minderungsquote und auf den von der EU geforderten Anteil erneuerbarer Energien.

7.2.2 Anforderungen an erneuerbare Kraftstoffe für den Flugverkehr

Bisher gibt es für den Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen im Flugverkehr als Voraussetzung für die Anrechnung auf die Unterquote für Flugkraftstoffe nur die verbindliche Anforderung an die Minderung von THG-Emissionen in Höhe von 70 % gegenüber dem fossilen Vergleichswert [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)]. Dies gilt allerdings nur für die erneuerbaren strombasierten Kraftstoffe, da nur diese bisher die Unterquote erfüllen können.

Für Biokerosine besteht die Möglichkeit auf die allgemeine THG-Minderungsquote angerechnet zu werden. In diesem Fall gelten dann die in Abschnitt 7.3.1 beschriebenen verpflichtenden Nachhaltigkeitsanforderungen. Mit dem Zertifizierungssystem ISCC CORSIA gibt es zudem ein System zum Nachweis für nachhaltige Flugkraftstoffe. Für Mitgliedstaaten der ICAO ist dies erst ab 2027 verbindlich. Das System umfasst alle Arten von land-, forst- und fischereiwirtschaftlichen Roh- und Reststoffen und orientiert sich stark an den Nachhaltigkeitsanforderungen der RED II. So besteht zum einen eine Mindestanforderung der THG-Einsparung in Höhe von 10 % gegenüber dem fossilen Vergleichswert von 89 g CO_2-Äq./MJ. Dieser Nachweis kann sowohl durch Verwendung definierter Standardwerte im Anhang des ISCC-CORSIA-Systemdokuments [ISCC System GmbH (2020a)] als auch durch eigene Berechnung erbracht werden. Innerhalb von ISCC CORSIA werden auch gezielt Flächen ausgeschlossen, aus denen keine Biomassen für Biokerosine entnommen werden können. Weiterhin bestehen Anforderungen an gute land- und forstwirtschaftliche Praktiken bei der Erzeugung der

Biomassen, um Verschmutzung, Degradierung und Zerstörung der Umwelt durch die land- und forstwirtschaftliche Produktion zu verhindern. Anders als in der RED II sind in den CORSIA-THG-Standardwerten, die für den Nachweis der erforderlichen 10 % THG-Minderung verwendet werden können, Faktoren indirekter Landnutzungsänderungen (iLUC) für Biokerosine aus Anbaubiomasse für potenzielle Nahrungs- und Futtermittelzwecke berücksichtigt. Die definierten iLUC-Faktoren sind auch bei der eigenen Berechnung der tatsächlichen THG-Emissionen im Fall der Nutzung dieser Anbaubiomassen mit zu bilanzieren [ISCC System GmbH (2020a), (2020b)].

7.3 THG-Bilanzierung von erneuerbaren Kraftstoffen

7.3.1 THG-Bilanzierung von Biokraftstoffen im Straßenverkehr

Nur für Biokraftstoffe im Straßenverkehr existieren bisher definierte Standardwerte für die spezifischen THG-Emissionen und die THG-Minderung sowie eine verbindliche Methode zur Berechnung der tatsächlichen Werte als Voraussetzung für die Anrechnung auf die nationale THG-Minderungsquote und auf den von der EU geforderten Mindestanteil erneuerbarer Energien.

Für den Nachweis der geforderten THG-Minderung bestehen drei verschiedene Möglichkeiten. Zum einen können die in den Anhängen der RED II und der Biokraft-NachV definierten Standard-THG-Minderungen verwendet werden. Biokraftstoffproduzenten können aber auch über eigene Berechnungen die tatsächlichen THG-Emissionen und die darauf basierende THG-Einsparung nach der ebenfalls in den Anhängen beschriebenen Berechnungsmethodik nachweisen. Die dritte Möglichkeit des Nachweises ist die Kombination beider Ansätze. Hier können definierte Teilstandardwerte und eigene Berechnungswerte für die verschiedenen Berechnungsterme in der Formel genutzt werden.

Im Vergleich zur RED wurden in der RED II für die etablierten und künftigen Biokraftstoffe neue Biokraftstoffpfade mit Standardwerten für THG-Emissionen und die THG-Minderung aufgenommen. Zum Teil wurden bestehende Produktionspfade spezifiziert und deren Standardwerte angepasst. Für Biomethan gibt es durch die Aufnahme des Maisrohstoffes neue Standardwerte. Zudem wurden für Biomethan Standardwerte aus der Vermischung der Rohstoffe Mist/Gülle, Bioabfall und Mais in unterschiedlichen Anteilen ergänzt. Werden in einer Biogas- bzw. Biomethananlage Rohstoffe in einem anderen Verhältnis gemischt, können die Betreiber über eine Berechnungsvorschrift in den Anhängen der RED II und der Biokraft-NachV basierend auf den definierten Standardwerten neue THG-Werte berechnen. Ebenfalls neu ist die Berechnungsvorschrift für die Bilanzierung der tatsächlichen THG-Emissionen von Biomethan im Fall der Co-Vergärung von Rohstoffen [Biokraft-NachV (2021); Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)].

In den Anhängen der RED II und der Biokraft-NachV ist auch die Berechnungsmethodik zur Bilanzierung der tatsächlichen THG-Emissionen und der THG-Minderung vorgegeben. Diese THG-Berechnungsvorschrift ist als starke Vereinfachung aus der standardisierten Ökobilanzmethodik entstanden. Die Ökobilanzmethodik nach DIN ISO 14040 und 14044 bietet eine Vielzahl an methodischen Freiheiten, zum Beispiel bezüglich der funktionalen Einheit, der Systemgrenzen, der Wahl der Allokationsmethodik, der Umweltwirkungskategorien etc.[DIN EN ISO 14040 (2006)] [DIN EN ISO 14044 (2006); DIN EN ISO 14040 (2006)]. Diese methodischen Freiheiten wurden in der RED-Berechnungsvorschrift stark eingeschränkt, um die THG-Ergebnisse der Biokraftstoffe im Zertifizierungsprozess zu harmonisieren und vergleichbar zu machen. So ist die funktionale Einheit mit einem Megajoule, die Allokation zwischen Produkten eines Produktsystems auf Basis des unteren Heizwertes, die Systemgrenze von der Gewinnung oder dem Anbau der Ressourcen bis zur Nutzung des

Kraftstoffs und die Berücksichtigung nur der drei Treibhausgase CO_2, CH_4 und N_2O festgesetzt. Bei der Berechnung werden Kohlenstoffbestandsänderungen infolge direkter Landnutzungsänderung berücksichtigt, während indirekte Landnutzungsänderungen unberücksichtigt bleiben [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)]. Für Biokraftstoffe mit hohem Risiko für indirekte Landnutzungsänderungen besteht allerdings, wie in Abschnitt 7.2.1 beschrieben, das phase-out ab 2023.

Die Berechnungsformel der tatsächlichen THG-Emissionen von Biokraftstoffen ist im Folgenden dargestellt:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u + e_{sca} + e_{ccs} + e_{ccr}$$

mit

E	Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs
e_{ec}	Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe
e_l	auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen
e_p	Emissionen bei der Verarbeitung
e_{td}	Emissionen bei Transport und Vertrieb
e_u	Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs
e_{sca}	Emissionseinsparung durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken
e_{ccs}	Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von CO_2
e_{ccr}	Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von CO_2

Aufbauend auf der Berechnungsformel zur Ermittlung der THG-Emissionen wird die tatsächliche THG-Einsparung wie folgt ermittelt:

$$THG - Einsparung = \frac{(E_{F(t)} - E_B)}{E_{F(t)}}$$

mit

E_B	Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs
$E_{F(t)}$	Gesamtemissionen des Komparators für Fossilbrennstoffe im Verkehrssektor

Die Berechnungsformel der tatsächlichen THG-Emissionen aus der Produktion von Biomethan aus Co-Vergärung lautet:

$$E = \sum_{1}^{n} S_n * (e_{ec,n} + e_{td,Rohstoff,n} + e_{l,n} - e_{sca,n}) + e_p + e_{td,Produkt} + e_u + e_{ccs} - e_{ccr}$$

mit

E	Gesamtemissionen bei der Produktion des Biomethans vor der Energieumwandlung
S_n	Rohstoffanteil n am Anteil des Inputs in den Vergärer
$e_{ec,n}$	Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau des Rohstoffs n
$e_{td,\ Rohstoff,n}$	Emissionen beim Transport des Rohstoffs n zum Vergärer
$e_{l,n}$	auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen für Rohstoff n
$e_{sca,\ n}$	Emissionseinsparung infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken des Rohstoffs n

e_p	Emissionen bei der Verarbeitung
$e_{td,\ Produkt}$	Emissionen bei Transport und Vertrieb des Biomethans
e_u	Emissionen bei der Nutzung des Biomethans, d. h. bei der Verbrennung emittierte Treibhausgase
e_{ccs}	Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von CO_2
e_{ccr}	Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von CO_2 [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)]

Im Vergleich zur ursprünglichen RED und Biokraft-NachV ist in der THG-Berechnungsgleichung der Berechnungsterm e_{ee} (Emissionseinsparung durch überschüssige Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung) weggefallen. Zudem müssen nun bei der Nutzung von Biokraftstoffen die emittierten Treibhausgase N_2O und CH_4 in der THG-Bilanzierung einbezogen werden. Biogenes CO_2 gilt weiterhin als klimaneutral und wird nicht mitbilanziert [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)].

Eine weitere Vereinfachung im Vergleich zur Ökobilanzmethodik ist die ausschließliche Betrachtung der drei Treibhausgase Kohlenstoffdioxid (CO_2), Lachgas (N_2O) und Methan (CH_4) und der folgenden Treibhauspotenziale (siehe Tabelle 7-1). Sie wurden im Vergleich zur ursprünglichen RED und Biokraft-NachV, in denen die Faktoren 296 für Lachgas und 23 für Methan definiert wurden, gemäß dem vierten IPCC-Sachstandsbericht von 2007 [IPCC (2007)] leicht angehoben. Das in der RED II angegebene Treibhauspotenzial bezieht sich auf die Klimawirksamkeit der Treibhausgase innerhalb der ersten 100 Jahre (engl.: Global warming potential (GWP) 100). Als Randnotiz sollte jedoch angemerkt werden, dass die Klimawirksamkeit einiger Treibhausgase in kürzeren Betrachtungszeiträumen wie beispielsweise 20 Jahren (GWP 20) höher ist. So entspricht das Treibhauspotenzial von Methan in den ersten 20 Jahren dem dreifachen des Treibhauspotenzials in den ersten 100 Jahren. GWP 20 ist entsprechend bei kürzeren Betrachtungszeiträumen relevant.

Tabelle 7-1 Treibhausgaspotenziale der in der RED II berücksichtigten Treibhausgase

Treibhausgas	Treibhauspotenzial (GWP 100)
Kohlenstoffdioxid (CO_2)	1
Lachgas (N_2O)	298
Methan (CH_4)	25

7.3.2 THG-Bilanzierung von Biokraftstoffen im Flugverkehr nach ISCC CORSIA

In Anlehnung an die RED II sind im Zertifizierungssystem ISCC CORSIA [ISCC System GmbH (2020b)] sowohl Standardwerte als auch Berechnungsvorschriften für die Bilanzierung der tatsächlichen THG-Emissionen und der THG-Minderung definiert. Für folgende Flugkraftstoffe bestehen für unterschiedliche Weltregionen und verschiedene Rohstoffe THG-Standardwerte:

- FT-SPK
- HEFA-SPK
- ATJ (Isobutanol und Ethanol-to-Jet)
- SIP

Dabei setzen sich diese Standard-THG-Emissionen aus einem THG-Kernwert der Prozesskette und einem definierten iLUC-Wert zusammen.

Die Berechnung der tatsächlichen THG-Emissionen von Flugkraftstoffen entspricht der in der RED II definierten Berechnungsformel. Im ISCC-CORSIA-Zertifizierungssystem muss jedoch zum berechneten Wert im Fall der Verwendung von Anbaubiomasse der im Anhang des Systemdokuments definierte iLUC-Faktor [ISCC System GmbH (2020b)] addiert werden. Wie auch in der RED II, werden bei der Bilanzierung nur die Treibhausgase CO_2, CH_4 und N_2O berücksichtigt. Allerdings gelten hier die Treibhauspotenziale aus dem 5. IPCC-Sachstandsbericht von 2013 [IPCC (2013)].

Tabelle 7-2 Treibhausgaspotenziale der in der ISCC CORSIA berücksichtigten Treibhausgase, gemäß 5. IPCC-Sachstandsbericht

Treibhausgas	Treibhauspotenzial (GWP 100)
Kohlenstoffdioxid (CO_2)	1
Lachgas (N_2O)	265
Methan (CH_4)	28

Die tatsächliche THG-Minderung von Flugkraftstoffen wird im ISCC-CORSIA-Zertifizierungssystem wie folgt berechnet:

$$ER_y = FCF * \left[\sum_f MS_{f,y} * \left(1 - \frac{LS_f}{LC}\right) \right]$$

mit

ER_y	THG-Einsparung des betrachteten Flugkraftstoffs
FCF	Konversionsfaktor als fester Wert von 3,16 kg CO_2/kg Jet-A-Kraftstoffe und 3,10 kg CO_2/kg für Jet-B-Kraftstoffe
$MS_{f,y}$	Masse des Kraftstoffs im Jahr y des Kraftstofftyps f
LS_f	THG-Emissionen des Kraftstoffs
LC	Referenzemissionen, fester Wert von 89 g CO_2-Äq./MJ für Jet-A-Kraftstoffe und 95 g CO_2-Äq./MJ für Jet-B-Kraftstoffe [ISCC System GmbH (2020b)]

7.4 THG-Emissionen und THG-Minderungspotenzial kommerziell verfügbarer erneuerbarer Energien

In der folgenden Abbildung 7-2 sind die THG-Emissionen der kommerziell verfügbaren erneuerbaren Kraftstoffoptionen im Straßenverkehr, für die eine Anrechnung auf die THG-Quote beantragt wurde, für die Jahre 2018, 2019 und 2020 dargestellt. Die Werte stammen demnach von Kraftstoffen, die ein Nachhaltigkeitszertifikat erhalten haben [BLE (2021d)]. Für die erneuerbaren Kraftstoffe Biomethanol und Bio-LNG erscheinen nur die THG-Werte für 2020. Beide Kraftstoffarten wurden in 2020 erstmalig und in geringen Mengen auf die THG-Quote angerechnet. Daneben sind in der Abbildung auch die Standardwerte für kommerziell verfügbare Bioflugkraftstoffe aus dem ISCC-CORSIA-Systemdokument dargestellt [ISCC System GmbH (2020b)]. Für die THG-Emissionen aus dem Einsatz von Strom sind zum einen die THG-Werte des deutschen Strommixes in den Jahren 2018 bis 2020 und zum anderen der THG-

Wert aus der Wind-Offshore-, Wind-Onshore – und Photovoltaik-Stromerzeugung für 2020 dargestellt [Hengstler (2021); Icha (2021); Lauf (2019); Lauf (2021)]. Die THG-Emissionen beziehen sich nur auf den Energiegehalt des Kraftstoffs. Der Einsatz in den unterschiedlichen Antriebssystemen ist nicht berücksichtigt. Darüber hinaus sind die Mindest-THG-Minderungen für Biokraftstoffe gegenüber dem bis 2020 gültigen fossilen Vergleichswert von 83,8 g CO_2-Äq./MJ (Richtlinie 2009/28/EG) dargestellt. Für die Biokraftstoffe, die bis 2020 auf die THG-Quote bzw. den von der EU geforderten Mindestanteil an erneuerbaren Energien angerechnet werden konnten, sind das zum einen 50 % für Anlagen mit Inbetriebnahme bis Ende 2016 und 60 % für Anlagen mit Inbetriebnahme ab 2017 [Richtlinie (EU) 2015/1513]. Die THG-Einsparerfordernis für nachhaltige Flugkraftstoffe von 10 % gegenüber dem fossilen Vergleichswert von 89 g CO_2-Äq./MJ aus dem ISCC-CORSIA-Zertifizierungssystem [ISCC System GmbH (2020b)] ist ebenso eingezeichnet.

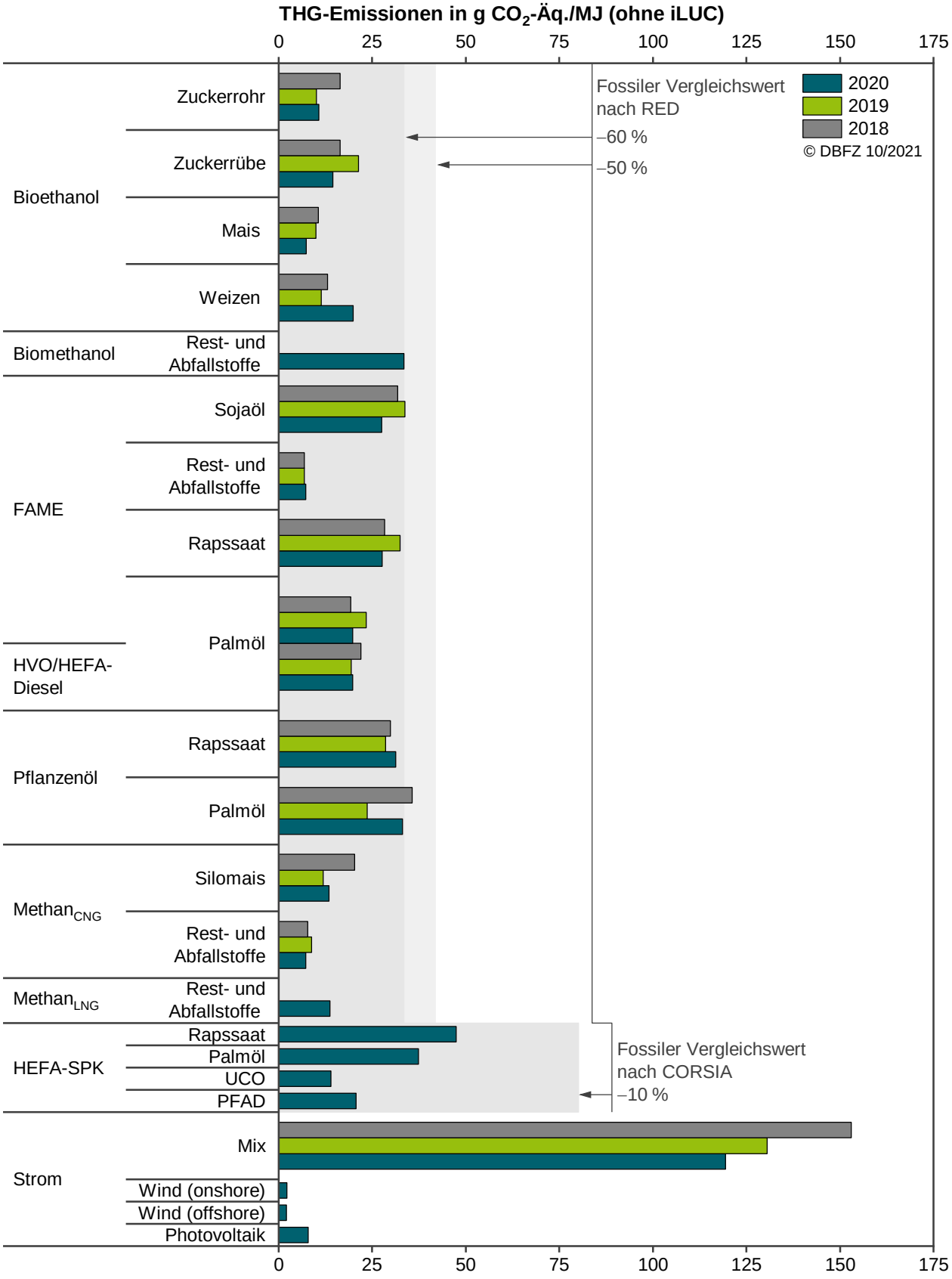


Abbildung 7-2 THG-Emissionen kommerziell verfügbarer Kraftstoffe, Hinweis: Methan aus Vergärung, Die angegebenen THG-Emissionen entsprechen den Werten, die beim Antrag zur Anrechnung auf die THG-Quote bei der BLE in einem Berichtsjahr angegeben wurden. Sie sind nicht als typische Werte für die jeweilige Biokraftstoffart zu

verstehen.,Datenbasis: [BLE (2019), (2019), (2020), (2021d); Hengstler (2021); Icha (2021); ISCC System GmbH (2020b); Lauf (2019); Lauf (2021)]

Auch wenn insgesamt die THG-Minderung der Biokraftstoffe seit Einführung der THG-Quote im Jahr 2015 bis zum Jahr 2018 von 70 % auf 84 % stark angestiegen ist und sich 2019 dann mit 83 % auf konstant hohem Niveau gehalten hat, ist für jeden einzelnen Biokraftstoff kein dementsprechend einheitlicher Trend zu verzeichnen [BLE (2021d)]. Wie auch in Abbildung 7-2 ersichtlich, ergaben sich zwischen den Jahren 2018 und 2020 Schwankungen in den THG-Emissionen. Eine besonders hohe Schwankung ist für das palmölbasierte Pflanzenöl in 2019 zu erkennen. Gründe für die Schwankungen könnten darin liegen, dass die Berechnung der tatsächlichen THG-Emissionen zu einem Anreiz zur Optimierung der Prozessketten führte und dass Biokraftstoffe aus anderen Rohstoffherkünften und/oder aus anderen Anlagen mit anderen Aufwendungen neu in der THG-Quote mitangerechnet worden sind.

Grundsätzlich sind die THG-Emissionen von Biokraftstoffen aus Rest- und Abfallstoffen in der Regel geringer als jene von anbaubiomassebasierten Biokraftstoffen. Bei einem Vergleich wird darüber hinaus deutlich, dass Biomethan als CNG vor Bioethanol und Biomethan als LNG die höchsten THG-Minderungen aufweist, was auch auf den hohen Anteil an rest- und abfallstoffbasierten Rohstoffen zurückzuführen ist. FAME weist in Summe mittlere THG-Minderungen auf. Die geringsten THG-Minderungen werden von HVO, Pflanzenölen und dem neu in der Quote angerechneten Biomethanol erreicht. Jedoch erfüllen alle kommerziell verfügbaren Biokraftstoffe im Straßenverkehr die geforderten Mindest-THG-Minderungen – sonst hätten sie nicht auf die THG-Quote angerechnet werden dürfen. Die höchsten THG-Minderungen unter den Biokraftstoffen von 2018 bis 2020 wurden von Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen, Bioethanol aus Zuckerrohr und aus Mais und von FAME aus Altspeiseölen und -fetten (UCO) erzielt. Die in Abbildung 7-2 dargestellten Standard-THG-Emissionen der HEFA-Flugkraftstoffe sind zwar ebenfalls dort aufgezeigt. Sie können aber nicht mit den tatsächlichen THG-Emissionen der Biokraftstoffe aus dem Straßenverkehr verglichen werden, da sie generische Durchschnittswerte darstellen. Innerhalb dieser Standardwerte der Biokerosine wird aber auch deutlich, dass die rest- und abfallstoffbasierten Kerosine potenziell geringere THG-Emissionen aufweisen als die anbaubiomassebasierten Kerosine. Alle HEFA-Flugkraftstoffe können mit ihren Standardwerten die geforderte THG-Einsparung des ISCC-CORSIA-Zertifizierungssystems erreichen. Im gesamten Vergleich der kommerziell verfügbaren erneuerbaren Energieträger sind mit der Nutzung von Strom aus erneuerbaren Quellen, so zum Beispiel aus Windkraft für die Elektromobilität, die geringsten THG-Emissionen verbunden. Wird allerdings der Stromerzeugungsmix anstelle von reinem erneuerbarem Strom genutzt, so werden die meisten THG-Emissionen ausgestoßen.

Würden die betrachteten Biokraftstoffe im Straßenverkehr in neuen Anlagen (Inbetriebnahme ab 01.01.2021) produziert, so würden einige Pflanzenöle auf Palmölbasis und einige FAME aus Sojaöl nicht auf die THG-Minderungsquote und den von der EU geforderten Mindestanteil erneuerbarer Energien angerechnet werden. Zwar gilt ab 2021 ein neuer höherer Vergleichswert von 94,1 [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)] anstelle von 83,8 g CO_2-Äq./MJ [Richtlinie 2009/28/EG (2009)], aber es gilt auch eine höhere THG-Mindestanforderung von 65 % [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)].

Generell entspricht die berechnete THG-Minderung gegenüber dem einheitlichen fossilen Vergleichswert von 83,8 bzw. ab 2021 von 94,1 g CO_2-Äq./MJ nicht den vermeintlich vermiedenen THG-Emissionen, da die Biokraftstoffe ihr je spezifisches fossiles Pendant ersetzen. Die aktuell definierten spezifischen THG-Emissionen von fossilen Ottokraftstoffen und Erdgas liegen unter dem fossilen Vergleichswert von 94,1 g CO_2-Äq./MJ, die von Dieselkraftstoff darüber. Das heißt, dass Benzin- und Erdgassubstitute eine geringere und Dieselsubstitute eine leicht höhere THG-Minderung aufweisen als die in Abbildung 7-2

dargestellte. Allerdings greift auch dieser Ansatz zu kurz, da es im zukünftigen Verkehrssektor mit neuen Kraftstoffen, veränderten Antriebssystemen und verändertem Mobilitätsverhalten keinen Eins-zu-eins-Ersatz herkömmlicher Kraftstoffe geben wird.

7.5 THG-Emissionen und THG-Minderungspotenzial erneuerbarer Energien im Demonstrationsstadium

In der folgenden Abbildung 7-3 sind die THG-Emissionen erneuerbarer Kraftstoffe im Demonstrationsstadium dargestellt. Das sind im Wesentlichen fortschrittliche Biokraftstoffe und erneuerbare strombasierte Kraftstoffe für den Straßen- und Schiffsverkehr. Unter den Bioflugkraftstoffen sind sowohl Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse für potenzielle Nahrungs- und Futtermittelzwecke als auch aus Reststoffen aufgelistet. Zudem sind in der Abbildung die THG-Mindestanforderungen gegenüber dem fossilen Vergleichswert von 94,1 g CO_2-Äq./MJ, der ab 2021 gilt, dargestellt. Das sind zum einen 65 % für Biokraftstoffanlagen, die ab 2021 ihren Betrieb aufnehmen, und 70 % für die erneuerbaren strombasierten Kraftstoffe ab 2021 [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)]. Die THG-Einsparerfordernis für nachhaltige Flugkraftstoffe von 10 % gegenüber dem fossilen Vergleichswert von 89 g CO_2-Äq./MJ [ISCC System GmbH (2020b)] aus dem ISCC-CORSIA-Zertifizierungssystem ist ebenfalls eingezeichnet.

Die THG-Emissionen für die Biokraftstoffe, die im Straßen- und Schiffsverkehr eingesetzt werden können, stammen aus den Standard-THG-Werten des Anhangs V der RED II und der Biokraft-NachV [Biokraft-NachV (2021); Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)]. Für Biomethan aus der Vergasung fester Biomasse existiert kein Standardwert. Der THG-Wert stammt aus Berechnungen innerhalb des GoBiGas-Forschungsprojektes [Alamia (2017)]. Für die Flugkraftstoffe wurden die THG-Werte dem ISCC-CORSIA-Systemdokument [ISCC System GmbH (2020b)] entnommen. Sie stellen die dort definierten Standardwerte in Anlehnung an die RED-II-Methodik dar. Für elektrolytisch erzeugten Wasserstoff und Methan aus erneuerbarem Strom wurden die definierten Standardwerte dem Anhang der 37. BImSchV [37. BImSchV (2017)] entnommen. Die THG-Werte von Wasserstoff aus der Vergasung von lignocellulosehaltigem Material stammen aus der Veröffentlichung von Hajjaji et al. von 2016 [Hajjaji (2016)]. Die THG-Emissionen von strombasiertem Methanol und DME entstammen der Veröffentlichung von Bongartz et al. aus dem Jahr 2018 [Bongartz (2018)]. Wie erwähnt, gibt es derzeit noch keine standardisierte THG-Berechnungsmethodik für erneuerbare strombasierte Kraftstoffe. Damit wird deutlich, dass die in Abbildung 7-3 dargestellten THG-Emissionen nur bedingt miteinander verglichen werden können, da nicht jedem Wert die Berechnungsmethodik der RED II zugrunde liegt.

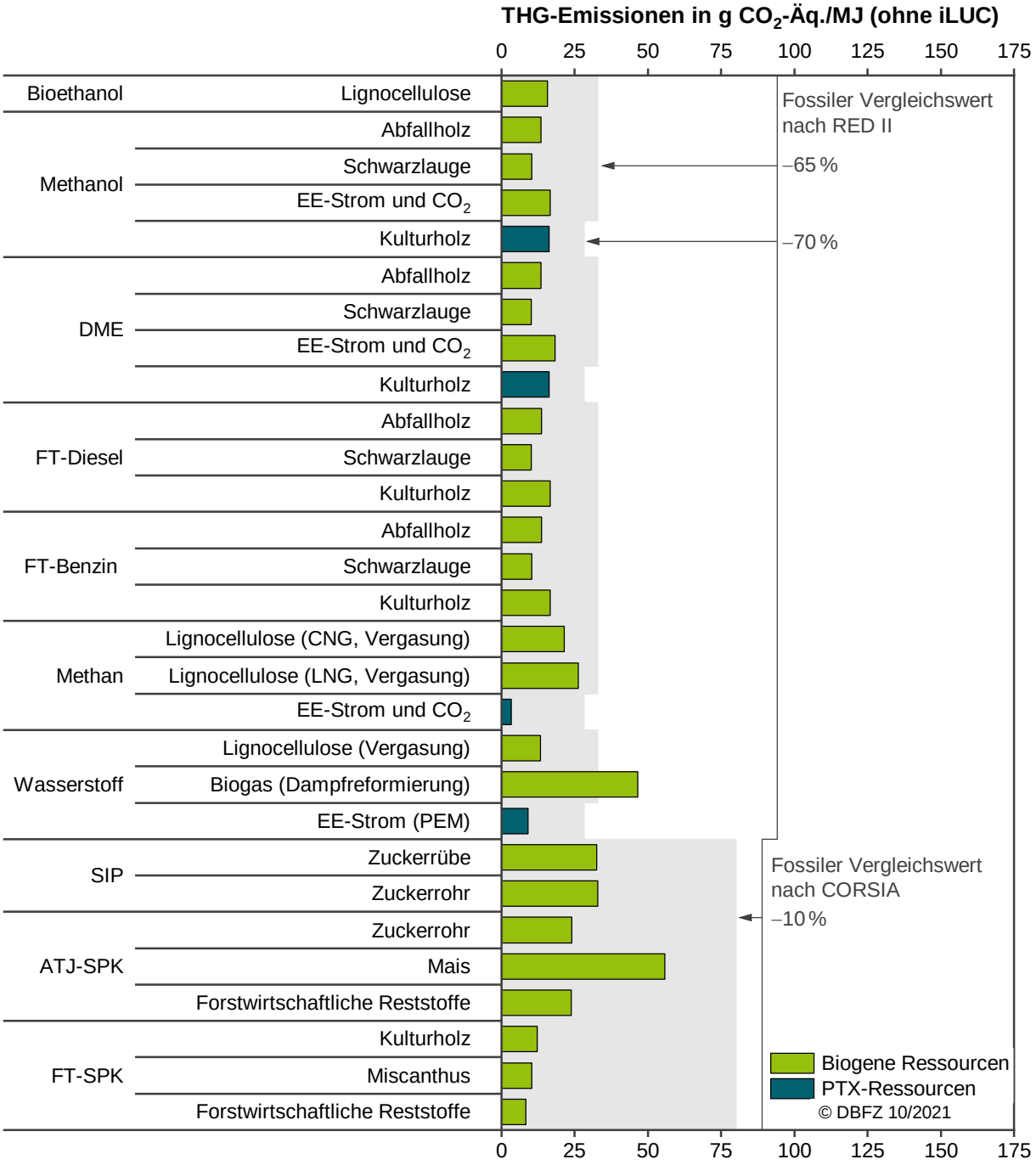


Abbildung 7-3 THG-Emissionen kommender Energieträger, Datenbasis: [Alamia (2017); 37. BImSchV (2017); Bongartz; Bongartz (2018); Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018); Hajjaji (2016); ISCC System GmbH (2020b)]

Grundsätzlich können alle erneuerbaren Kraftstoffe mit den hier dargestellten THG-Emissionen die geforderten THG-Minderungen erreichen. Einzig Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Biogas würde die in der RED II geforderte Minderung von 70 % verfehlen. Die höchsten THG-Emissionen würden durch den Einsatz von Flugkraftstoffen auf Basis von potenzieller Anbaubiomasse für Nahrungs- und Futtermittelzwecke, von Biomethan aus der Vergasung von lignocellulosehaltiger Biomasse und von Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Biogas verursacht werden. Die geringsten THG-Emissionen würden von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff und Methan aus erneuerbarem Strom, von FT-SPK aus forstwirtschaftlichen Reststoffen und von schwarzlaugebasiertem Methanol, DME, FT-Diesel und FT-Benzin emittiert.

7.6 THG-Emissionen und THG-Minderungspotenzial erneuerbarer Energien auf Forschungsniveau

Für die in diesem Report identifizierten erneuerbaren Kraftstoffe auf Forschungsniveau existiert aufgrund des Entwicklungsstadiums eine sehr schlechte und nicht einheitliche Datenlage. Vereinzelt werden die Umweltauswirkungen dieser Kraftstoffe in wissenschaftlichen Veröffentlichungen betrachtet. In diesen Studien ist teilweise der methodische Rahmen, wie Systemgrenzen, Allokationsmethodik oder Vergabe von Gutschriften, nicht transparent und nachvollziehbar dargestellt. Zum anderen ist der methodische Rahmen in den Veröffentlichungen so unterschiedlich gesetzt, dass die Ergebnisse nicht direkt miteinander verglichen werden können. Aus diesem Grund wird auf eine Darstellung der vereinzelt veröffentlichten Ergebnisse in einem gemeinsamen Diagramm und/oder einer Tabelle verzichtet.

7.7 Abgasemissionen beim Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe

Abgasemissionen, die bei der Verbrennung von flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen entstehen, haben vielfältige negative Auswirkungen auf Mensch und Umwelt, darunter Schädigungen der Atemwege und des Herz-Kreislauf-Systems sowie eine Erhöhung des Krebsrisikos und der Sterblichkeit [Geupel (2021); WHO (2021)].

ABGASGESETZGEBUNG

Zum Schutz von Gesundheit und Umwelt wurde Anfang der 1990er-Jahre in der EU eine einheitliche Abgasgesetzgebung mit verbindlichen Emissionsstandards zunächst für Straßenfahrzeuge, später auch für mobile Maschinen und Geräte sowie Binnenschiffe eingeführt. Seither wurden die gesetzlichen Grenzwerte für Abgasemissionen, die bei standardisierten Prüfzyklen ermittelt werden, zunehmend verschärft. Die Schadstoffemissionen von Seeschiffen werden durch die Internationale Seeschifffahrts-Organisation (IMO) und die von Flugzeugen durch die Internationale Zivilluftfahrtorganisation (ICAO) reguliert. Zu den wichtigsten gesetzlich limitierten Luftschadstoffen des Verkehrs zählen Partikel, Stickstoffoxide (NO_X), Kohlenwasserstoffe (HC) inklusive Methan und Kohlenmonoxid (CO). Die gesetzlichen Vorgaben unterscheiden sich je nach Verkehrsmittel, Antriebsart, Leistung etc.

Beispielsweise wurden bei den nicht straßengebundenen mobilen Maschinen und Geräten (engl.: Non-Road Mobile Machinery – NRMM) in der Leistungsklasse von 56 bis 560 kW die Grenzwerte für Stickstoffoxide (NO_X) zwischen 1999 und 2019 um mehr als 95 % und für die Partikelmasse um mehr als 97 % abgesenkt. Um den dynamischen Motorbetrieb besser abzubilden, ist seit dem Jahr 2011 zusätzlich zu einem Testzyklus mit stationären Prüfphasen (engl.: Non-Road Stationary Cycle – NRSC) auch ein transienter Testzyklus (engl.: Non-Road Transient Cycle – NRTC) vorgeschrieben. Zudem gelten seit der Abgasstufe V erstmals für alle Motorgrößen, angefangen bei den Kleinstmotoren von 0 bis 8 kW bis hin zu Großmotoren von über 560 kW Nennleistung verbindliche Emissionsgrenzwerte. Gleichzeitig wurde für die Leistungsklasse von 19 bis 560 kW ein Grenzwert für die Partikelanzahl neu eingeführt [Verordnung (EU) 2016/1628 (2014)].

Trotz massiver Absenkung der Abgasgrenzwerte für Straßenfahrzeuge sowie für mobile Maschinen und Geräte zeigte die kontinuierliche Überwachung der Luftqualität lange Zeit keine entsprechende Verbesserung, insbesondere bei den Stickstoffoxiden [Kessinger (2021); Löschau (2019); Lutz (2021)].

Ein Grund dafür ist die langjährige mangelnde Abstimmung zwischen den Emissionsstandards des Verkehrs und den Luftqualitätsstandards [Lutz (2021)]. Außerdem unterscheiden sich die am Prüfstand

unter idealisierten Testbedingungen ermittelten Abgaswerte von den Emissionen im realen Betrieb mitunter deutlich.

Im Jahr 2013 wurde deshalb für schwere Nutzfahrzeuge ab Abgasstufe Euro VI die Prüfung der sogenannten In-Service Conformity am Fahrzeug eingeführt. Dabei werden die Abgasemissionen in Betrieb befindlicher Fahrzeuge in regelmäßigen Abständen über ihre Nutzungsdauer unter realen Fahrbedingungen auf der Straße ermittelt. Um die realen Fahremissionen zu bestimmen, werden mobile Emissionsmessgeräte (Portable Emission Measurement System – PEMS) eingesetzt. Die gesetzlichen Vorgaben hierzu sind im Wesentlichen in den EU-Verordnungen 582/2011, 64/2012 und 2016/1718 beschrieben [Verordnung (EU) Nr. 582/2011 (2011); Verordnung (EU) 64/2012 (2012); Verordnung (EU) 2016/1718 (2016)].

Für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge wurden im Jahr 2016 neue Richtlinien für die Bestimmung von realen Fahremissionen (Real Driving Emissions – RDE) eingeführt, die später nochmals überarbeitet und ergänzt wurden. Zunächst galt im Rahmen einer Übergangsphase ein Konformitätsfaktor für Stickstoffoxidemissionen von 2,1. Das heißt, dass der bei einer RDE-Messung ermittelte Wert maximal das 2,1-fache des für die Prüfstandsmessungen gültigen Grenzwerts betragen darf. Im Januar 2020 wurde der Konformitätsfaktor auf 1,5 gesenkt, sodass der Prüfstandsgrenzwert seitdem nur noch um maximal 50 % überschritten werden darf. Die Überschreitung wird toleriert, um die Messtoleranz des PEMS zu berücksichtigen. Der Konformitätsfaktor für die Partikelanzahl beträgt bereits seit Einführung 1,5. RDE-Messungen sind bei Neufahrzeugen stichprobenartig bei der Typzulassung und bei Bestandsfahrzeugen nach einer gewissen Laufleistung durchzuführen. So soll die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte im realen Betrieb überwacht werden.

Seit dem Jahr 2019 ist mit Einführung der Abgasstufe V auch für nicht straßengebundene mobile Maschinen und Geräte (NRMM) die Aufzeichnung und Berichterstattung der Emissionen im tatsächlichen Fahrbetrieb mittels portabler Emissionsmesstechnik (PEMS) erforderlich. Verpflichtende Emissionsgrenzwerte bzw. Konformitätsfaktoren wurden hierfür jedoch noch nicht festgelegt [Verordnung (EU) 2017/655 (2016); Verordnung (EU) 2016/1628 (2014)].

Grundsätzlich ist zu beachten, dass sich Emissionsmessungen im realen Betrieb aufgrund der großen Variabilität auftretender Randbedingungen nur eingeschränkt miteinander vergleichen lassen. Andererseits können RDE-Messungen Aufschluss darüber geben, bei welchen realen Betriebsbedingungen Emissionsspitzen auftreten, und ob ein Fahrzeug oder eine Maschine die gesetzlichen Abgasgrenzwerte auch im bestimmungsgemäßen Einsatz über die Lebensdauer einhalten kann.

Die Abgasgesetzgebung gilt gleichermaßen für fossile und erneuerbare Kraftstoffe.

EMISSIONSMINDERUNG

Um der zunehmend strengeren Abgasgesetzgebung gerecht zu werden, wurden Maßnahmen der Emissionsminderung eingeführt. Als effektivste Emissionsminderung gilt die Kombination aus innermotorischen Maßnahmen und Abgasnachbehandlung (AGN). Systeme zur AGN, die eingesetzt werden, sind beispielsweise bei Fremdzündungsmotoren der Dreiwegekatalysator (Minderung von NO_X, HC und CO) sowie der Ottopartikelfilter (Abscheidung von Partikeln), bei Selbstzündungsmotoren der Oxidationskatalysator (Minderung von CO und HC), der Dieselpartikelfilter (Abscheidung von Partikeln) sowie der SCR-Katalysator (NO_X-Minderung). Um bei ungünstigen Betriebszuständen Sekundäremissionen wie Ammoniak oder Lachgas, die durch das ins Abgassystem eingebrachte Reduktionsmittel Harnstoff entstehen können, zu vermeiden, werden zusätzliche Katalysatoren eingesetzt, wie zum Beispiel Ammoniakschlupf-Katalysatoren.

Mit zunehmender Verbreitung von AGN-Technologien hat der Einfluss des Kraftstoffs auf die Abgasemissionen in den vergangenen Jahren stark an Bedeutung verloren [Ettl (2019); Nylund (2018)]. Dies gilt sowohl für den Ausstoß limitierter Abgaskomponenten (CO, HC, NO_X, Partikel) als auch für viele nicht limitierte gesundheitsrelevante Komponenten, zum Beispiel aus den Gruppen der Aldehyde und polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffe (PAK). Bei Fahrzeugen ohne AGN oder bei der Nutzung von minderwertigen Kraftstoffen mit einem hohen Gehalt an Schwefel, wie zum Beispiel Schiffstreibstoff, ist aber der Einfluss des Kraftstoffs auf das Emissionsverhalten erheblich.

Hier wirken sich etwa schwefelarme oder sauerstoffhaltige Dieselsubstitute, wie Pflanzenöl und Biodiesel, meist günstig auf die CO-, HC- und Partikelemissionen aus. Andererseits müssen infolge höherer Spitzentemperaturen bei der Verbrennung oft höhere NO_X-Emissionen in Kauf genommen werden. Auch HVO (hydroprozessierte Pflanzenöle, engl.: Hydrotreated Vegetable Oils - HVO) zeichnet sich aufgrund seiner paraffinischen Struktur durch sehr gute Verbrennungseigenschaften aus und führt deshalb ebenfalls zu geringeren CO-, HC- und Partikelemissionen im Vergleich zu fossilem Diesel. Darüber hinaus besitzt HVO auch das Potenzial, gleichzeitig die NO_X-Emissionen in geringem Umfang zu mindern [Nylund (2018)]. In Ottokraftstoff führen höhere Ethanolanteile insbesondere bei Beschleunigungsvorgängen zu geringeren Partikelmasse-Emissionen und teilweise auch zum Rückgang von CO und NO_X [Huber (2019)]. Die motorische Nutzung von Methanol führt aufgrund seiner chemischen Struktur mit dem im Molekül gebundenen Sauerstoff und des Fehlens von Kohlenstoff-Kohlenstoff-Bindungen zu niedrigeren CO- und HC- und teilweise auch NO_X-Emissionen. Unvollständig verbranntes Methanol kann jedoch auch höhere Aldehydemissionen verursachen, sofern diese nicht wieder im Abgassystem katalytisch oxidiert werden. Als Schiffskraftstoff beispielsweise kann Methanol zu einer deutlichen Senkung von Partikelemissionen (Black Carbon) und Schwefeloxiden gegenüber herkömmlichen Schiffskraftstoffen führen, ohne dass aufwendige Abgasreinigungsanlagen nachgerüstet werden müssen [Schröder (2020b)]. Auch die Nutzung des sauerstoffhaltigen Synthesekraftstoffs OME als Reinkraftstoff oder Blendkomponente führt im Allgemeinen zu einer Abnahme der Partikelmasse im Abgas und zur Verminderung des Partikel-NO_X-Trade-offs [Härtl (2015); Omari (2017)]. Einen Überblick zu dem Emissionsverhalten von erneuerbaren Kraftstoffen in modernen Verbrennungsmotoren gibt Grope et. al. [Grope (2018)].

Alternative Kraftstoffe können auch indirekt zur Minderung von Abgasemissionen gegenüber fossilen Kraftstoffen beitragen, wenn sie zum Beispiel eine optimierte Motoreinstellung erlauben. So kann die Klopffestigkeit durch höhere Ethanolanteile im Ottokraftstoff verbessert und der Motor mit einem höheren Verdichtungsverhältnis betrieben werden, was sich günstig auf die Effizienz der Verbrennung und den Grad der Schadstoffbildung auswirkt. Daneben ermöglichen sauerstoffhaltige Kraftstoffe meist höhere Abgasrückführraten, wodurch sich die NO_X-Emissionen mindern lassen und auch der Trade-off zwischen Partikelemissionen und NO_X reduziert werden kann. Demgegenüber kann es auch zu einem Anstieg der Abgasemissionen über die Betriebszeit kommen, wenn regenerative Kraftstoffe ungenügend mit dem Motor- und AGN-System abgestimmt sind. Ob sich erneuerbare Kraftstoffe im Dauerbetrieb auf die Wirksamkeit von AGN-Systemen positiv oder negativ auswirken, ist noch nicht abschließend geklärt. Untersuchungen haben bisher gezeigt, dass verschiedene Qualitäten von Biodiesel (FAME) zumindest die Langzeitstabilität der AGN-Systeme unterschiedlich beeinflussen können [AGQM (2018); Schröder (2017)].

FAZIT

Lange Zeit brachte die Absenkung der Abgasgrenzwerte für Partikel und Stickstoffoxide keine hinreichende Verbesserung der Luftqualität. Erst mit zunehmender Verbreitung von Abgaspartikelfiltern und SCR-Katalysatoren, mit fortschreitender Abgasgesetzgebung (v. a. Realemissionsmessungen) und Einführung von Umwelt- oder Tempo-30-Zonen ist der Trend mittlerweile stark rückläufig. An den zahlreichen Messstationen zur Überwachung der Luftqualität wurden in den letzten Jahren immer weniger Grenzwertüberschreitungen registriert. Dennoch sind weitere Anstrengungen nötig, um die Belastung für Mensch und Umwelt weiter zu reduzieren [Kessinger (2021); Löschau (2019); Lutz (2021)].

Werden moderne Verbrennungsmotoren, die mit einem AGN-System ausgestattet sind, mit unterschiedlichen Kraftstoffen betrieben, sind die Unterschiede im Emissionsverhalten am Prüfstand und im tatsächlichen Betrieb gering. Motortyp und AGN-System sowie der Wartungszustand und die Betriebsweise des Motors überlagern den Einfluss der Kraftstoffart und -qualität. Allerdings können bei inaktiver AGN (z. B. außerhalb der Arbeitstemperaturen der Katalysatoren) oder bei älteren Motoren ohne AGN erneuerbare Kraftstoffe einen wichtigen Beitrag zur Emissionsminderung leisten. Inwieweit neue Kraftstoffe zur Etablierung effektiverer und emissionsärmerer Motorbrennverfahren (z. B. homogene Kompressionszündung (Homogeneous Charge Compression Ignition – HCCI)) beitragen können, bleibt abzuwarten. In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage, ob die Weiterentwicklung von Brennverfahren und Verbrennungsmotoren weiterhin in dem Maße erfolgt, wenn der hier maßgeblich treibende Pkw-Sektor vor allem auf Elektromobilität setzt.

Ein unumstrittener Vorteil von erneuerbaren Kraftstoffen gegenüber fossilen Kraftstoffen ist der Beitrag zur Einsparung von Treibhausgasemissionen. Je nach Rohstoffart, Herstellungsverfahren, Verteilungswegen und motorischer Nutzung liegen die Treibhausgasemissionen von erneuerbaren Kraftstoffen zumeist deutlich unterhalb des Niveaus von fossilen Kraftstoffen.

7.8 Treibhausgasemissionen von Fahrzeugen und Kraftstoffen

THG-Emissionen im Verkehrsbereich setzen sich aus den bei der Verbrennung von Kraftstoffen entstehenden Luftschadstoffen Methan (CH_4) und Lachgas (N_2O) sowie bei fossilen Kraftstoffen zusätzlich dem freigesetzten CO_2 fossilen Ursprungs zusammen (siehe Bilanzgrenzen des Nationalen Inventarberichts). Entsprechend müssen für eine Reduktion der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor „nur“ Methan- und Lachgasemissionen vermieden und erneuerbare Energieträger eingesetzt werden. Dem Verkehrssektor selbst werden jedoch nicht die Treibhausgasemissionen bei der Herstellung, Distribution und Entsorgung von Fahrzeugen und Kraftstoffen zugerechnet. Diese Emissionen sind Bestandteil der Sektoren Landwirtschaft, Energie und Industrie. Entsprechend werden unter Umständen die THG-Emissionen von einem Sektor in den anderen verlagert, wenn Diesel und Benzin durch erneuerbare Kraftstoffe oder Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor durch batterieelektrische oder Brennstoffzellenfahrzeuge ersetzt werden. Bekanntestes Beispiel sind die THG-Emissionen aus der Produktion von elektrischem Strom für Elektrofahrzeuge, welche bei Verwendung des deutschen Strommixes aufgrund der heute hohen Anteile an Strom aus Kohlekraftwerken substanziell sind, jedoch im Verkehrssektor nicht angerechnet werden. Um nun die durch den Verkehr insgesamt verursachten THG-Emissionen nachhaltig zu reduzieren, müssen sowohl die durch die Energieträger (Produktion, Distribution, Nutzung) als auch die durch die Fahrzeuge (Produktion, Distribution, Nutzung, Entsorgung) verursachten Anteile betrachtet werden. Man bezeichnet diese Betrachtungsweise als „Ökobilanzperspektive“ (engl.: Life Cycle Assessment – LCA).

Im Folgenden wird dieser Ansatz an verschiedenen Fahrzeugtypen unter Verwendung der in den Abschnitten 7.4 bis 7.6 dargestellten kraftstoffspezifischen THG-Emissionen beispielhaft dargestellt. Die Berechnungen wurden exemplarisch für heutige Personenkraftwagen der Kompaktklasse und Lastkraftwagen der 40-t-Kategorie durchgeführt; sie basieren auf den frei verfügbaren Ökobilanz-Berechnungswerkzeugen „carculator“[15] und „carculator_truck“[16], welche auch in zugehörigen Publikationen dokumentiert sind [Sacchi (2021a); Sacchi (2021b)].

Für die Ökobilanzen der Fahrzeuge werden sämtliche Komponenten erfasst, also die Karosserie, der Antriebsstrang, der Energiespeicher, ebenso Wartung und Entsorgung. Berücksichtigt sind auch die Treibhausgasemissionen, welche durch Bau und Unterhalt der Straßeninfrastruktur verursacht werden, sowie Kältemittelemissionen aus Klimaanlagen, welche klimawirksam sind. Als Quelle der Hintergrund-Inventardaten wird die Ökobilanzdatenbank „ecoinvent“[17] genutzt, und zwar deren Systemmodell „allocation, cut-off by classification“ in der Version 3.7 [Wernet (2016)].

Bei den Pkw wird eine Fahrleistung über die gesamte Lebensdauer von 200 Tsd. km angenommen. Die Fahrzeugmasse liegt im Bereich von ca. 1.350 bis 1.500 kg, abhängig von der Art des Antriebsstrangs. Das batterieelektrische Fahrzeug ist mit einer Batterie ausgestattet, welche eine Speicherkapazität von 43 kWh aufweist und bis ans Ende der Fahrzeuglebensdauer genutzt werden kann. Der Energieverbrauch während des Fahrens wird mittels WLTP-Fahrzyklus berechnet. Die Lkw der 40-t-Kategorie haben eine Fahrzeugmasse von etwa 15 t. Die Berechnungen wurden mit einer durchschnittlichen Beladung von rund 9 t und einer angenommenen Lebensdauerfahrleistung von 350 Tsd. km durchgeführt.

Lebenszyklus-THG-Emissionen der Pkw sind in Abbildung 7-4 dargestellt, jene der Lkw in Abbildung 7-5. Die Klimawirksamkeit der THG-Emissionen wurde mit Treibhausgaspotenzialen der einzelnen Treibhausgase für einen Zeithorizont von 100 Jahren nach dem 5. Zustandsbericht des IPCC berechnet. Die neben CO_2 wichtigsten Treibhausgase Methan und Lachgas weisen hier THG-Potenziale von 28 und 265 auf, das heißt, sie sind dementsprechend stärker klimawirksam als CO_2 [IPCC (2013)].

Bei Fahrzeugen, welche fossile Kraftstoffe (Benzin, Diesel, Erdgas) nutzen, entsteht der größte Teil der gesamten THG-Emissionen bei der Verbrennung dieser Kraftstoffe (Beitrag „Auspuff“). Da biogene CO_2-Emissionen (also die CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von erneuerbaren Kraftstoffen) nicht als klimawirksam bewertet werden, bleibt bei erneuerbaren Kraftstoffen lediglich ein sehr kleiner Restbeitrag aus dem Betrieb der Fahrzeuge, nämlich einerseits geringe Methanemissionen bei der Nutzung von Biomethan als Kraftstoff und andererseits ebenfalls geringe Emissionen an klimawirksamem Kältemittel aus der Klimaanlage. Bei batterieelektrischen Fahrzeugen stammen substanzielle THG-Emissionen aus der Herstellung der Batterie sowie der Produktion der Elektrizität, welche zum Laden der Batterie genutzt wird, sofern diese einen nennenswerten Anteil an Strom aus Kohle- oder Gaskraftwerken aufweist. Dies ist gegenwärtig in Deutschland der Fall, was dazu führt, dass das batterieelektrische Fahrzeug nur geringfügig weniger THG-Emissionen verursacht als Benzin- und Dieselfahrzeuge. Da die Karosserie bei allen hier verglichenen Fahrzeugen sehr ähnlich ist, sind auch die von der Produktion und Entsorgung verursachten THG-Emissionen ähnlich hoch – der generell recht hohe Beitrag zu den Gesamtemissionen zeigt, dass mit der Herstellung von Stahl und Aluminium (den Hauptbestandteilen der Karosserien) heute hohe THG-Emissionen verbunden sind. Die THG-Emission der Straßeninfrastruktur wird in Abhängigkeit vom Gewicht der Fahrzeuge berechnet – dementsprechend verursacht hier das batteriebetriebene Fahrzeug geringfügig höhere Emissionen, da die Batterie das Fahrzeuggewicht erhöht.

[15] https://carculator.psi.ch
[16] https://github.com/romainsacchi/carculator_truck
[17] https://ecoinvent.org/

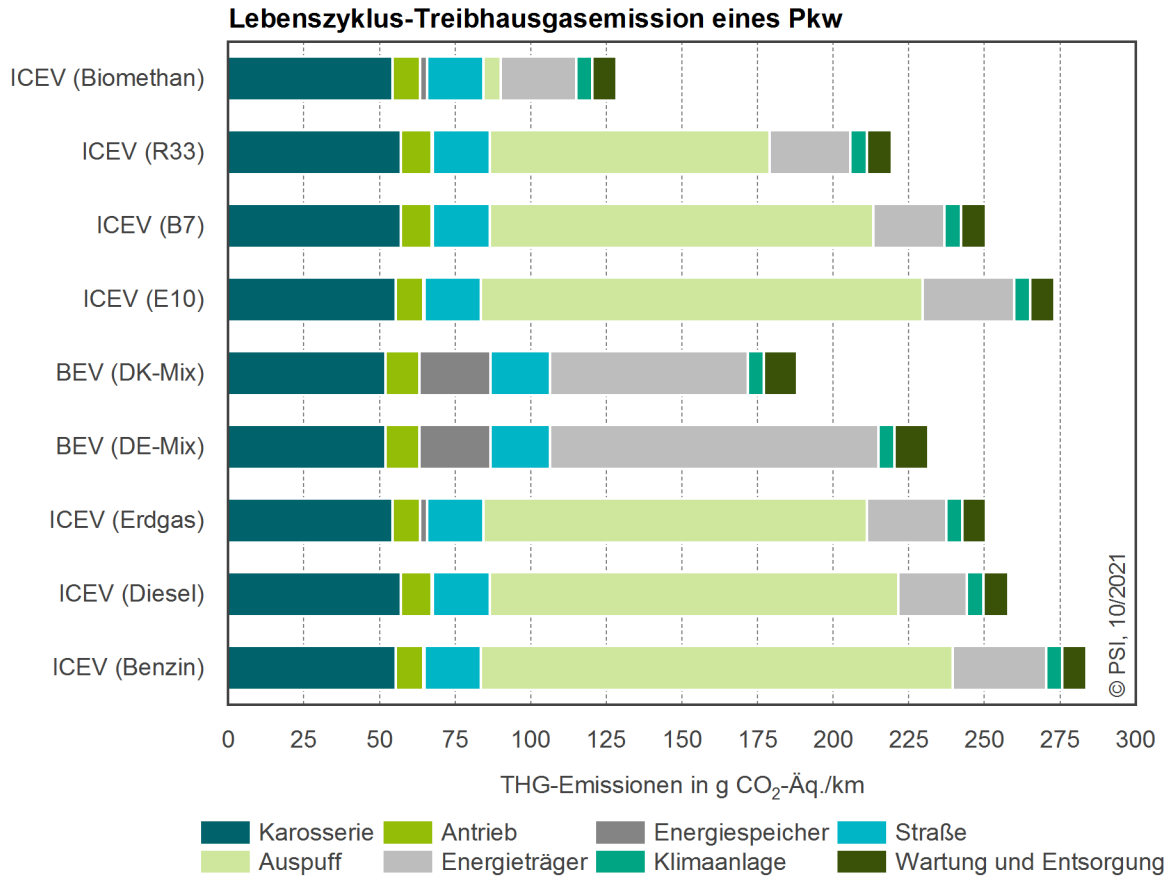


Abbildung 7-4 Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von Pkw der Kompaktklasse, unterteilt in Beiträge aus Herstellung (Karosserie, Antrieb, Energiespeicher und Straße), Betrieb (Auspuff, Energieträger, Klimaanlage), Wartung und Entsorgung des Fahrzeugs sowie der Versorgung mit Antriebsenergie (Kraftstoff bzw. Strom), DE/DK-Mix: Stromversorgungsmix in Deutschland/Dänemark auf Niederspannungsniveau.

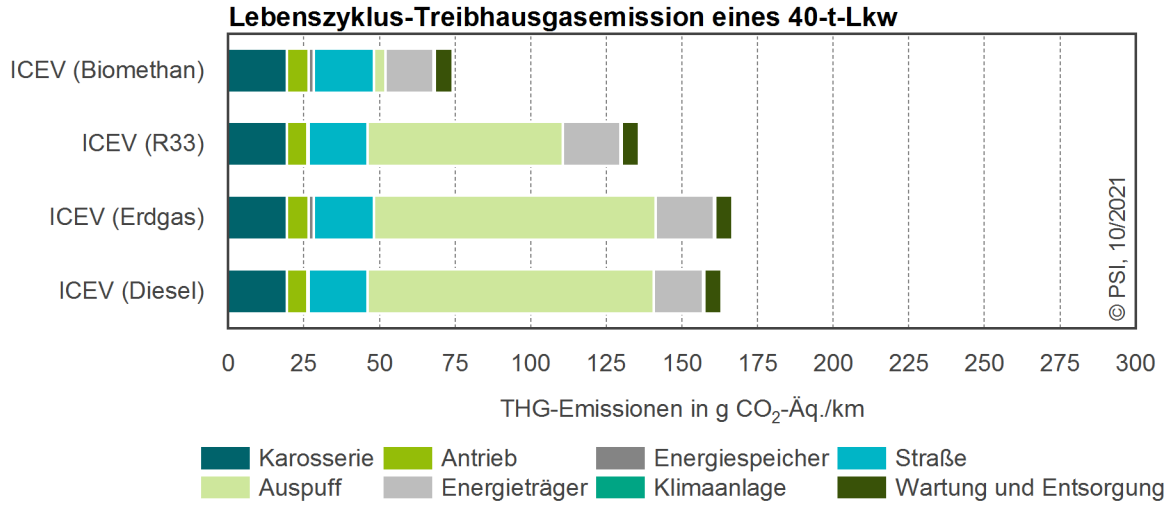


Abbildung 7-5 Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von 40-t-Lkw pro Tonnen-Kilometer Gütertransport (Transport einer Tonne Fracht über einen Kilometer), unterteilt in Beiträge aus Herstellung (Karosserie, Antrieb, Energiespeicher und Straße), Betrieb (Auspuff, Energieträger, Klimaanlage), Wartung und Entsorgung der Lkw sowie der Versorgung mit Antriebsenergie (Kraftstoffe bzw. Strom), DE/DK-Mix: Stromversorgungsmix in Deutschland/Dänemark auf Niederspannungsniveau.

Generell weisen die Fahrzeuge, die zu 100 % mit Biomethan betrieben werden, welches aus Reststoffen erzeugt wird, aus der Ökobilanzperspektive die geringsten Treibhausgasemissionen auf – diese sind sowohl bei Pkw als auch bei Lkw etwa halb so hoch wie jene der Fahrzeuge, die fossile Kraftstoffe nutzen. Bei den Pkw ist Erdgas der knapp klimafreundlichste fossile Kraftstoff, da bei der Verbrennung weniger CO_2-Emissionen verursacht werden als bei Diesel und Benzin. Allerdings ist die Energieeffizienz von Erdgasmotoren heute geringer als jene von Benzin- und vor allem von Dieselmotoren. Deswegen sind bei den verbrauchsstarken Lkw die THG-Emissionen des Diesel-Lkw sogar etwas geringer als jene des Erdgas-Lkw. Beim Vergleich von THG-Emissionen von Pkw und Lkw fällt auf, dass die Emissionen aus dem Auspuff bei Lkw einen etwas höheren relativen Anteil aufweisen als bei Pkw, was an der höheren Lebensdauerfahrleistung der Lkw liegt.

Die hier dargestellten Ökobilanzergebnisse zeigen klar auf, dass Biokraftstoffe, welche aus biogenen Reststoffen hergestellt werden und somit in der Kraftstoffproduktion keine substanziellen THG-Emissionen verursachen (also beispielsweise Biomethan), derzeit die klimafreundlichste Alternative in Deutschland darstellen – sowohl bei Pkw als auch bei Lkw. Dies wird so lange der Fall sein, bis Kohle und Gaskraftwerke nur mehr sehr geringe Beiträge zum deutschen Strommix liefern. Das Beispiel des BEV-Pkw mit dem Strommix aus Dänemark zeigt, dass höhere erneuerbare Anteile im Strommix sich rapide auf die THG-Emissionen auswirken. Die dargestellten Ergebnisse zeigen zusätzlich, dass mit der aktuellen Strategie, geringe Anteile an erneuerbaren Kraftstoffen fossilen beizumischen (B7 und E10), keine nennenswerten Effekte bei den THG-Emissionen erzielt werden. Andererseits muss in diesem Zusammenhang das beschränkte Potenzial von klimafreundlichen Energieträgern berücksichtigt werden und auch der Umstand, dass alle erneuerbaren Energien für andere Zwecke genutzt werden können, wodurch sich ein Wettbewerb um ihre Nutzung ergibt.

Ein Ausblick in die Zukunft unter Berücksichtigung der gegenwärtigen Trends im Fahrzeugsektor lässt erwarten, dass sich die Elektrifizierung der Fahrzeuge, was auch Brennstoffzellenautos beinhaltet, verstärken wird. Es ist davon auszugehen, dass Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge auch im Lkw-Bereich, zumindest im regionalen Gütertransport, vermehrt zum Einsatz kommen werden. Um einen positiven Klimaeffekt sicherzustellen, müssen Strom und Wasserstoff mit geringen produktionsbedingten THG-Emissionen in entsprechenden Mengen zur Verfügung stehen. Reststoffbasierte Kraftstoffe, deren Herstellung schon heute mit nur geringen THG-Emissionen verbunden ist, weisen ein vergleichsweise geringes Verbesserungspotenzial auf. Aus Ökobilanzperspektive wird entscheidend sein, die THG-Emissionen in anderen Sektoren zu reduzieren, beispielsweise bei der Stahl- und Aluminiumproduktion. Dies würde die THG-Emissionen insgesamt für alle Fahrzeuge senken.

Exkurs 8: Bio-CNG im städtischen ÖPNV – ein Praxisbeispiel aus Augsburg

Der Beschluss, Busse im Öffentlichen Personennahverkehr klimafreundlich zu betreiben, fiel in der heute fast 300.000 Einwohner zählenden Stadt Augsburg bereits im Jahr 1995. Seit 2006 werden von den Augsburger Stadtwerken vorrangig Erdgasbusse beschafft, sodass seit 2010 die gesamte Busflotte auf Erdgasantrieb umgestellt ist. Mit klimafreundlichem Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen, das zugekauft und bilanziell angerechnet wird, werden die Busse seit 2011 betrieben.

Die Busflotte des Jahres 2021 besteht aus 82 Fahrzeugen, darunter 14 Gelenkbusse mit einem Hybridmodul. Diese sind besonders effizient, da sie den Biomethanverbrauch mithilfe einer Elektromaschine durch Energierückgewinnung beim Abbremsen und Antriebsunterstützung beim Anfahren der Busse reduzieren. Weitere 35 – dann im Schnitt 15 Jahre alte – CNG-Busse werden bis 2025 gegen Busse mit einem Hybridsystem getauscht. Die jährliche Fahrleistung der Busflotte beträgt ca. 5 Mio. km bei einem Gasverbrauch von ca. 2.350 t Biomethan pro Jahr. Der Gasverbrauch der neuen Hybridbusse liegt etwa 20 % unter dem der älteren CNG-Busse.

Die Biomethan-Busflotte der Stadt Augsburg reduziert den Treibhausgasausstoß im Vergleich zu einer Dieselflotte bilanziell um jährlich 6.000 bis 6.500 t. Die Stadtwerke Augsburg wurden mehrfach für ihr Umweltengagement ausgezeichnet und dienen vielen Kommunen als Vorbild und Ratgeber bei der Umstellung ihres ÖPNV auf einen klimafreundlichen Antrieb.

8 Ökonomische Aspekte der Nachhaltigkeit

NIELS DÖGNITZ, HENDRIK ETZOLD UND KATHLEEN MEISEL

8.1 Ökonomische Bewertung

Weiterführende Informationen:

Das Ziel der ökonomischen Bewertung ist es, Konzepte oder Technologien auf Basis von Referenzkonzepten auf ihre wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit zu prüfen. Als Grundlage dafür muss ein einheitlicher Rahmen in Form einer Bilanzgrenze festgelegt werden. Nur eine definierte Bilanzgrenze ermöglicht einen adäquaten Vergleich über mehrere Optionen hinweg. Als relevante Bilanzräume für die hier betrachteten Konzepte können allgemein die Ressourcenbereitstellung, die Biomassekonversion und -produktion, die Distribution und die Nutzung identifiziert werden.

Diese Bilanzräume sind in Abbildung 8-1 definiert, wobei die Ergebnisse nachfolgender Bilanzräume die vorgeordneten jeweils einschließen. Der erste Bilanzraum umfasst die Bereitstellung, wobei er alle Schritte der Ressourcenbereitstellung einschließt und daraus die entsprechenden Ressourcenbereitstellungskosten abgeleitet werden können. Als häufigste Zielgröße der Bewertung werden die Produktgestehungskosten betrachtet. Für deren Berechnung werden alle anfallenden Kosten (kapital-, verbrauchs-, betriebsgebundene und sonstige Kosten) sowie Erlöse im Produktionsprozess berücksichtigt. Werden den Gestehungskosten die Kosten der Distribution aufaddiert, ergeben sich die Distributionskosten. Um die Verbraucherpreise zu ermitteln, sind noch weitere Kostenpositionen aufzusummieren, wobei es sich vor allem um Steuern, Gewinn und Gebühren handelt.

Der nachstehenden Datenauswertung liegen folgende Bilanzgrenzen zugrunde:

- die Produktgestehungskosten für Energieträger im Demonstrationsstadium sowie
- die Distributionskosten, welche hier mit Großhandelspreisen gleichgesetzt wurden, für kommerziell verfügbare Energieträger.

Diese Unterscheidung führt dazu, dass die genannten Kosten nur innerhalb des gleichen Bilanzkreises fair miteinander verglichen werden können. Ein Vergleich zwischen Energieträgern im Demonstrationsstadium sowie zwischen kommerziell verfügbaren Energieträgern ist nur bedingt möglich. Ein Vergleich ist außer durch die unterschiedlichen Bilanzkreise zusätzlich erschwert, da zu den reinen Produktgestehungskosten noch weitere Bedingungen für die Markteinführung erfüllt werden müssen. Solche Markteinführungshürden können zum Beispiel die Anpassung oder Entwicklung von Motoren, der Aufbau ausreichend hoher Produktionskapazitäten sowie die damit einhergehenden Investitionsaufwendungen, die Entwicklung von Distributionswegen sowie Tank- bzw. Ladeinfrastruktur oder auch die Entwicklung des Abnehmermarktes sein.

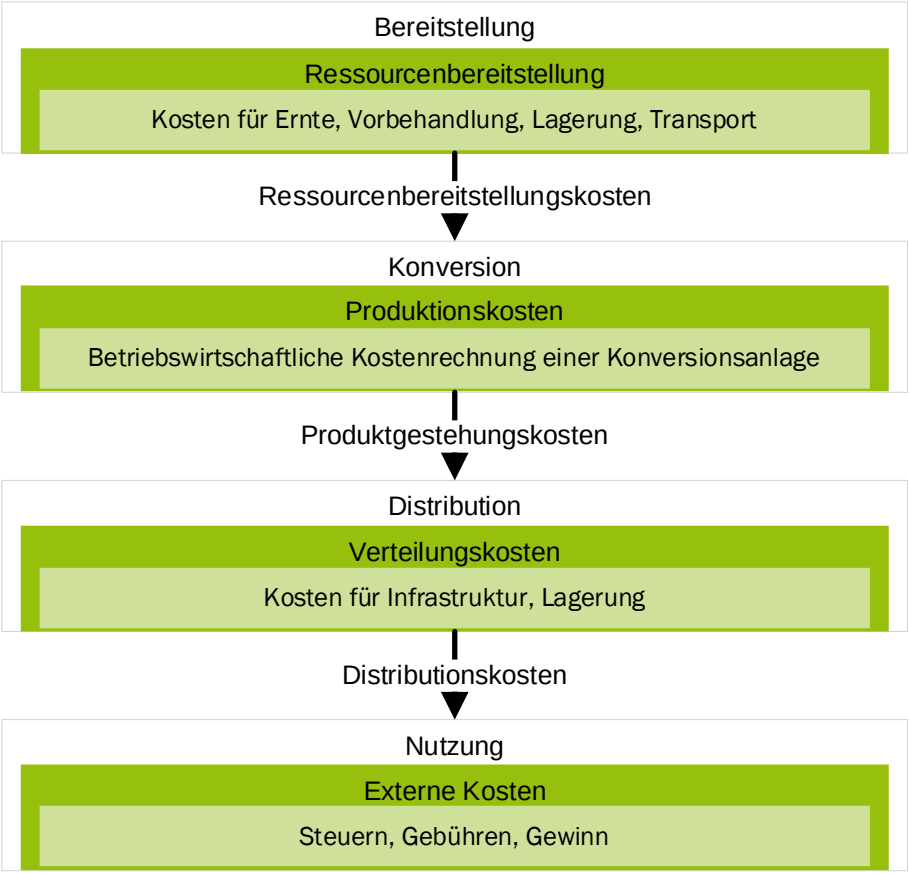


Abbildung 8-1 Vereinfachte Darstellung zur Definition der Systemgrenzen bei der ökonomischen Bilanzierung

8.2 Kosten und Preise kommerziell verfügbarer erneuerbarer Energien

Zum aktuellen Zeitpunkt werden verschiedene kommerziell verfügbare Biokraftstoffoptionen auf dem Weltmarkt gehandelt. Die Kosten dieser Biokraftstoffe sind im Regelfall stark von den Rohstoffkosten abhängig; besonders bei der Produktion in großtechnischen Anlagen können diese 80 bis 90 % der gesamten Kosten verursachen [Naumann (2019)]. Deshalb wird bei den kommerziell verfügbaren Kraftstoffen im Folgenden jeweils auch auf die Entwicklung ausgewählter Rohstoff- und Produktpreise eingegangen. Die Preise für Agrarrohstoffe sind im Allgemeinen sehr volatil. Die zeitlichen Schwankungen und regionalen Unterschiede resultieren einerseits aus einem schwankenden Angebot (z. B. bedingt durch starke oder schwache Ertragsjahre), andererseits aus der unterschiedlichen Nachfrageintensität der Nutzungssektoren (v. a. Nahrungsmittel, Futtermittel, Energie). Zusätzlich gibt es Sondereffekte, welche auch die gesamte Weltwirtschaft betreffen können, etwa im Jahr 2020 durch die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie. Weitere ressourcen- und kraftstoffbezogene Kostengrößen ausgewählter Studien finden sich in Tabelle A-4.

8.2.1 Bioethanol

In Abbildung 8-2 sind die Preisentwicklungen für Bioethanol (USA) und Bioethanol (EU) sowie vergleichend die Preise von fossilem Benzinkraftstoff (energiebezogen in EUR/GJ) und von Weizen als Rohstoff und dem Nebenprodukt DDGS (massebezogen in EUR/t) zusammenfassend dargestellt. Deutlich erkennbar ist, dass der US-Preis, bedingt durch die günstigere Produktion und die höhere Rohstoffverfügbarkeit, konstant unter dem EU-Preis für Bioethanol liegt. Diese Differenz ist bis Mitte 2020 erst deutlich gewachsen und folgend bis Mitte 2021 komplett verschwunden. War sie im Jahr 2018

kleiner als 10 EUR/GJ, vergrößerte sie sich zwischenzeitlich bis auf über 20 EUR/GJ im Jahr 2020. Die Preise von Weizen und DDGS verlaufen überwiegend parallel, wobei der Preis des Futtermittels DDGS im Mittel etwa 50 EUR/t über dem Weizenpreis liegt.

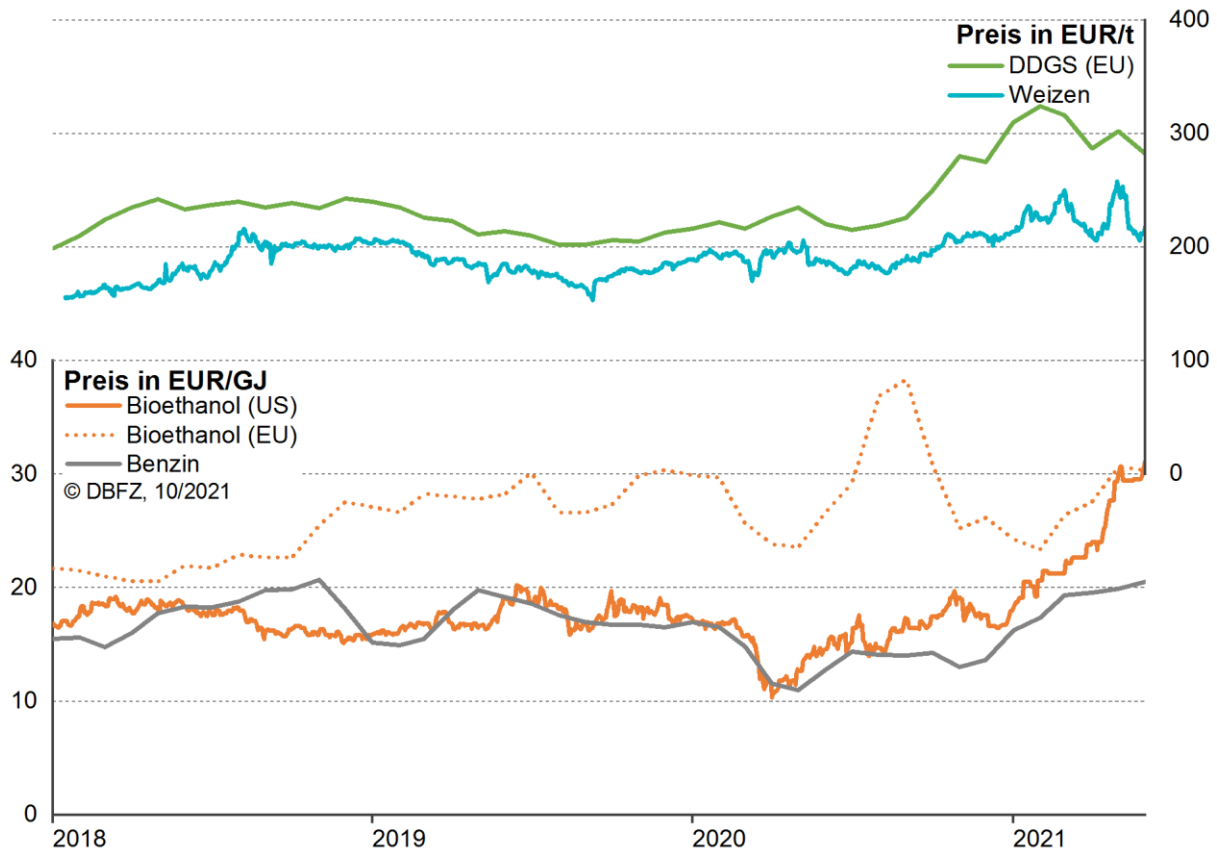


Abbildung 8-2 Preisentwicklung von Bioethanol und fossilem Benzin (Großhandelspreise ohne Steuern) sowie Weizen und DDGS von Januar 2018 bis Juni 2021, Datenbasis: [finanzen.net (2020a), (2020b); IHS Markit (2018)-(2020); Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2020)]

8.2.2 FAME

Pflanzenöl als eine Hauptressource für die Produktion von FAME und HVO/HEFA (hydroprozessierte Pflanzenöle bzw. hydroprozessierte Ester und Fettsäuren, engl.: Hydrotreated Vegetable Oils bzw. Hydrotreated Esters and Fatty Acids – HVO bzw. HEFA) unterlag in den letzten Jahren moderaten Preisschwankungen. Die nominale, also nicht inflationsbereinigte Preisentwicklung der zur Biodieselproduktion eingesetzten Pflanzenöle Raps-, Soja- und Palmöl sowie von Altspeiseöl (UCO) ist in Abbildung 8-3 zusammenfassend dargestellt. Alle Rohstoffpreise bewegten sich (massebezogen in EUR/t) bis Mitte 2019 auf einem annähernd gleichbleibenden Niveau. Sie betrugen für Rapsöl 700 bis 800 EUR/t, für Sojaöl und UCO 600 bis 700 EUR/t und für Palmöl 450 bis 600 EUR/t. Ab Juni 2019 ist der FAO-Pflanzenölindex dann stetig gestiegen, getrieben vor allem durch die Palmölpreise. Der Grund für den starken Anstieg war eine hohe Nachfrage, insbesondere aus dem Biodieselsektor, bei gleichzeitig schrumpfendem Angebot. [AMI (2020)] Die darauffolgenden Schwankungen hingen vor allem mit den Auswirkungen der COVID-19-Pandemie zusammen. Nach einem starken Einbruch während der Lockdown-Phase im zweiten Quartal 2020 stiegen die Preise fast ausnahmslos bis zum Jahr 2021 kontinuierlich auf einen zum Zeitpunkt der Drucklegung noch nicht absehbaren Höchststand. Zu beachten ist, dass UCO derzeit noch nicht analog den Pflanzenölen an den Rohstoffbörsen, sondern eher

bilateral gehandelt wird. Der UCO-Preis hat sich jedoch in der Vergangenheit etwa auf dem Niveau von rohem Raps- und Sojaöl eingepegelt. Die Auswirkung der COVID-19-Pandemie ist bei fossilem Rohöl, welches hier als Indikator der weltwirtschaftlichen Entwicklung zusätzlich angegeben ist, mit einem starken Rückgang im Frühjahr 2020 und einem Preisniveau um 300 EUR/t im zweiten Halbjahr 2020 ebenfalls zu erkennen. Zuvor war der Rohölpreis über Jahre relativ konstant geblieben.

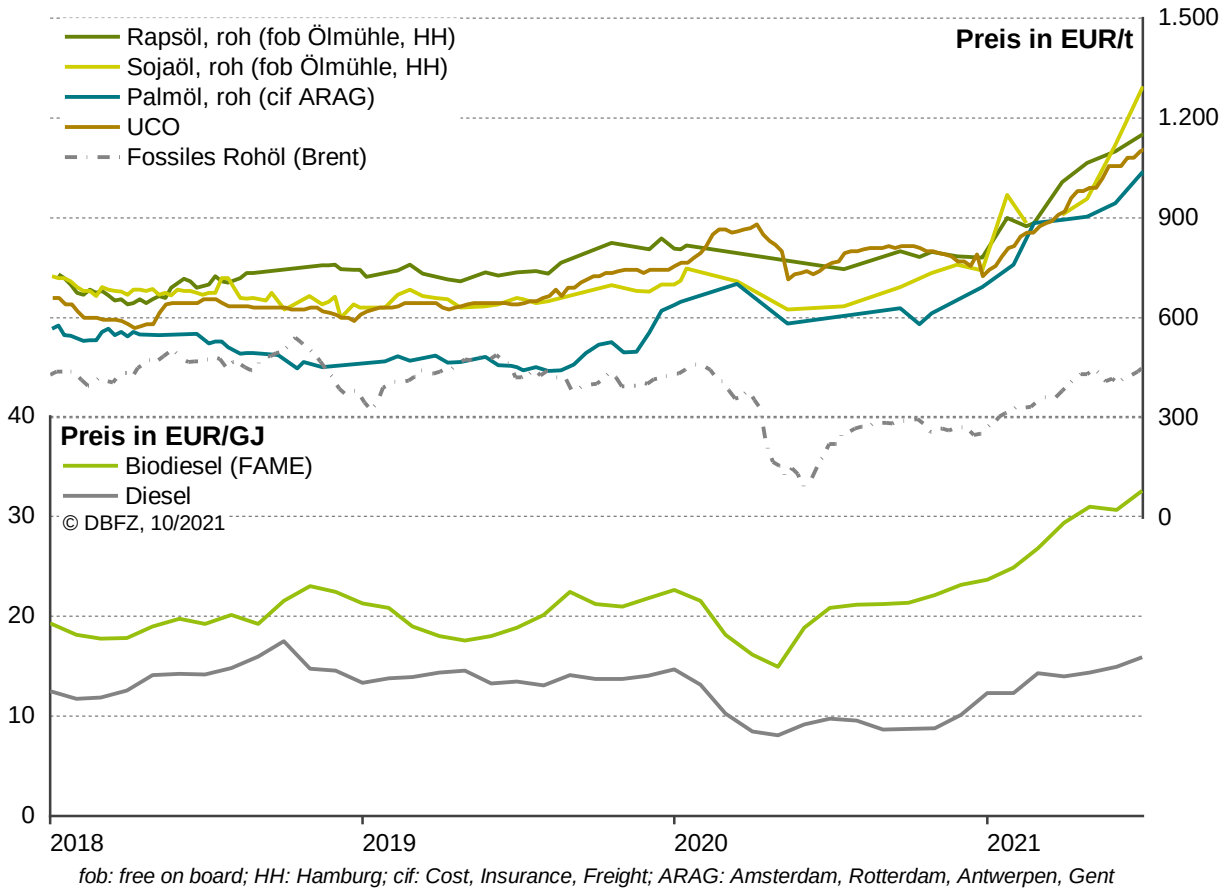


Abbildung 8-3 Preisentwicklung von verschiedenen Pflanzenölen, Altspeiseöl (UCO) und fossilem Rohöl sowie von FAME und fossilem Diesel von Januar 2018 bis Juni 2021, Hinweis: FAME und Diesel als Großhandelspreis ohne Steuern, Datenbasis: [AMI (2020); Greenea (2020); Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2021)],

Eine Nutzung des Pflanzenöls direkt als Pflanzenölkraftstoff, etwa in der Land- und Forstwirtschaft, ist dabei aus ökonomischer Sicht die beste Option. Durch die eigene Herstellung und direkte Verwertung ohne Umwandlung entstehen nur geringe Kosten.

Ebenfalls in Abbildung 8-3 sind die Großhandelspreise für Biodiesel und fossilen Dieselkraftstoff (energiebezogen in EUR/GJ) dargestellt. Der Preis für FAME bewegt sich seit Jahren relativ konstant leicht über 30 EUR/GJ (1.000 bis 1.300 EUR/t). Während die Differenz zwischen fossilem Diesel und FAME bis 2020 im Bereich von 3 und 7 EUR/GJ lag, stieg diese auf bis zu 13 EUR/GJ im Jahr 2020 an. Zuvor sind beide Preise im zweiten Quartal 2020 analog zu den Rohstoffpreisen stark gesunken, ein wesentlicher Aspekt dürfte hierbei der infolge des COVID-19-Lockdowns deutlich reduzierte Kraftstoffabsatz sein. Während sich der Preis von FAME im Laufe des Jahres stark erholen konnte und am Ende sogar den höchsten Stand seit zehn Jahren erreichte, blieb fossiler Diesel auf einem Tiefststand und zeigte zum Ende des Jahres nur einen leichten Anstieg.

8.2.3 HVO/HEFA-Diesel

Die etablierten Konversionspfade von HVO und HEFA sind im Kraftstoffmarkt bisher noch nur zu geringen Teilen vertreten. Die Marktpreise werden für diese Produkte oft nur bilateral bestimmt. Eine Handelsplattform mit öffentlich zugänglichen Preisen ist nicht vorhanden, deshalb wird auf Produktgestehungskosten aus Studiendaten zurückgegriffen (in Abbildung 8-4 geordnet nach drei Ausgangsstoffen). Während sich die Kraftstoffe aus Rest- und Abfallstoffen sowie UCO als preislich attraktive Kraftstoffoptionen darstellen, kann pflanzenbasiertes HVO/HEFA (verschiedene Rohstoffe siehe Abbildung) nicht mit den anderen kommerziell verfügbaren Biokraftstoffen konkurrieren.

In Europa werden sich insbesondere für die Rest- und Abfallstoffe gemäß Anhang IX A der RED II aufgrund der sukzessive steigenden Unterquote für diese Kraftstoffe in den nächsten Jahren gute Vertriebschancen ergeben. In Mitgliedstaaten, die eine mehrfache Anrechnung auf die Gesamtquote implementiert haben – wie etwa Deutschland – wird dieser Vorteil zusätzlich verstärkt (Abschnitt 1.5.1).

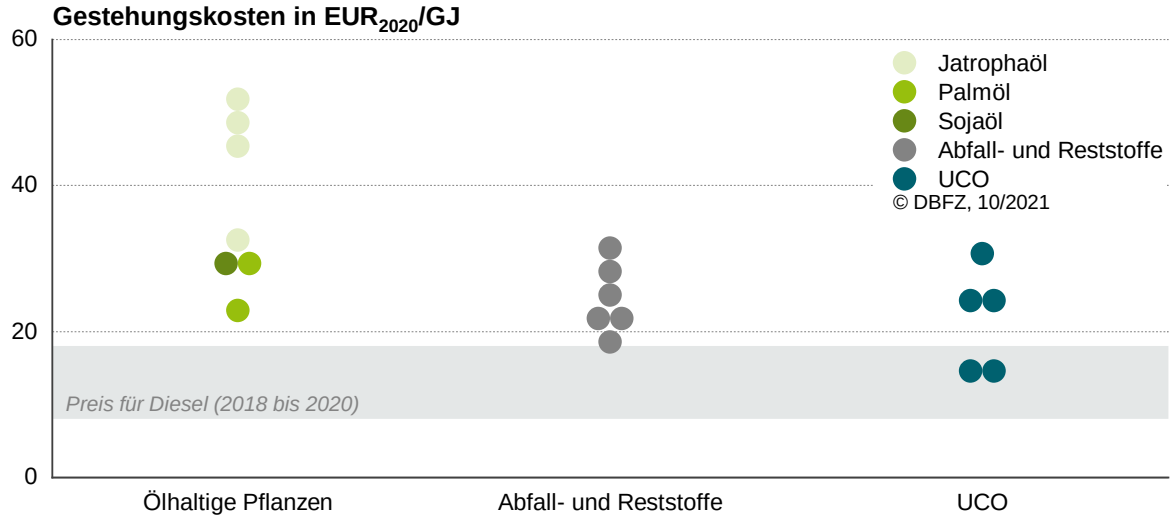


Abbildung 8-4 Gestehungskosten etablierter Konversionspfade für HEFA und HVO aufgeteilt nach Rohstoffen,Hinweis: Gestehungskosten der Studien inflationsbereinigt auf das Jahr 2020 dargestellt, eigene Berechnung auf Datenbasis: [aireg (2015); Bullerdiek (2019a); Capaz (2021); Hamelinck (2021); IEA Bioenergy (2020a); Jafri (2019); Jong (2015); Kalligeros (2018); Lorenzi (2019); Neuling (2018)]

8.2.4 Biomethan

Die Großhandelspreise von Biomethan können abhängig vom eingesetzten Rohstoff und von der Art des Handels (kurzfristig/langfristig) stark schwanken. Die Abhängigkeit vom Rohstoff ergibt sich auch aus dem Nutzungssektor und den dort gesetzten Rahmenbedingungen (Strom: Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG/RED, Kraftstoff im Verkehr: THG-Quote im BImSchG), die Biomethan aus bestimmten Biomassen spezifisch vergüten. Durchschnittliche Einkaufspreise von Biomethan unterschiedlicher Rohstoffe ohne direkte Zuordnung zum jeweiligen Markt werden in einer Umfrage der dena wie folgt angegeben:

- für 2021 im kurzfristigen Handel:
  16,0 EUR/GJ (Gülle), 14,3 EUR/GJ (Abfall) und 14,3 EUR/GJ (nachwachsende Rohstoffe - NawaRo)
- für 2021 im langfristigen Handel:
  19,0 EUR/GJ (Gülle), 15,5 EUR/GJ (Abfall) und 17,3 EUR/GJ (NawaRo)

[dena (2021b)]

Die Daten der Deutschen Energie-Agentur basieren auf Umfragewerten aus einem begrenzten Teilnehmerkreis und sind deshalb nur bedingt belastbar. Die Landwärme GmbH, die sowohl Produzent als auch Händler von Biomethan ist, gibt einen durchschnittlichen Großhandelspreis von Biomethan auf Basis von Abfall- und Reststoffen von 15,54 EUR/GJ für das Jahr 2021 (Januar bis September) an. Für fortschrittliches Biomethan liegt der Preis bei ca. 22,40 EUR/GJ (August bis September 2021).

Nach BMWi betrug der Preis von Biomethan-CNG im Zeitraum von Juni 2020 bis Juni 2021 durchschnittlich 1,097 EUR/kg bzw. 21,94 EUR/GJ (Gruppe H Gas) und liegt damit auf gleichem Niveau wie Erdgas-CNG mit 1,098 EUR/kg [BMWi (2021)]. Abzüglich der Mehrwertsteuer von 3,50 EUR/GJ und der Energiesteuer von 3,86 EUR/GJ erhält man für Biomethan einen steuerbefreiten Preis von 14,58 EUR/GJ. Durch zusätzliche Kostenpositionen wie beispielsweise die Verdichtung des Biomethans, die Finanzierung der Tankstelleninfrastruktur sowie eine Gewinnmarge ergibt sich ein Defizit zwischen den durchschnittlichen Einkaufspreisen von Biomethan und den Verkaufspreisen von Biomethan als Kraftstoff. Das Biomethan wird demnach zu niedrigeren Preisen an den Endkunden weitergegeben, als im Einkauf bezahlt wird. Dieses Defizit ist nur durch einen zusätzlichen Erlös aus der Vermarktung der niedrigen Emissionswerte von Biomethan zu begründen, dem sogenannten Quotenhandel (Abschnitt 1.5.1).

8.2.5 Strom

Mit einem weiteren Anstieg der Elektromobilität im Verkehr ist der Strompreis für Endverbraucher analog zu den Preisen für erneuerbare Kraftstoffe zu betrachten. Das Statistische Bundesamt gibt für den Endverbraucherpreis inklusive aller Steuern in den Jahren 2018 bis 2020 einen Betrag zwischen 28,78 und 30,88 Cent/kWh mit leichten Schwankungen über die Jahre an [Destatis (2021b)]. Dies entspricht umgerechnet 80 bis 86 EUR/GJ. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, im Dezember 2021 umbenannt in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz) veröffentlichte für das Jahr 2020 einen durchschnittlichen Preis von 27,4 Cent/kWh (76 EUR/GJ) [BMWi (2021)]. Ein direkter Vergleich mit anderen Kraftstoffoptionen ist dabei nicht möglich, da die Energie in Elektroautos effizienter genutzt werden kann. Aus der RED II ist dabei der Antriebsfaktor von 0,4 etabliert (siehe Abschnitt 1.5.1), welcher den besseren energetischen Nutzungsgrad abbildet. Unter Berücksichtigung dessen könnten die oben genannten Kosten von 80 EUR/GJ für einen Vergleich mit anderen erneuerbaren Energieträgern im Verkehr etwa mit 32 EUR/GJ angesetzt werden. Für einen individuellen, modellbezogenen Vergleich wäre eine Angabe in Euro pro km eine gute Vergleichsgröße.

Für die erneuerbaren Energien ergeben sich große Spannbreiten für die Bereitstellung, da dies ganz wesentlich von den äußeren Umständen beeinflusst wird. Für Photovoltaik ergibt sich eine Kostenspanne von 10 bis 32 EUR/GJ, für Wind (onshore) 11 bis 23 EUR/GJ und für Wind (offshore) 21 bis 39 EUR/GJ. [Fraunhofer ISE (2018)]

Zunehmend wird auch das öffentliche Laden, gerade innerhalb von Großstädten, wichtiger. Für diese Strompreise gibt es bisher keinen Überblick über die durchschnittlichen Kosten der öffentlichen Infrastruktur. Die Anbieter der Ladestationen nutzen nicht vergleichbare Gebührenstrukturen. Teilweise erfolgt eine Abrechnung nur über den Verbrauch, teilweise gibt es auch eine Art Abo-Modell für Vielfahrer oder Grundgebühren, in Verbindung mit einem niedrigeren spezifischen Strompreis. Die Preise schwanken dabei zwischen 32 Cent/kWh und 49 Cent/kWh, während an nicht vertraglich gebundenen Ladesäulen teilweise noch deutlich höhere Preise verlangt werden [ADAC (2020)].

8.3 Kosten erneuerbarer Energien im Demonstrationsstadium

Die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energieträger im Demonstrationsstadium ist von vielerlei Faktoren abhängig. Ein wichtiger Indikator sind die Gestehungskosten. Hinzu kommen gesetzliche Regelungen, die mögliche ökonomische Nachteile dieser Optionen mitunter ausgleichen und die Wettbewerbsfähigkeit erhöhen können, beispielsweise die Quote zur THG-Vermeidung und die Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe (Abschnitt 1.5). Auch die Flexibilität bei der Anwendung der Energieträger und die Kosten für Investitionen in neue Anlagen können eine wichtige Rolle spielen.

Abbildung 8-5 zeigt die Gestehungskosten für die einzelnen erneuerbaren Energien. Dazu wurden mehr als 60 internationale Veröffentlichungen, erschienen ab 2015, ausgewertet, welche eigenständige und umfangreiche Kalkulationen zur Ermittlung der Gestehungskosten durchgeführt haben. Die Ergebnisse wurden, jeweils unter Berücksichtigung von Inflation bzw. Währungsumrechnung, auf das Jahr 2020 normalisiert und vergleichend gegenübergestellt. Außerdem sind zur besseren Vergleichbarkeit gegenüber der Preisspanne für fossile Kraftstoffe entsprechende Referenzlinien eingefügt. Abhängig vom Stand der Technik, den standortspezifischen Anlagenkonzepten und damit verbundenen Kosten für Investitionen, Edukte und Anlagenbetrieb sowie der verwendeten Methodik bei der Kostenrechnung ergeben sich teils sehr große Bandbreiten. Besonders bei Konzepten mit niedrigem TRL führen die unterschiedlichen Annahmen zu großen Schwankungen. Der Median kann dabei als Orientierung für einen gewichteten Wert aus allen zitierten Studien dienen. Günstigste Kraftstoffkosten ergeben sich häufig bei Pfaden aus Rest- und Abfallstoffen, wobei diese dabei meist mit sehr geringen Rohstoffpreisen kalkuliert werden, jedoch die begrenzte Verfügbarkeit beachtet werden sollte. Pfade über lignocellulosehaltige Rohstoffe erreichen oft Kosten, welche den 2- bis 4-fachen Kosten der fossilen Referenz entsprechen. Pfade mit erneuerbarem Strom als Energiequelle liegen meist (deutlich) über diesem Wert. Zu aktuellen Preisen fossiler Kraftstoffe konkurrenzfähige Pfade können nur in vereinzelten Studien ermittelt werden, bei allen Optionen ist somit eine Förderung oder CO_2-Bepreisung zur Etablierung notwendig. Die Grafik stellt daher nur eine Indikation dar, wie sich einzelne Optionen hinsichtlich ihrer Gestehungskosten einordnen lassen. In der Regel sind neben den Investitionen die Ressourcenbereitstellungskosten der Biomasse bzw. des elektrischen Stroms die maßgeblichen Einflussgrößen. Eine Übersicht über die Bandbreiten der verschiedenen Kraftstoffoptionen bietet auch das Impact Assessment aus dem Entwurf der Revision zur RED II; dieses bildet weitestgehend die unter dargestellten Bandbreiten ab [COM(2021) 557 (2021)].

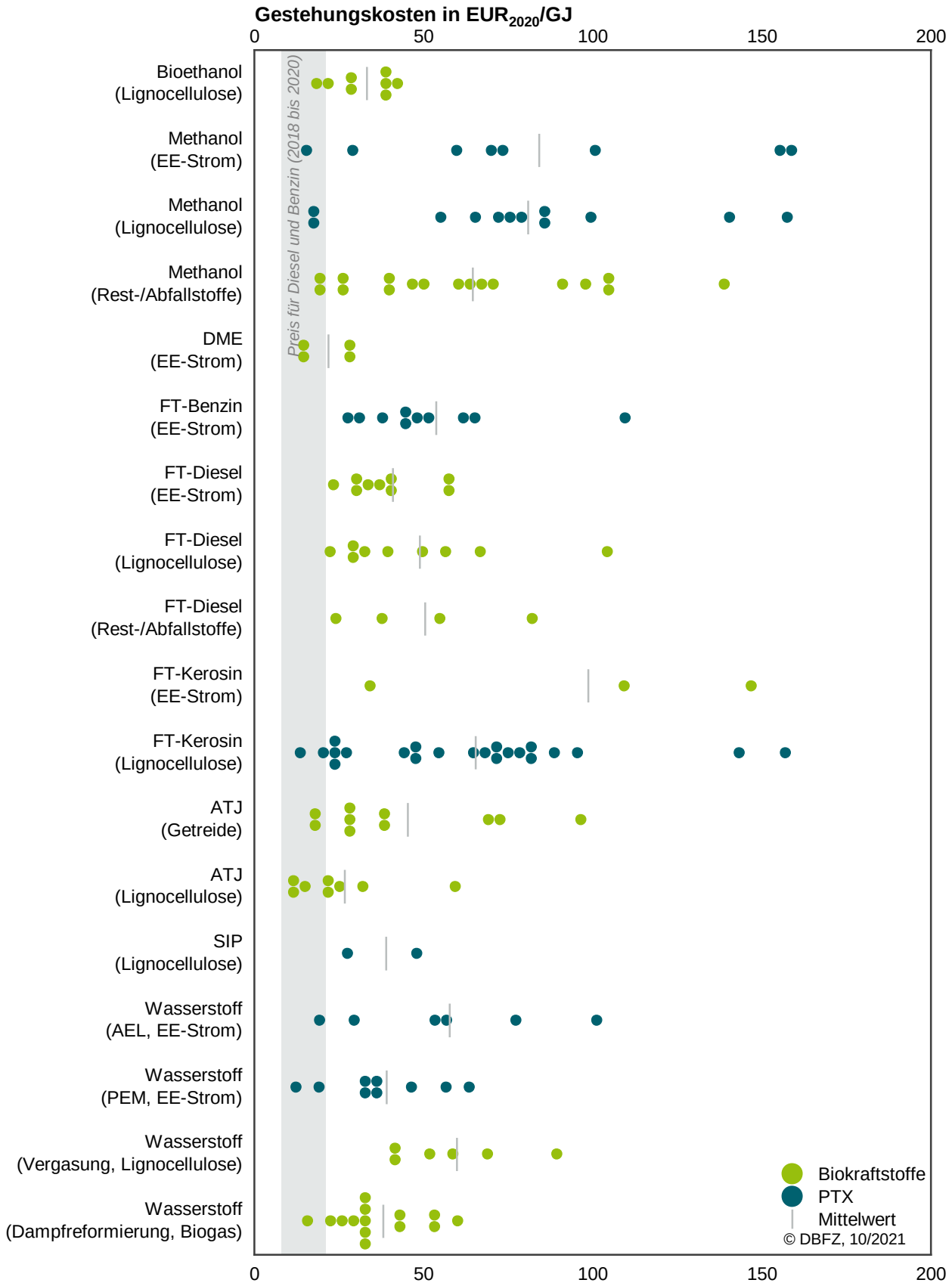


Abbildung 8-5 Gestehungskosten kommender Energieträger, Hinweis: Gestehungskosten der Studien inflationsbereinigt auf das Jahr 2020 dargestellt, eigene Berechnung auf Datenbasis: [Aierzhati (2021); aireg (2015); Albrecht (2017); Atsonios (2016); Becker (2012); Buddenberg (2016); Bullerdiek (2019a); Butera (2021); Capaz

(2021); Chen (2021); Cihlar (2020); Di Marcoberardino (2018); Fasihi (2016); Fernández-Dacosta (2019); Gröngröft (2014); Guzmán (2020); Heneka (2020); IEA Bioenergy (2020a); Jafri (2019); Jong (2015); Kalligeros (2018); Kang (2017); Kenkel (2020); Klein-Marcuschamer (2013); König (2015); König (2016); LBST (2016); Lepage (2021); Liebich (2020); Macrelli (2012); Mauerhofer (2020); Millinger (2017); Millinger (2021); Minutillo (2020); Moretti (2021); Neuling (2018); Ordóñez (2020); Peters (2020); Rajabihamedani (2018); Reeve (2020); Ricardo Energy & Environment (2016); Timmerberg (2019); Tremel (2015); UBA (2016); Uddin (2020); Valente (2019); Varone (2015); Veipa (2020); Wang (2014); Yan (2020); Yao (2017); Yates (2020); Zech (2015); Zech (2016)]

8.4 Treibhausgasvermeidungskosten

Mit dem Instrument der THG-Quote besteht für die zulässigen Erfüllungsoptionen ein gesonderter Markt in Deutschland. Innerhalb dessen sind die THG-Vermeidungskosten dieser Erfüllungsoptionen eines der entscheidenden Wettbewerbskriterien. Unter Berücksichtigung weiterer Marktbedingungen werden diejenigen erneuerbaren Kraftstoffe bevorzugt in den Verkehr gebracht, die zu den geringsten Mehrkosten die höchsten THG-Einsparungen gegenüber der fossilen Referenz aufweisen. Die erneuerbaren Energieträger, die in den vergangenen Jahren zur Erfüllung der THG-Quote beigetragen haben oder es vermutlich in nächster Zeit tun werden, sind FAME, Bioethanol, HVO/HEFA, Biomethan und Strom [Zoll (2020)]. Für diese Energieträger sind sowohl Marktpreise als auch die tatsächlichen THG-Emissionen aus der Nachhaltigkeitszertifizierung (BLE) und feste Emissionsfaktoren (UBA) bzw. tatsächliche durchschnittliche THG-Emissionen aus der Berichterstattung (UBA) verfügbar. Die THG-Vermeidungskosten werden wie folgt berechnet:

$$k_{THGV} = \frac{P_{erneuerbar} - P_{Referenz}}{e_{Referenz} - e_{erneuerbar}}$$

k_{THGV}	THG-Vermeidungskosten der erneuerbaren Erfüllungsoption [EUR/t CO_2-Äq.]
$P_{erneuerbar}$	Marktpreis der erneuerbaren Erfüllungsoption [EUR/GJ]
$P_{Referenz}$	Marktpreis der fossilen Referenz [EUR/GJ]
$e_{erneuerbar}$	THG-Emissionen der erneuerbaren Erfüllungsoption [g CO_2-Äq./MJ]
$e_{Referenz}$	THG-Emissionen der fossilen Referenz [94,1 g CO_2-Äq./MJ bis 2020]

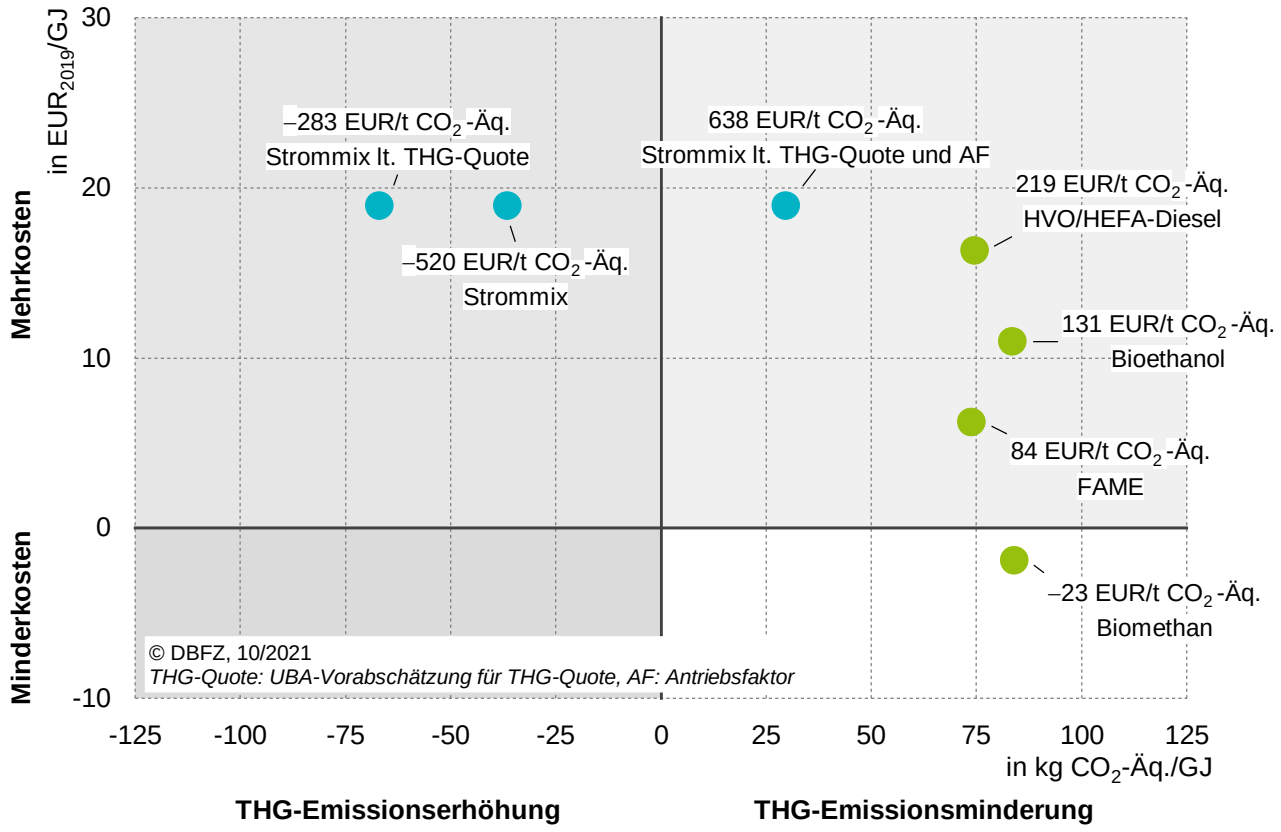


Abbildung 8-6 Ausgewählte Treibhausgasvermeidungskosten auf Basis der Mehrkosten und THG-Einsparungen gegenüber der fossilen Vergleichsoption, Basisjahr 2019, Angaben als Durchschnittswerte, Daten aus Abbildung 7-2, Abschnitt 8.2.4, Abschnitt 8.2.5, Abbildung 8-3, Abbildung 8-4 und Abbildung 8-5

Die sich ergebenden Treibhausgasvermeidungskosten sind für ausgewählte erneuerbare Energieträger in Abbildung 8-6 dargestellt. In dieser Abbildung spannen sich zwischen den Parametern THG-Einsparung und Mehrkosten (jeweils bezogen auf die fossile Referenz) vier verschiedene Quadranten auf. Möglich sind sowohl Mehrkosten (positive Werte) als auch Minderkosten (negative Werte) gegenüber der jeweiligen fossilen Referenz. Analog dazu können die erneuerbaren Optionen sowohl geringere THG-Emissionen (positive THG-Einsparwerte) als auch höhere THG-Emissionen (negative THG-Einsparwerte) gegenüber der jeweiligen fossilen Referenz aufweisen. Für den Einsatz von Strom gibt es für das Jahr 2019 drei verschiedene THG-Vermeidungskosten. Unter Berücksichtigung des Antriebsfaktors für Elektromotoren von 0,4 (Abschnitt 8.2.5) liegen sie bei 638 EUR/t CO_2-Äq. Sie sind im Vergleich mit den anderen erneuerbaren Energieträgern deutlich höher. Es müssen somit höhere Mehrkosten aufgewendet werden, um THG-Einsparungen zu erreichen. Bleibt dieser Antriebsfaktor unberücksichtigt, ergibt sich keine THG-Einsparung, sondern es entstehen Mehremissionen gegenüber der fossilen Referenz und es resultieren negative THG-Vermeidungskosten von -283 EUR/t CO_2-Äq. bzw. -520 EUR/t CO_2-Äq. Da die Vorabschätzung der THG-Emissionen des Strommixes für das Jahr 2019 höher lag als die tatsächlich emittierten THG-Emissionen, ergeben sich eine höhere Mehremission zur fossilen Referenz und ein geringerer negativer Wert für die THG-Vermeidungskosten aus der Vorabschätzung. Biomethan weist von den nicht strombasierten Kraftstoffoptionen die geringsten und aufgrund des niedrigeren Biomethanpreises gegenüber dem Erdgaspreis sogar negative THG-Vermeidungskosten von −23 EUR/t CO_2-Äq. auf. Hier weisen die negativen Kosten auf eine sehr günstige Einsparoption hin, da eine hohe THG-Einsparung sogar zu Minderkosten gegenüber der fossilen Referenz erzielt werden kann. Im Ranking der THG-Vermeidungskosten folgen FAME mit 84 EUR/t CO_2-Äq., Bioethanol mit 131 EUR/t CO_2-Äq. und

HVO/HEFA mit 219 EUR/t CO_2-Äq. Aus der Abbildung wird auch deutlich, dass Bioethanol zwar eine höhere THG-Einsparung gegenüber FAME aufweist, allerdings auch höhere Mehrkosten und damit insgesamt höhere THG-Vermeidungskosten im Vergleich zum FAME. HVO/HEFA-Kraftstoffe sind im Gesamtvergleich unter den Biokraftstoffen mit den geringsten THG-Einsparungen und den höchsten Mehrkosten verbunden. Das hier dargestellte Ranking der erneuerbaren Energieträger nach THG-Vermeidungskosten wird allerdings von vielen regulatorischen Maßnahmen im Markt überdeckt; so spielen weitere Faktoren (z. B. Beimischungsgrenzen, doppelte Anrechnung, existierende Kraftstoffmärkte und Infrastrukturen in Deutschland und Europa etc.) eine Rolle.

9 Technologiesteckbriefe und Übersicht

JÖRG SCHRÖDER, KARIN NAUMANN, STEPHANIE HAUSCHILD, EDGAR REMMELE UND KLAUS THUNEKE

9.1 Technologiesteckbriefe

Weiterführende Informationen:

In den nachfolgenden Technologiesteckbriefen werden die in den vorhergehenden Abschnitten gesammelten Informationen gebündelt und zusammenfassend dargestellt. Die Steckbriefe gliedern sich dabei, mit Orientierung auf die Nutzung, an der Art des Energieträgers. Im ersten Teil des jeweiligen Steckbriefs wird der Kontext der Bereitstellung dieser Energieträger betrachtet und jeweils geeignete Technologien sowie deren mögliche Ressourcen und Umsetzungspotenziale, bestehende und geplante Produktionsmengen, THG-Emissionen und Gestehungskosten bzw. Preise aufgezeigt. Im zweiten Teil der Steckbriefe werden anwendungsseitige Aspekte dieser Energieträger im Verkehrssektor beschrieben. Die Systematik und der Aufbau der Steckbriefe sind in Tabelle 9-1 beschrieben.

Tabelle 9-1 Technologiesteckbrief-Legende

ENERGIETRÄGER	(biomassebasiert)	(strombasiert)
Produktionstechnologie	Kurzbeschreibung der wesentlichen Verfahrensschritte zur Produktion der Energieträger; Abschnitt 3 (Optionen im Forschungsstadium, TRL 1 bis 4, werden in den Steckbriefen nicht dargestellt)	
Kommerzialisierung (TRL 9–11)	Aufzählung der Prozessschritte	Aufzählung der Prozessschritte
Demonstration (TRL 5–8)	Aufzählung der Prozessschritte	Aufzählung der Prozessschritte
Produkte	Auflistung der Produkte und potenzieller Folgeprodukte	
Ressourcen	Nennung geeigneter Ressourcen für den Energieträger; Abschnitt 4	
Kommerzialisierung (TRL 9–11)	Aufzählung möglicher Ressourcen	Aufzählung möglicher Ressourcen
Demonstration (TRL 5–8)	Aufzählung möglicher Ressourcen	Aufzählung möglicher Ressourcen
Potenzial	Auflistung des Potenzials aller Ressourcen, Abschnitt 4.4	
Biogene Hauptprodukte	3stufige qualitative Bewertung des für den Verkehrssektor nutzbaren Ressourcenpotenzials (Umsetzungspotenzial auf Basis von Tabelle 4-5)	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle		
PTX-Ressourcen		
Produktionsmenge	Auflistung der Produktionsmengen entsprechend Abschnitt 5.2	
Deutschland	t/a oder m³/a oder TWh sowie PJ/a	t/a oder m³/a oder TWh sowie PJ/a
Europa (inkl. DE)	t/a oder m³/a oder TWh sowie PJ/a	t/a oder m³/a oder TWh sowie PJ/a
Welt (inkl. Europa)	t/a oder m³/a oder TWh sowie PJ/a	t/a oder m³/a oder TWh sowie PJ/a
Anlagenkapazität	Auflistung der Anlagenkapazitäten entsprechend Abschnitt 5.3, inkl. Bestand, Bau und Planung	
Deutschland	t/a oder m³/a sowie PJ/a	t/a oder m³/a sowie PJ/a
Europa (inkl. DE)	t/a oder m³/a sowie PJ/a	t/a oder m³/a sowie PJ/a
Global (inkl. Europa)	t/a oder m³/a sowie PJ/a	t/a oder m³/a sowie PJ/a
THG-Emissionen	Auflistung der THG-Emissionen für den Energieträger, aufgeteilt nach ausgewählten Ressourcen (umfasst nicht die gesamte Ressourcenbandbreite); Quellenangaben: BLE für zertifizierte Jahresmittelwerte in der THG-Quote, RED oder RED II für Standardwerte, ISCC für Richt-/Standardwerte speziell für Kerosin sowie sonstige Quelle für theoretische Werte aus wissenschaftlichen Publikationen nach RED-Methodik; Abschnitt 7	
Biogene Hauptprodukte	von … bis …(Ressourcen) [Quelle]	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle	von … bis …(Ressourcen) [Quelle]	
PTX-Ressourcen	von … bis …(Ressourcen) [Quelle]	

ENERGIETRÄGER	(biomassebasiert)	(strombasiert)
Gestehungskosten	Auflistung der Gestehungskosten für den Energieträger, aufgeteilt nach ausgewählten Ressourcen (umfasst nicht die gesamte Ressourcenbandbreite, mögliche Bandbreiten richten sich auch nach verfügbarer Datenlage); theoretische Werte aus wissenschaftlichen Publikationen; Abschnitt 8	
Biogene Hauptprodukte	von … bis … (Ressourcen)	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle	von … bis … (Ressourcen)	
PTX-Ressourcen	von … bis … (Ressourcen)	
Handelspreise	von … bis … (für Ethanol, FAME, Pflanzenöl und Methan)	
Anwendung	Anwendung bezieht sich auf die als Produkte definierten Kraftstoffe	
Verkehrssektor	Einteilung nach Abbildung 6-2, auch für Folgeprodukte	
Kraftstoffnorm	Einteilung nach Abschnitt 6.1, auch für Folgeprodukte Hinweis: In **Fettdruck** dargestellte Kraftstoffnormen sind in 10. BImSchV genannt.	
Gefahrstoffkennzeichnung	GHS-Symbole bzw. Warnhinweise (Abschnitt 6.3)	
Tankstelleninfrastruktur	Kompatibilität des Energieträgers mit der bestehenden Infrastruktur (Tabelle 6-12), auch für Folgeprodukte	
Fahrzeugbestand	Kompatibilität des Energieträgers mit dem Fahrzeugbestand (Tabelle 6-15), auch für Folgeprodukte	
Fahrzeugseitige Emissionen	Fahrzeugseitige Emissionen des Energieträgers im Verhältnis zu heute standardmäßig verwendeten Kraftstoffen (Abschnitt 7.7), auch für Folgeprodukte	
Energiedichte	Energiedichte nach Tabelle 6-14, auch für Folgeprodukte	
Reichweitenäquivalent	Reichweitenäquivalent nach Tabelle 6-14, auch für Folgeprodukte	

Technologiesteckbrief 1: Bioethanol

BIOETHANOL		
Produktionstechnologie		
Kommerzialisierung (TRL 11)	Zucker- oder stärkebasiert: Zerkleinerung – (Maischen) – Fermentation (C6-Hefen) – Destillation – Nebenproduktverwertung	
Demonstration (TRL 8)		Lignocellulosebasiert: Zerkleinerung – Aufschluss – Hydrolyse – Fermentation (C5/C6-Hefen) – Destillation – Nebenproduktverwertung
Produkte	Ethanol, (CO_2), Folgeprodukte: ATJ, ETBE	
Ressourcen		
Kommerzialisierung (TRL 11)	Biogene Hauptprodukte: Zucker- und stärkehaltige Pflanzen(teile) Geeignete biogene Nebenprodukte (z. B. Melasse), Reststoffe und Abfälle	
Demonstration (TRL 8)		Geeignete biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle (z. B. Stroh)
Potenzial		
Biogene Hauptprodukte	Haupt- und Zwischenfrüchte: niedrig bis begrenzt	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle	Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle: begrenzt	Landwirtschaftliche Nebenprodukte: niedrig bis begrenzt
Produktionsmenge in 2020		
Deutschland	0,6 Mio. m³/a bzw. 13 PJ	
Europäische Union (inkl. DE)	5 Mio. m³/a bzw. 108 PJ	
Global (inkl. Europa)	99 Mio. m³/a bzw. 2.077 PJ	
Anlagenkapazität in 2021		
Deutschland	1 Mio. m³/a bzw. 23 PJ/a	0,001 Mio. m³/a bzw. 0,03 PJ/a
Europa (inkl. DE)	11 Mio. m³/a bzw. 227 PJ/a (inkl. 25 PJ/a in Bau/Planung)	1 Mio. m³/a bzw. 27 PJ/a (inkl. 23 PJ/a in Bau/Planung)
Welt (inkl. Europa)	189 Mio. m³/a bzw. 3.965 PJ/a (inkl. 769 PJ/a in Bau/Planung) ATJ-SPK: 0,06 Mio. t/a bzw. 3 PJ/a (inkl. aller geeigneten Alkohole als Ressource)	6 Mio. m³/a bzw. 115 PJ/a (inkl. 72 PJ/a in Bau/Planung)
THG-Emissionen		
Biogene Hauptprodukte	7 bis 20 kg CO_2-Äq./GJ (zucker- und stärkehaltige Pflanzenteile) [BLE (2021d)] ATJ-SPK: 24 bis 56 kg CO_2-Äq./GJ (Zuckerrohr, Mais) [ISCC System GmbH (2020b)]	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle	5 kg CO_2-Äq./GJ (Reststoffe und Abfälle) [BLE (2021d)]	16 kg CO_2-Äq./GJ (Weizenstroh) [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)]

BIOETHANOL		
Gestehungskosten		
Biogene Hauptprodukte	13 bis 23 EUR_{2020}/GJ (Zuckerrohr, Zuckerrübe)	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle		18 bis 43 EUR_{2020}/GJ (Lignocellulose)
Handelspreise (2020)	Bioethanol (EU): 24 bis 38 EUR/GJ Bioethanol (US): 10 bis 20 EUR/GJ	
Anwendung		
Verkehrssektor	Moped, Pkw, LNF, kleine landgebundene Non-Road-Fahrzeuge ATJ-SPK: Luftfahrt	
Kraftstoffnorm	Ethanol: **DIN EN 15293** (E85), **DIN EN 228** (E5 und E10) ATJ-SPK: ASTM D7566 (max. 50 % v/v)	
Gefahrstoffkennzeichnung	Ethanol: ATJ-SPK:	
Tankstelleninfrastruktur	E85: Technische Anpassung bei etablierter Tankinfrastruktur notwendig, globale und lokale Verteilinfrastruktur vorhanden und kompatibel ATJ-SPK: kompatibel, jedoch selten Freigabe durch Flughafenbetreiber	
Fahrzeugbestand	E85: Anpassungen bei kraftstoffführenden Materialien und Motorapplikation im Bestand notwendig ATJ-SPK: Freigabe bis 50 % v/v Beimischung	
Fahrzeugseitige Emissionen	E85: vergleichbar mit Benzin nach EN 228 ATJ-SPK: vergleichbar mit Kerosin nach ASTM D1655	
Energiedichte	E85: 23 MJ/l und 29 MJ/kg; ATJ-SPK: 33 MJ/l und 44 MJ/kg	
Reichweitenäquivalent	E85: 1,7 ATJ-SPK: 1,0	

Technologiesteckbrief 2: Biodiesel (FAME)

FAME		
Produktionstechnologie		
Kommerzialisierung (TRL 11)	Pflanzenölbasiert: Ölgewinnung (Extraktion/Pressen) – Ölraffination – Umesterung – Produkttrennung – Glycerinaufbereitung	Reststoffbasiert: Filtrierung – (Ölraffination) – Ver- und Umesterung – Produkttrennung – Glycerinaufbereitung
Produkte	FAME, Folgeprodukte: ggf. CP-HVO/HEFA über Mitraffination in Erdölraffinerien	
Ressourcen		
Kommerzialisierung (TRL 11)	Pflanzliche Öle und Fette aus Ölsaaten/-früchten	Vor allem Altspeiseöle und -fette, tierische Fette
Potenzial		
Biogene Hauptprodukte	Haupt- und Zwischenfrüchte: niedrig bis begrenzt	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle		Industrielle Nebenprodukte und Abfälle: niedrig Sonstige Abfall- und Reststoffe: niedrig
Produktionsmenge in 2020		
Deutschland	3 Mio. t/a bzw. 126 PJ	
Europa (inkl. DE)	11 Mio. t/a bzw. 409 PJ	
Welt (inkl. Europa)	38 Mio. t/a bzw. 1.404 PJ	
Anlagenkapazität in 2021		
Deutschland	4 Mio. t/a bzw. 144 PJ/a	
Europa (inkl. DE)	21 Mio. t/a bzw. 759 PJ/a (inkl. 44 PJ/a in Bau/Planung)	
Global (inkl. Europa)	74 Mio. t/a bzw. 2.727 PJ/a (inkl. 485 PJ/a in Bau/Planung)	
THG-Emissionen		
Biogene Hauptprodukte	20 bis 28 kg CO_2-Äq./GJ (Sojaöl, Rapssaat, Palmöl) [BLE (2021d)]	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle		7 kg CO_2-Äq./GJ (Altspeiseöl/-fett) [BLE (2021d)]

FAME		
Gestehungskosten		
Biogene Hauptprodukte	8 bis 23 EUR_{2020}/GJ (Raps, Soja, Palmöl)	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle		18 bis 30 EUR_{2020}/GJ (Altspeiseöl/-fett)
Handelspreis (2020)	15 bis 23 EUR/GJ	
Anwendung		
Verkehrssektor	Pkw, LNF, Lkw, SZM, Bus, landgebundene Non-Road-Fahrzeuge, Schiene, Binnenschiff	
Kraftstoffnorm	**DIN EN 14124** (B100), **DIN EN 590** (B7), DIN EN 16734 (B10), DIN EN 16709 (B20 und B30)	
Gefahrstoffkennzeichnung	Keine	
Tankstelleninfrastruktur	B100: technische Anpassungen bei etablierter Tankinfrastruktur notwendig, globale und lokale Verteilinfrastruktur vorhanden und kompatibel	
Fahrzeugbestand	B100: Anpassungen bei kraftstoffführenden Materialien und Motorapplikation im Bestand notwendig	
Fahrzeugseitige Emissionen	B100: vergleichbar mit Diesel nach EN 590	
Energiedichte	B100: 37 MJ/kg und 33 MJ/l	
Reichweitenäquivalent	B100: 1,1	

Technologiesteckbrief 3: HVO/HEFA-Kraftstoffe

HVO/HEFA		
Produktionstechnologie		
Kommerzialisierung (TRL 9–11)	Pflanzenölbasiert: Ölgewinnung (Extraktion/Pressen) – Hydrotreatment – (Hydroisomerisierung/ -cracken) – Produkttrennung	Reststoffbasiert: Filtration/Entwässerung/Entsalzung – Hydrotreatment – (Hydroisomerisierung/ -cracken) – Produkttrennung
Demonstration (TRL 7–8)		Biocrudes: Filtration/Entwässerung/Entsalzung – (mehrstufiges) Hydrotreatment – (Hydroisomerisierung/ -cracken) – Produkttrennung
Produkte	Naphtha, SPK, Diesel und weitere gasförmige, flüssige und feste paraffinische Kohlenwasserstoffe	
Ressourcen		
Kommerzialisierung (TRL 9–11)	Pflanzliche Öle und Fette aus Ölsaaten/-früchten	Altspeiseöle und -fette, tierische Fette, PFAD/POME, Tallöl
Demonstration (TRL 7–8)		Biocrudes (bereitgestellt z. B. via Pyrolyse oder HTL)
Potenzial		
Biogene Hauptprodukte	Haupt- und Zwischenfrüchte: niedrig bis begrenzt	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle		Industrielle Nebenprodukte und Abfälle: niedrig bis begrenzt, Sonstige Abfall- und Reststoffe: niedrig
Produktionsmenge in 2020		
Deutschland	keine	
Europa (inkl. DE)	HVO: 3 Mio. t/a bzw. 149 PJ/a HEFA-SPK: unbekannt	
Welt (inkl. Europa)	HVO: 6 Mio. t/a bzw. 274 PJ/a HEFA-SPK: unbekannt	
Anlagenkapazität in 2021		
Deutschland	keine	
Europa (inkl. DE)	HVO: 7 Mio. t/a bzw. 289 PJ/a (inkl. 80 PJ/a in Bau/Planung) HEFA-SPK: unbekannt	
Global (inkl. Europa)	HVO: 23 Mio. t/a bzw. 1.009 PJ/a (inkl. 81 PJ/a in Bau/Planung) HEFA-SPK: 0,9 Mio. t/a bzw. 38 PJ/a (inkl. 33 PJ/a in Bau/Planung)	
THG-Emissionen		
Biogene Hauptprodukte	HVO: 19 kg CO_2-Äq./GJ (Palmöl) [BLE (2020)] HEFA-SPK: 37 bis 47 kg CO_2-Äq./GJ (Rapssaat und Palmöl) [ISCC System GmbH (2020b)]	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle		HEFA-SPK: 14 bis 21 kg CO_2-Äq./GJ (Altspeiseöl/-fett und PFAD) [ISCC System GmbH (2020b)]

HVO/HEFA		
Gestehungskosten		
Biogene Hauptprodukte	23 bis 56 EUR_{2020}/GJ (Palmöl, Soja und Jatropha)	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle		15 bis 32 EUR_{2020}/GJ (Altspeiseöl/-fett)
Anwendung		
Verkehrssektor	Pkw, LNF, Lkw, SZM, Bus, landgebundene Non-Road-Fahrzeuge, Schiene, Schiff, Luftfahrt	
Kraftstoffnorm	HVO: DIN EN 15940 (HVO100), **DIN EN 590** (ca. 26 % v/v) HEFA-SPK: ASTM D7566 (max. 50 % v/v)	
Gefahrstoffkennzeichnung	HVO: HEFA-SPK:	
Tankstelleninfrastruktur	HVO und HEFA-SPK: Kompatibel mit etablierter Tank- und Verteilinfrastruktur	
Fahrzeugbestand	HVO: ggf. softwareseitige Anpassungen im Bestand notwendig und ggf. Unverträglichkeiten aufgrund fehlender Aromaten im Kraftstoff vorhanden HEFA-SPK: ggf. Unverträglichkeiten aufgrund fehlender Aromaten im Kraftstoff vorhanden	
Fahrzeugseitige Emissionen	HVO: vergleichbar mit Diesel nach EN 590 HEFA-SPK: vergleichbar mit Kerosin nach ASTM D1655	
Energiedichte	HVO: 44 MJ/kg und 34 MJ/l	HEFA-SPK: 44 MJ/kg und 33 MJ/l
Reichweitenäquivalent	HVO: 1,0	HEFA-SPK: 1,0

Technologiesteckbrief 4: Pflanzenöl

PFLANZENÖL	
Produktionstechnologie	
Kommerzialisierung (TRL 9–11)	Pflanzenölbasiert: Ölgewinnung (Extraktion/Pressen) – Ölraffination
Produkte	Pflanzenöl, Folgeprodukte: FAME, HVO/HEFA, ggf. CP-HVO/HEFA über Mitraffination in Erdölraffinerien
Ressourcen	
Kommerzialisierung (TRL 9–11)	Pflanzliche Öle und Fette aus Ölsaaten/-früchten
Potenzial	
Biogene Hauptprodukte	Haupt- und Zwischenfrüchte: niedrig bis begrenzt
Anlagenkapazität und Produktionsmenge	
Deutschland Europa (inkl. DE) Welt (inkl. Europa)	Produktionskapazitäten und -mengen sind weltweit insgesamt sehr groß und steigend (Abbildung 4-11). Die derzeitige Nutzung von Pflanzenöl als Kraftstoff ist kaum relevant.
THG-Emissionen	
Biogene Hauptprodukte	31 bis 33 kg CO_2-Äq./GJ (Rapssaat, Palmöl) [BLE (2021d)]
Gestehungskosten	
Biogene Hauptprodukte	21 bis 25 EUR/GJ (Rapsöl)
Handelspreise (2020)	20 bis 24 EUR/GJ (Rapsöl) 17 bis 26 EUR/GJ (Sojaöl) 16 bis 21 EUR/GJ (Palmöl) 19 bis 24 EUR/GJ (UCO)
Anwendung	
Verkehrssektor	NRMM
Kraftstoffnorm	**DIN 51605** (Rapsöl), **DIN 51623** (Pflanzenöl)
Gefahrstoffkennzeichnung	Keine
Tankstelleninfrastruktur	Kompatibel mit etablierter Tank- und Verteilinfrastruktur, Aufbau lokaler Verteilinfrastruktur notwendig
Fahrzeugbestand	Kleiner Bestand vorhanden Anpassungen bei kraftstoffführenden Materialien und Motorapplikation notwendig
Fahrzeugseitige Emissionen	Vergleichbar mit Diesel nach EN 590
Energiedichte	38 MJ/kg und 35 MJ/l
Reichweitenäquivalent	1,0

Technologiesteckbrief 5: Strom

STROM	
Produktionstechnologie	
Kommerzialisierung (TRL 11)	Solarenergie (Photovoltaik), Windenergie (onshore) Windenergie (offshore) Wasserkraft Geothermie Bioenergie
Demonstration (TRL 5–8)	Solarenergie (Sonnenkraftwerke), Gezeitenkraftwerke
Produkte	Strom, Folgeprodukt: Wasserstoff
Potenzial	
	Begrenzt bis hoch
Produktionsmenge in 2019	
Deutschland	Strom aus erneuerbaren Energien insgesamt 248 TWh (894 PJ), im Verkehr genutzte Strommenge 6,2 TWh (22,3 PJ)
Europa (inkl. DE)	Strom aus erneuerbaren Energien insgesamt 1.485 TWh (5.344 PJ), im EU-Verkehr genutzte Strommenge 67 TWh (241 PJ)
Welt (inkl. Europa)	Strom aus erneuerbaren Energien insgesamt 7.159 TWh (25.772 PJ), im Verkehr genutzte Strommenge 399 TWh (1.436 PJ)
THG-Emissionen	
Strom	131 kg CO_2-Äq./GJ (Strommix 2019) [Icha (2021)] 8 kg CO_2-Äq./GJ (Photovoltaik) [Hengstler (2021)] 2 kg CO_2-Äq./GJ (Wind, onshore) [Hengstler (2021)] 2 kg CO_2-Äq./GJ (Wind, offshore) [Hengstler (2021)]
Gestehungskosten	
Strom	10 bis 32 EUR_{2020}/GJ (Photovoltaik) 11 bis 23 EUR_{2020}/GJ (Wind, onshore) 21 bis 39 EUR_{2020}/GJ (Wind, offshore)
Anwendung	
Verkehrssektor	Moped, Pkw, LNF, Lkw, SZM, Bus, landgebundene Non-Road-Fahrzeuge, Binnenschiff
Kraftstoffnorm	Nicht notwendig
Warnsymbol	(Hochvolt-Kennzeichnung von elektrischen Fahrzeugen)
Tankstelleninfrastruktur	Ladeinfrastruktur (Normal- und Schnellladepunkte) im Aufbau, Kompatibilität mit etablierter Infrastruktur nicht vorhanden
Fahrzeugbestand	Bestand im Aufbau Kompatibilität mit etablierten Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor nicht vorhanden
Fahrzeugseitige Emissionen	Keine
Energiedichte	< 1 MJ/kg und 1 MJ/l
Reichweitenäquivalent	13,4

Technologiesteckbrief 6: Wasserstoff

WASSERSTOFF			
Produktionstechnologie			
Kommerzialisierung (TRL 9–11)			AEL und PEMEL: Stromgewinnung – Wasseraufbereitung – Elektrolyse
Demonstration (TRL 5–8)	Dampfreformierung: Mechanische Vorbehandlung – (zweistufige) Reformierung zu Synthesegas mit Dampf – WGS – Gasreinigung (PSA)	Thermochemische Vergasung: mechanische und thermische Vorbehandlung – thermochemische Vergasung – WGS – Gasreinigung (PSA)	AEL und PEMEL: Stromgewinnung – Meerwasser-aufbereitung – Wasseraufbereitung – Elektrolyse
Produkte	Wasserstoff, (CO_2), Folgeprodukte: Methan, Methanol, FT-Produkte, DME, Ammoniak		
Ressourcen			
Kommerzialisierung (TRL 9–11)			Wasser, (erneuerbarer) Strom
Demonstration (TRL 5–8)	Biogas oder Biomethan	Stamm-, Kultur- oder Abfallholz, Schwarzlauge	Wasser, (erneuerbarer) Strom
Potenzial			
Biogene Hauptprodukte	Siehe Biomethan in Technologiesteckbrief 7	Forstwirtschaftliche Hauptprodukte: niedrig	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle		Forstwirtschaftliche Nebenprodukte: niedrig, Industrielle Nebenprodukte und Abfälle: niedrig bis begrenzt	
PTX-Ressourcen			Begrenzt bis hoch
Anlagenkapazität in 2020			
Deutschland			46 MW Elektrolyseleistung (inkl. 7 MW in Bau/Planung)
Europa (inkl. DE)			207 MW Elektrolyseleistung (inkl. 129 MW in Bau/Planung)
THG-Emissionen			
Biogene Hauptprodukte	47 kg CO_2-Äq./GJ (Biogas) [Hajjaji (2016)]		
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle		13 kg CO_2-Äq./GJ (Lignocellulose) [Hajjaji (2016)]	
PTX-Ressourcen			PEMEL: 9 kg CO_2-Äq./GJ EE-Strom [37. BImSchV (2017)]

WASSERSTOFF			
Gestehungskosten			
Biogene Hauptprodukte	18 bis 63 EUR_{2020}/GJ	42 bis 93 EUR_{2020}/GJ	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle			
PTX-Ressourcen			AEL: 19 bis 104 EUR_{2020}/GJ PEMEL: 12 bis 66 EUR_{2020}/GJ
Anwendung			
Verkehrssektor	Lkw, SZM, Bus, Schiene, Schiff, Luft		
Kraftstoffnorm	**DIN EN 17124**		
Gefahrstoffkennzeichnung			
Tankstelleninfrastruktur	Tank- und Verteilinfrastruktur für 350 bar und 700 bar im Aufbau, Kompatibilität mit etablierter Infrastruktur nicht vorhanden		
Fahrzeugbestand	Bestand für 350 bar und 700 bar im Aufbau Anpassungen gegenüber Benzinmotoren notwendig (Modifikation Einspritzsystem, Drucktank) und ggf. Materialunverträglichkeit bei zu hohen Temperaturen im Verbrennungsraum		
Fahrzeugseitige Emissionen	Keine		
Energiedichte	120 MJ/kg, 3 MJ/l bei 350 bar, 5 MJ/l bei 700 bar und 9 MJ/l bei LH2		
Reichweitenäquivalent	7,9 bei 350 bar, 4,7 bei 700 bar und 2,6 bei LH2		

Technologiesteckbrief 7: Methan

METHAN			
Produktionstechnologie			
Kommerzialisierung (TRL 9–11)	Anaerobe Fermentation: (Zerkleinerung) – Fermentation – Gasaufbereitung – Gaskonditionierung – (Gärrestaufbereitung)		
Demonstration (TRL 6)		Katalytische Methanisierung: thermochemische Vergasung – WGS – Gaskonditionierung – Methanisierung – Produkttrennung	Katalytische Methanisierung: Elektrolyse – CO_2-Bereitstellung – RWGS – Gaskonditionierung – Methanisierung – Produkttrennung
Produkte	Methan, (CO_2), Folgeprodukte: Wasserstoff, Methanol, FT-Produkte		
Ressourcen			
Kommerzialisierung (TRL 9–11)	Landwirtschaftliche Haupt- und Nebenprodukte sowie Reststoffe (u. a. Mais, Gülle, Stroh) Biogene Abfälle: Bioabfall und Grüngut, Klärschlamm		
Demonstration (TRL 6)		Stamm-, Kultur- oder Abfallholz, Schwarzlauge, Klärschlamm, Pyrolyseöl, forstwirtschaftliche Nebenprodukte	Wasser, (erneuerbarer) Strom, punktuelle und diffuse CO_2-Quelle
Potenzial			
Biogene Hauptprodukte	Landwirtschaftliche Haupt- und Zwischenfrüchte: niedrig bis begrenzt	Stamm- und Kulturholz: niedrig bis begrenzt	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle	Biogene Nebenprodukte und Abfälle: niedrig bis begrenzt	Industrielle Nebenprodukte und Abfälle: niedrig bis begrenzt, Sonstige Abfall- und Reststoffe: niedrig	
PTX-Ressourcen			Erneuerbarer Strom: begrenzt bis hoch, CO_2-Punktquellen: niedrig bis begrenzt, Diffuses CO_2: begrenzt bis hoch

METHAN			
Anlagenkapazität in 2019			
Deutschland	1.014 Mio. m³/a bzw. 36 PJ/a		
Europa (inkl. DE)	1.892 Mio. m³/a bzw. 68 PJ/a		
Welt (inkl. Europa)	2.380 Mio. m³/a bzw. 100 PJ/a		
THG-Emissionen			
Biogene Hauptprodukte	CNG: 14 kg CO_2-Äq./GJ (Silomais) [BLE (2021d)]	CNG: 22 kg CO_2-Äq./GJ LNG: 26 kg CO_2-Äq./GJ (Lignocellulose) [Alamia (2017)]	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle	CNG: 7 kg CO_2-Äq./GJ (Rest- und Abfallstoffe) [BLE (2021d)] LNG: 13,7 kg CO_2-Äq./GJ (Rest- und Abfallstoffe) [BLE (2021d)]		
PTX-Ressourcen			CNG: 3 kg CO_2-Äq./GJ (erneuerbarer Strom) [37. BImSchV (2017)]
Gestehungskosten			
Biogene Hauptprodukte	17 EUR_{2020}/GJ (nachwachsende Rohstoffe)		
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle	16 bis 19 EUR_{2020}/GJ (Abfall und Gülle)		
PTX-Ressourcen			32 bis 62 EUR_{2020}/GJ (Strom)
Handelspreise (2020/2021)	15 EUR_{2020}/GJ		
Anwendung			
Verkehrssektor	Lkw (> 12 t), SZM, Bus, landgebundene Non-Road-Fahrzeuge, Schiff		
Kraftstoffnorm	**DIN EN 16723-2** (CNG und LNG)		
Gefahrstoffkennzeichnung			
Tankstelleninfrastruktur	CNG: kompatibel mit etablierter globaler und lokaler Verteilinfrastruktur, Ausbau Tank- und Verteilinfrastruktur notwendig LNG: Tank- und Verteilinfrastruktur im Aufbau, Kompatibilität mit etablierter CNG-Infrastruktur nicht vorhanden		
Fahrzeugbestand	Kleiner CNG-Bestand vorhanden, LNG-Bestand im Aufbau Keine Anpassungen gegenüber CNG/LNG-Motoren notwendig; Anpassungen gegenüber Benzinmotoren notwendig (Modifikation Einspritzsystem, Drucktank) und ggf. Materialunverträglichkeit bei zu hohen Verbrennungstemperaturen		
Fahrzeugseitige Emissionen	Keine Partikelemissionen		
Energiedichte	CNG: 50 MJ/kg und 8 MJ/l	LNG: 50 MJ/kg und 23 MJ/l	
Reichweitenäquivalent	CNG: 5,0	LNG: 1,5	

Technologiesteckbrief 8: Methanol

METHANOL		
Produktionstechnologie		
Demonstration (TRL 6–8)	Mechanische und thermische Vorbehandlung – thermochemische Vergasung – WGS – Gaskonditionierung – Methanolsynthese – Produkttrennung	Elektrolyse – CO_2-Bereitstellung (punktuell, diffus) – RWGS – Gaskonditionierung – Methanolsynthese – Produkttrennung
Produkte	Methanol, Folgeprodukte: DME, MTG, MTJ, OME_n, DMC, MeFo, MTBE	
Ressourcen		
Demonstration (TRL 6–8)	Stamm-, Kultur oder Abfallholz, Schwarzlauge, Klärschlamm, forstwirtschaftliche Nebenprodukte	Wasser, (erneuerbarer) Strom, punktuelle und diffuse CO_2-Quelle
Potenzial		
Biogene Hauptprodukte	Stamm- und Kulturholz: niedrig bis begrenzt	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle	Industrielle Nebenprodukte und Abfälle: niedrig bis begrenzt, Sonstige Abfall- und Reststoffe: niedrig:	
PTX-Ressourcen		Erneuerbarer Strom: begrenzt bis hoch, CO_2-Punktquellen: niedrig bis begrenzt, Diffuses CO_2: begrenzt bis hoch
Anlagenkapazität in 2020		
Welt	2 Mio. t/a bzw. 33 PJ/a (inkl. 32 PJ/a in Bau/Planung)	0,7 Mio. t/a bzw. 11 PJ/a in Bau/Planung
	zusätzlich 0,3 Mio. t/a bzw. 4 PJ/a als SynBioPTL	
THG-Emissionen		
Biogene Hauptprodukte	16 kg CO_2-Äq./GJ (Kulturholz) [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)]	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle	14 kg CO_2-Äq./GJ (Abfallholz) [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)] 10 kg CO_2-Äq./GJ (Schwarzlauge) [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)] 34 kg CO_2-Äq./GJ (Rest- und Abfallstoffe) [BLE (2021d)]	
PTX-Ressourcen		17 kg CO_2-Äq./GJ (erneuerbarer Strom und CO_2 aus Biogas) [Bongartz (2018)]

METHANOL		
Gestehungskosten		
Biogene Ressourcen	18 bis 97 EUR_{2020}/GJ (Lignocellulose, Hinweis: keine Unterscheidung zwischen Haupt- und Nebenprodukten möglich) 12 bis 62 EUR_{2020}/GJ (Rest- und Abfallstoffe)	
PTX-Ressourcen		14 bis 160 EUR_{2020}/GJ
Anwendung		
Verkehrssektor	Schiff MTX: Pkw, LNF, landgebundene Non-Road-Fahrzeuge, Luftfahrt	
Kraftstoffnorm	Methanol: **DIN EN 228** (M3) MTG: **DIN EN 228** (ca. 80 % v/v) MTJ: keine Norm vorhanden	
Gefahrstoffkennzeichnung	Methanol:	
Tankstelleninfrastruktur	M85/M100: technische Anpassung bei etablierter Tankinfrastruktur notwendig, globale Verteilinfrastruktur vorhanden und kompatibel, Aufbau lokaler Verteilinfrastruktur notwendig	
Fahrzeugbestand	M85: Anpassungen bei kraftstoffführenden Materialien und Motorapplikation im Bestand notwendig	
Fahrzeugseitige Emissionen	M85/M100: Keine Partikelemissionen MTJ: vergleichbar mit Kerosin nach ASTM D1655	
Energiedichte	M85: 23 MJ/kg und 18 MJ/l	
Reichweitenäquivalent	M85: 2,2 MTG: 1,2 MTJ: 1,0	

Technologiesteckbrief 9: Fischer-Tropsch-Kraftstoffe

FISCHER-TROPSCH		
Produktionstechnologie		
Demonstration (TRL 6–7)	Mechanische und thermische Vorbehandlung – thermochemische Vergasung – WGS – Gaskonditionierung – FT-Synthese – Fraktionierung und Hydrotreatment	Elektrolyse – CO_2-Bereitstellung (punktuell, diffus) – RWGS – Gaskonditionierung – FT-Synthese – Fraktionierung und Hydrotreatment
Produkte	Naphtha, Kerosin, Diesel und weitere gasförmige, flüssige und feste paraffinische Kohlenwasserstoffe	
Ressourcen		
Demonstration (TRL 6–7)	Stamm-, Kultur- oder Abfallholz, Schwarzlauge, Klärschlamm, forstwirtschaftliche Nebenprodukte	Wasser, (erneuerbarer) Strom, punktuelle oder diffuse CO_2-Quelle
Potenzial		
Biogene Hauptprodukte	Stamm- und Kulturholz: niedrig bis begrenzt	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle	Industrielle Nebenprodukte und Abfälle: niedrig bis begrenzt, Sonstige Abfall- und Reststoffe: niedrig	
PTX-Ressourcen		Erneuerbarer Strom: begrenzt bis hoch, CO_2-Punktquellen: niedrig bis begrenzt, Diffuses CO_2: begrenzt bis hoch
Anlagenkapazität in 2021		
Welt	2 Mio. t/a bzw. 90 PJ/a in Bau/Planung	8 Mio. t/a bzw. 347 PJ/a in Bau/Planung
THG-Emissionen		
Biogene Hauptprodukte	FT-Diesel: 17 kg CO_2-Äq./GJ (Kulturholz) [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)] FT-SPK: 10 bis 12 kg CO_2-Äq./GJ (Kulturholz, Miscanthus) [ISCC System GmbH (2020b)]	
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle	FT-Diesel: 10 bis 14 kg CO_2-Äq./GJ (Schwarzlauge, Abfallholz) [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)] FT-SPK: 8 kg CO_2-Äq./GJ [ISCC System GmbH (2020b)]	
PTX-Ressourcen		Keine vergleichbaren Angaben auf Basis der RED-II-Methodik bekannt

FISCHER-TROPSCH		
Gestehungskosten		
Biogene Ressourcen	FT-Diesel: 15 bis 141 EUR_{2020}/GJ FT-Kerosin: 23 bis 61 EUR_{2020}/GJ	
PTX-Ressourcen		FT-Naphtha: 15 bis 160 EUR_{2020}/GJ FT-Kerosin: 28 bis 113 EUR_{2020}/GJ FT-Diesel: 18 bis 88 EUR_{2020}/GJ
Anwendung		
Verkehrssektor	Pkw, LNF, Lkw, SZM, Bus, landgebundene Non-Road-Fahrzeuge, Schiene, Schiff, Luftfahrt	
Kraftstoffnorm	FT-Diesel: DIN EN 15940, **DIN EN 590** (ca. 26 % v/v) FT-Naphtha: **DIN EN 228** (ca. 80 % v/v) FT-SPK: ASTM D7566 (max. 50 % v/v)	
Gefahrstoffkennzeichnung	FT-Diesel: FT-Naphtha: FT-SPK:	
Tankstelleninfrastruktur	FT-Diesel und FT-SPK: kompatibel mit etablierter Tank- und Verteilinfrastruktur	
Fahrzeugbestand	FT-Diesel: ggf. softwareseitige Anpassungen im Bestand notwendig und ggf. Unverträglichkeiten aufgrund fehlender Aromaten im Kraftstoff vorhanden FT-SPK: ggf. Unverträglichkeiten aufgrund fehlender Aromaten im Kraftstoff vorhanden	
Fahrzeugseitige Emissionen	FT-Diesel: vergleichbar mit Diesel nach EN 590 FT-SPK: vergleichbar mit Kerosin nach ASTM D1655	
Energiedichte	FT-Diesel: 44 MJ/kg und 34 MJ/l FT-SPK: 44 MJ/kg und 33 MJ/l	
Reichweitenäquivalent	FT-Diesel: 1,0 FT-Naphtha: 1,2 FT-SPK: 1,0	

9.2 Übersicht erneuerbare Energieträger für die Jahre 2030 und 2045

Nach aktuellem Stand können eine Reihe verschiedener Energieträger als „erneuerbar“ im Sinne der Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II deklariert werden. In Abhängigkeit von den verwendeten Ressourcen entscheidet sich zum einen, welche Technologie für die Umwandlung hin zum Energieträger verwendet werden muss, und zum anderen, welche Erfüllungsoption (Anrechenbarkeit auf THG-Vermeidungsquote) zugrunde liegt. Tabelle 9-2 veranschaulicht den ressourcenorientierten aber technologieoffenen Ansatz der RED II.

Tabelle 9-2 Einteilung der Energieträger nach Produktionstechnologien, Ressourcen und RED-II-Konformität

Erfüllungsoption	Ressourcen (Abbildung 4-1)	Technologien (Abschnitt 3)	Energieträger
Fortschrittliche Biokraftstoffe und Biogas nach Anhang IX A	Algen, Tallöl, öl- und fetthaltige Biomasse aus Reststoffen der Lebensmittelindustrie	Ver- und Umesterung	FAME
		Hydrotreatment	HVO/HEFA (Naphtha, Kerosin, Diesel); HC-HEFA
		Hydrothermale Verflüssigung	HTL (Naphtha, Diesel); CHJ
	Zucker- und stärkehaltige Reststoffe der Lebensmittelindustrie	Alkoholische Fermentation	Ethanol und dessen Folgeprodukte ATJ-SPK, ETBE; SIP
		Anaerobe Fermentation	Methan und dessen Folgeprodukt H_2
	Lignocellulosehaltige Biomasse	Anaerobe Fermentation	Methan und dessen Folgeprodukt H_2
		Alkoholische Fermentation	Ethanol und dessen Folgeprodukte ATJ-SPK, ETBE; SIP
		Thermochemische Vergasung	Wasserstoff, Synthesegas als Zwischenprodukt
		Methanisierung über thermochemische Vergasung	Methan
		Methanolsynthese über thermochemische Vergasung	Methanol und dessen Folgeprodukte DME, MTBE, MTG, MTJ, OME
		Fischer-Tropsch-Synthese über thermochemische Vergasung	FT (Naphtha, Kerosin, Diesel)
		Dimethylether-Synthese über thermochemische Vergasung	DME
	Speise- und Siedlungsabfälle, Klärschlamm, Gülle, Rohglycerin	Anaerobe Fermentation	Methan und dessen Folgeprodukt H_2
		Hydrothermale Verflüssigung	CHJ

Erfüllungsoption	Ressourcen (Abbildung 4-1)	Technologien (Abschnitt 3)	Energieträger
Biokraftstoffe und Biogas nach Anhang IX B	Altspeiseöle/-fette, tierische Fette (Kategorie 1 und 2)	Altspeiseölaufbereitung	UCO
		Ver- und Umesterung	FAME
		Hydrotreatment	HVO/HEFA (Naphtha, Kerosin, Diesel); HC-HEFA
		Hydrothermale Verflüssigung	HTL (Naphtha, Diesel); CHJ
Konventionelle Biokraftstoffe	Öl- und fetthaltige Primär-Biomasse	Mechanische und chemische Extraktion	Pflanzenöl
		Ver- und Umesterung	FAME
		Hydrotreatment	HVO/HEFA (Naphtha, Kerosin, Diesel); HC-HEFA
	Zucker- und stärkehaltige Primär-Biomasse	Alkoholische Fermentation	Ethanol und dessen Folgeprodukte ATJ-SPK, ETBE; SIP
		Anaerobe Fermentation	Methan und dessen Folgeprodukt H_2
Erneuerbarer Strom	Wind, Sonne, Biomasse, Geothermie und Wasserkraft	Divers	Strom
Grüner Wasserstoff	Erneuerbarer Strom und Wasser	Elektrolyse	Wasserstoff
Strombasierte Kraftstoffe	Grüner Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid	Methanisierung nach RWGS	Methan
		Methanolsynthese über RWGS	Methanol und dessen Folgeprodukte DME, MTBE, MTG, MTJ, OME
		Fischer-Tropsch-Synthese über RWGS	FT (Naphtha, Kerosin, Diesel)

In Abbildung 9-1 sind die in den Steckbriefen gesammelten Kraftstoffinformationen anhand verschiedener Bewertungskriterien (Tabelle 9-3) grafisch dargestellt und im Sinne einer möglichen Einteilung nach Anwendungsbereichen für Deutschland in den Jahren 2030 (Abbildung 9-2) und 2045 (Abbildung 9-3) interpretiert. Grundsätzlich ist mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 die Elektrifizierung in allen sich bietenden Verkehrsbereichen aufgrund der hohen energetischen Einsparpotenziale zu präferieren. Für Bereiche, in denen hingegen auch perspektivisch keine vollständige Elektrifizierung möglich ist, liegt es nahe, dass neben einer zumindest teilweisen Elektrifizierung der Antriebe gezielt erneuerbare Reinkraftstoffe zum Einsatz kommen müssen. Weit über 40 Mio. Fahrzeuge werden im Jahr 2030 noch mit Verbrennungsmotoren und Mischkraftstoffen aus fossilen und erneuerbaren Anteilen, ähnlich den heutigen konventionellen Kraftstoffen E10 und B7, betrieben. Im Jahr 2045 wird der dann voraussichtlich bereits deutlich kleinere Anteil an Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor mit erneuerbaren Energieträgern versorgt. Die Art des Energieträgers hängt stark vom jeweiligen Verkehrsbereich und der Leistungsanforderung des Antriebs ab.

Bei den **KRAFTRÄDERN** wird mit Blick auf das Jahr 2045 die Bedeutung von Elektrokrafträdern als Fortbewegungsmittel vor allem auf Kurzstrecken zunehmen. Auch **PKW** und **LNF** (bis 3,5 t) können

nahezu vollständig batterieelektrisch angetrieben werden. Andere Antriebsoptionen (Verbrennungsmotor oder Elektroantrieb mit Brennstoffzelle) sollten in diesen drei Segmenten aufgrund der deutlich schlechteren Antriebseffizienz nicht mehr konkurrenzfähig sein. Aus aktueller Sicht wird der im Jahr 2030 vorhandene Bestand an Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor im Wesentlichen mit den heute gängigen Mischkraftstoffen aus fossilen und erneuerbaren Kraftstoffanteilen (Ethanol: bis 10 % v/v, FAME: bis 7 % v/v, HVO (hydroprozessierte Pflanzenöle, engl.: Hydrotreated Vegetable Oils - HVO): bis 25 % v/v) sowie als neue Option mit Methanol-to-Gasoline (MTG, ebenfalls als Mischkraftstoff) betrieben werden. Bei entsprechenden regulatorischen Anpassungen (vor allem in der 10. BImSchV) können auch neue Optionen mit höheren erneuerbaren Anteilen oder als Reinkraftstoff in den Markt gelangen (z. B. HVO). Gleichzeitig wird bis zum Jahr 2030 ein kleinerer Fahrzeugbestand an Wasserstoff-Fahrzeugen mit Brennstoffzellen entstehen. Es Ziel der Bundesregierung diese Brennstoffzellenfahrzeuge bis dahin möglichst mit erneuerbarem Wasserstoff zu betreiben.

Auch im **STRAßENGÜTERVERKEHR** werden voraussichtlich große Teile bis zum Jahr 2045 elektrifiziert sein. Insbesondere Nutzfahrzeuge bis ca. 18 t Gesamtmasse sollten bei weiter steigender Energiedichte von Batterien und einem Ausbau von Ladepunkten für den batterieelektrischen Antrieb geeignet sein. Gleiches gilt für schwere Last- und Sattelzüge im regionalen Verkehr. Beim überregionalen Schwerlastverkehr ist mit einem deutlich breiteren Antriebs- und Energieträgerspektrum zu rechnen. Aktuell werden elektrische Antriebe mit Brennstoffzelle (Wasserstoff) oder Oberleitung, aber auch Verbrennungsmotoren mit erneuerbarem verflüssigtem Methan (LNG), Wasserstoff sowie Dieselsubstituten wie Fischer-Tropsch- und HVO-Diesel diskutiert. Welche dieser Technologien sich durchsetzen oder ob alle Optionen koexistieren werden, ist schwer abzuschätzen. Gerade auch vor dem Hintergrund, dass es sich in diesem Segment um einen sehr starken transnationalen Verkehr handelt, müssen dafür europäische Lösungen gefunden werden. Bis zum Jahr 2030 werden für die straßengebundenen Nutzfahrzeuge mit Verbrennungsmotoren wohl die gleichen Dieselsubstitute wie beim Pkw sowie Biomethan (LNG) und erste Elektrofahrzeuge (Batterie und Brennstoffzelle) zur Verfügung stehen. Die Antriebsoptionen bei **BUSSEN** werden sich für die Jahre 2030 und 2045 ähnlich wie im Straßengüterverkehr sehr heterogen darstellen. Während bis zum Jahr 2045 der Stadt- und Regionalverkehr zu großen Teilen elektrifiziert (Batterie oder Brennstoffzelle) werden kann, sind im überregionalen Verkehr, mit Orientierung am schweren Straßengüterverkehr, tendenziell erneuerbare Flüssigkraftstoffe (inkl. LNG) zu erwarten. Im Jahr 2030 werden insbesondere bei Bussen des ÖPNV zusätzlich Fahrzeuge mit Biomethan (CNG) im Einsatz sein. Die Flüssigkraftstoffe im Jahr 2030 werden maßgeblich den heute verfügbaren Optionen ähneln.

Bei den nicht straßengebundenen mobilen Maschinen und Geräten (NRMM), darunter **LAND-, FORST-** sowie **BAUMASCHINEN** ist die Wahl des Antriebs und des verwendeten Energieträgers ähnlich wie beim Straßengüterverkehr und bei Bussen stark von den Leistungsanforderungen abhängig. Während NRMM mit geringer Leistung bereits bis zum Jahr 2030 einen hohen Elektrifizierungsgrad aufweisen können, werden leistungsstärkere Maschinen erst bis zum Jahr 2045 zu einem Großteil elektrifiziert sein. Vor allem Spezialmaschinen werden auch noch im Jahr 2045 mit flüssigen Energieträgern betrieben werden müssen, da beispielsweise saisonal sehr hohe Leistungen (z. B. bei Erntemaschinen) abgerufen werden oder ein schnelles Aufladen von Batterien oder Wasserstofftanks aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (z. B. im Forst oder auf Baustellen) nicht möglich ist. Für alle Maschinen, die zukünftig nicht elektrifiziert werden können, bieten sich die gleichen Energieträgeroptionen wie im Straßengüterverkehr an. Zusätzlich ist für Land- und Forstmaschinen regional erzeugter Pflanzenölkraftstoff eine attraktive Option.

Bei den **SCHIENENFAHRZEUGEN** ist bereits heute eine Mehrzahl elektrifiziert. Die Stromversorgung erfolgt auf einem Großteil des Schienennetzes über Oberleitungen. Weitere Bahnstrecken sollen bis zum Jahr

2045 mit Oberleitungen ausgebaut werden, sodass nur noch Fahrzeuge auf wenigen Nebenstrecken sowie etwa Rangierloks o. ä. mit unabhängigen Antrieben benötigt werden. Hier können entweder batterie- oder brennstoffzellenbetriebene Schienenfahrzeuge und im Restbestand die verfügbaren erneuerbaren flüssigen Dieselsubstitute wie HVO- oder FT-Diesel Anwendung finden. In beiden Fällen ist die Umstellung auf erneuerbare Antriebe schnell möglich, da zum einen der Fahrzeugbestand gering ist und zum anderen der Schienenverkehr nahezu unabhängig von anderen Verkehrsbereichen agiert.

SCHIFF- UND LUFTFAHRT werden aufgrund ihrer hohen Leistungsanforderungen und ihres internationalen Aktionsrahmens als die am schwersten zu elektrifizierenden Verkehrssysteme genannt. Am ehesten können z. B. kleinere Binnenschiffe oder leichte Flugzeuge für kurze Strecken elektrifiziert werden. Der Großteil an Schiffen und Flugzeugen wird aus heutiger Sicht weiterhin flüssige Kraftstoffe benötigen, die bis zum Jahr 2030 vorwiegend Mischkraftstoffe mit erneuerbaren Anteilen sein werden und erst auf lange Sicht (ggf. deutlich nach 2045) vollständig erneuerbar sind. Infrage kommen hier erneuerbare Flugkraftstoffe wie ATJ-SPK, Wasserstoff, HEFA- oder FT-SPK sowie Schiffsbrennstoffe wie Methanol, Wasserstoff, LNG, HVO- und FT-Diesel.

Mit Blick auf das Jahr 2045 ist es vorstellbar, dass heute etablierte und auch im Jahr 2030 noch dringend benötigte erneuerbare Optionen wie FAME oder Bioethanol an Bedeutung verlieren. Die heute für FAME verwendeten Ressourcen Pflanzenöle, Abfall- und Reststoffe können beispielsweise auch in HVO/HEFA-Anlagen genutzt werden, welche ein breiteres Spektrum an erneuerbaren Kraftstoffoptionen (v. a. Diesel und Kerosin) erzeugen können, die auch für die schwer zu elektrifizierenden Verkehrsbereiche geeignet sind. Ethanolkraftstoff wiederum wird heute überwiegend als Mischkraftstoff in Pkw-Ottomotoren verwendet. Diese Motoren werden voraussichtlich als erste durch Elektroantriebe verdrängt, sodass im straßengebundenen Verkehr kein Bedarf an Bioethanol bestehen wird. Die frei werdenden Kapazitäten könnten anschließend für die Produktion des Kerosins ATJ oder andere Anwendungen verwendet werden.

In allen Verkehrsbereichen werden noch weitere erneuerbare Energieträger als zukünftige Optionen diskutiert, beispielsweise Ammoniak in der Schifffahrt oder Dimethylether (DME), Oxymethylenether (OME) und Wasserstoff als Dieselsubstitute. Diese Energieträger sind aktuell noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium und werden daher hier nicht mitbetrachtet.

Tabelle 9-3 Bewertungskriterien für Abbildung 9-1, Referenz Gestehungskosten entspricht dem durchschnittlichem Dieselpreis in 2020,

Kriterium	0	1	2	3	4
Technologiereife nach IEA	1 – 4		5 – 8		9 – 11
Potenzial	niedrig		begrenzt		hoch
THG-Emissionen (g CO_2-Äq.)	> 50	30 – 50	20 – 30	10 – 20	< 10
Gestehungskosten (EUR_{2020}/GJ)	> 50	30 – 50	20 – 30	10 – 20	< 10
Normierung und Regulierung für Blend- und Reinkraftstoff	keine	Norm als Blend- oder Reinkraftstoff	Norm als Blend- oder Reinkraftstoff sowie in 10. BImSchV	Norm als Blend- und Reinkraftstoff	Norm als Blend- und Reinkraftstoff sowie Reinkraftstoff in 10. BImSchV
Gefahrstoffeinordnung für Reinkraftstoff (Anzahl GHS-Symbole)	> 3	3	2	1	0
Tankinfrastruktur für Reinkraftstoff	Kein Bestand	Neue Infrastruktur im Aufbau	Größere Anpassungen bei etablierter Infrastruktur notwendig	Kleinere Anpassungen bei etablierter Infrastruktur notwendig	Keine Anpassungen bei etablierter Infrastruktur notwendig
Fahrzeugflotte für Reinkraftstoff	Kein Bestand	Neue Fahrzeugflotte im Aufbau	Größere Anpassungen bei etablierter Fahrzeugflotte notwendig	Kleinere Anpassungen bei etablierter Fahrzeugflotte notwendig	Keine Anpassungen bei etablierter Fahrzeugflotte notwendig
Luftschadstoffe (Abgas) für Reinkraftstoff im Verhältnis zu Benzin, Kerosin oder Diesel	Alle Schadstoffe schlechter	Einzelne Schadstoffe schlechter	Keine wesentlichen Unterschiede	Einzelne Schadstoffe entfallen	Keine Emissionen
Reichweitenäquivalent für Reinkraftstoff	> 10	5 – 10	1,5 – 5	1,2 – 1,5	1,0 – 1,2

	Ressourcen	Technologiereife	Potenzial an verfügbarer Energie	THG-Emissionen	Gestehungskosten		Normierung und Regulierung	Gefahrstoffeinordnung	Tankinfrastruktur	Fahrzeugflotte	Luftschadstoffe (Abgas)	Reichweitenäquivalent
Ethanol	Biogene Hauptprodukte	4	0 bis 2	0 bis 4	2 bis 3	Ethanol	4	2	3	3	2	2
	Biogene Nebenprodukte	2 bis 4	0 bis 2	3 bis 4	1 bis 3	ATJ-SPK	2	1	4	4	2	4
FAME	Biogene Hauptprodukte	4	0 bis 2	2	2 bis 4	FAME	4	4	3	2	2	4
	Biogene Nebenprodukte	4	0	4	2 bis 3							
HEFA/HVO	Biogene Hauptprodukte	4	0 bis 2	0 bis 3	0 bis 2	HEFA-SPK	2	1	4	4	2	4
	Biogene Nebenprodukte	2 bis 4	0 bis 2	2 bis 3	1 bis 3	HVO-Diesel	4	3	4	4	2	4
Pflanzenöl	Biogene Hauptprodukte	4	0 bis 2	1	2	Pflanzenöl	2	4	3	2	2	4
Strom	Strommix 2019	4	2 bis 4	0		Strom	4	4	1	1	4	0
	Photovoltaik	4	2 bis 4	4	1 bis 3							
	Wind (onshore)	4	2 bis 4	4	2 bis 3							
	Wind (offshore)	4	2 bis 4	4	1 bis 2							
Wasserstoff	Biogene Hauptprodukte	2	0 bis 2	1	0 bis 3	H_2 (350 bar)	4	2	1	1	4	1
	Biogene Nebenprodukte	2	0 bis 2	3		H_2 (700 bar)	4	2	1	1	4	2
	Strom	2 bis 4	2 bis 4	4	0 bis 3	LH2	4	2	0	0	4	2
Methan	Biogene Hauptprodukte	4	0 bis 2	2 bis 3	3	CNG	4	2	3	1	3	2
	Biogene Nebenprodukte	2 bis 4	0 bis 2	3 bis 4	3							
	Strom	2	0 bis 4	4	0 bis 1	LNG	4	2	1	1	3	3
Methanol	Biogene Hauptprodukte	2	0 bis 2	3	0 bis 3	Methanol	2	1	1	3	3	2
	Biogene Nebenprodukte	2	0 bis 2	1 bis 3		MTG	2	1				4
	Strom	2	0 bis 4	3	0 bis 3	MTJ	0				2	4
FT-Kraftstoff	Biogene Hauptprodukte	2	0 bis 2	3	0 bis 3	FT-Naphtha	2	1		2		4
	Biogene Nebenprodukte	2	0 bis 2	3 bis 4		FT-SPK	2	1	4	2	2	4
	Strom	2	0 bis 4		0 bis 3	FT-Diesel	4	3	4	2	2	4

Abbildung 9-1 Bewertung verfügbarer oder perspektivisch verfügbarer Energieträger in Abhängigkeit ihrer Eigenschaften, Hinweis: Kriterien nach Tabelle 9-3 zum Stand 2020; Biogene Nebenprodukte inkl. biogene Rest- und Abfallstoffe

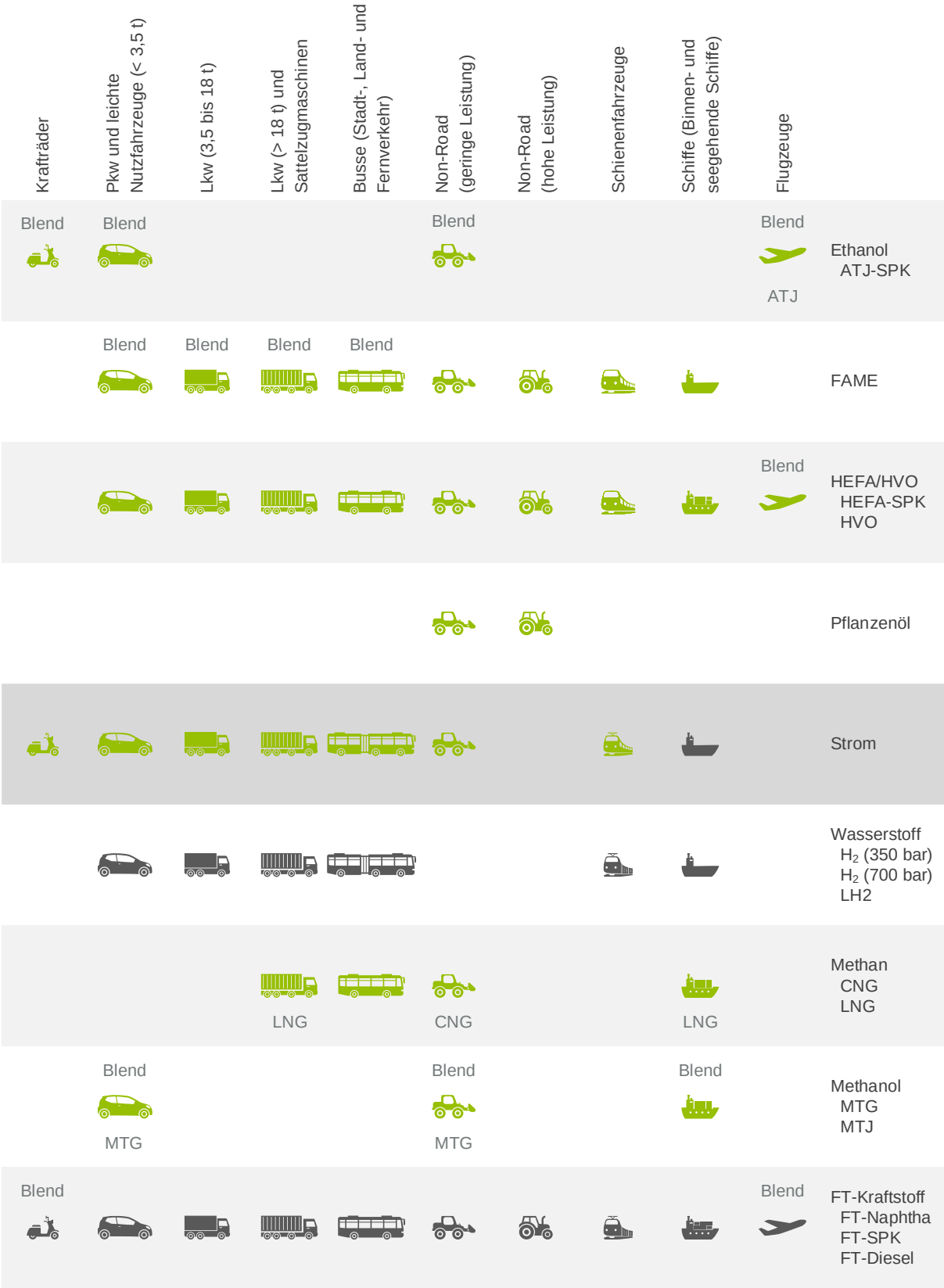


Abbildung 9-2 Fahrzeug-Energieträger-Matrix für Deutschland im Jahr 2030, Hinweis: grün – sehr wahrscheinliche Option, dunkelgrau – eventuelle Option, hellgrau – Option für Restbestand konventioneller Antriebe; Blend bezeichnet Mischkraftstoffe aus erneuerbaren und fossilen Energieträgern

Abbildung 9-3 Fahrzeug-Energieträger-Matrix für Deutschland in 2045, Hinweis: (grün – sehr wahrscheinliche Option, dunkelgrau – eventuelle Option, grau – Option für Restbestand konventioneller Antriebe)

Glossar

Begriff	Erläuterung
(Fortschrittliche) Biokraftstoffe	Biokraftstoffe sind Kraftstoffe, die direkt oder indirekt aus Biomasse gewonnen werden. Beispiele sind Bioethanol, FAME und Biomethan. Als fortschrittliche Biokraftstoffe gelten Kraftstoffe, die auf Basis von Ressourcen nach Anhang IX Teil A der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II (2018/2001) hergestellt werden.
Anhang IX Teil A und Anhang IX Teil B	Diese entsprechen den Anhängen IX Teil A (Fortschrittliche Biokraftstoffe und Biogas) und Teil B (Biokraftstoffe und Biogas) der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II (2018/2001). Anstelle von „Anhang“ wird häufig auch das Wort „Annex“ verwendet.
Bundesgesetz (Deutschland)	Die Befugnis zum Erlass von Bundesgesetzen hat ausschließlich der Deutsche Bundestag. Durch den Bundesrat wirken die Länder an der Bundesgesetzgebung mit. Im Anschluss an den Beschluss des Bundestages, die Zustimmung des Bundesrates, die Gegenzeichnung durch die Bundesregierung und die Ausfertigung durch den Bundespräsidenten erfolgt die Verkündung im Bundesgesetzblatt. [Deutscher Bundestag (2022a)]
CO_2-Äquivalent	Maßeinheit zur Vereinheitlichung der Klimawirkung der unterschiedlichen Treibhausgase. CO_2-Äquivalente zeigen, welche Menge eines Gases in einem bestimmten Betrachtungszeitraum, z. B. 20, 100 oder 500 Jahre, die gleiche Treibhausgaswirkung entfalten würde wie Kohlenstoffdioxid (CO_2). [NPM (2021)]
Demonstrationsphase	Energieträger in der Demonstrationsphase sind in diesem Report all jene, welche analog zu Abbildung 3-2 dem Technology Readiness Level 5 bis 8 zugeordnet werden können. Es handelt sich dabei um Energieträger, die noch nicht kommerziell erhältlich sind, aber in industriellen Demonstrationsanlagen oder in ersten Pilotanlagen erzeugt werden.
E-Fuels	E-Fuels sind Kraftstoffe, die aus Strom, Wasser und ggf. anderen Ressourcen wie Kohlenstoffdioxid hergestellt werden. Innerhalb der EU werden E-Fuels als erneuerbare Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs (RFNBO) definiert. In Deutschland werden diese Kraftstoffe als Power-to-Fuel (PTX) bezeichnet und je nachdem, ob gasförmige oder flüssige Kraftstoffe synthetisiert werden, über die Power-to-Gas- (PTG-) oder Power-to-Liquid- (PTL-)Technologie realisiert. [NPM (2021)]
Energieträger	Energieträger sind Stoffe, deren Energiegehalt bei Umwandlungsprozessen nutzbar gemacht werden kann. In diesem Report wird der Begriff Energieträger im Kontext der gemeinsamen Nennung von Kraftstoffen und Strom verwendet.
Erneuerbare Energieträger	Erneuerbare Energieträger sind alle Energieträger aus erneuerbaren Ressourcen. Dazu zählen Biokraftstoffe, E-Fuels und erneuerbarer Strom.
Delegierte Rechtsakte (Europäische Union)	Delegierte Rechtsakte sind von der Europäischen Kommission erlassene Rechtsakte ohne Gesetzescharakter, die der Änderung oder Ergänzung von nicht wesentlichen Vorschriften von Rechtsakten dienen. Delegierte Rechtsakte werden üblicherweise genutzt, wenn Rechtsakte – und deren Anhänge – (regelmäßig) an technische oder wissenschaftliche Fortschritte angepasst werden müssen. [EUR-Lex (2021a)]
Richtlinie (Europäische Union)	Eine Richtlinie ist ein von den Organen der EU erlassener Rechtsakt, der sich an die EU-Mitgliedstaaten richtet und hinsichtlich des zu erreichenden Ziels verbindlich ist. Eine Richtlinie ist Teil des abgeleiteten Rechts der EU, den Gesamtregelungen, die aus den in den EU-Verträgen (Primärrecht) festgelegten

Begriff	Erläuterung
	Grundsätzen und Zielen hervorgehen. Die innerstaatlichen Stellen der EU-Länder, an die sich die Richtlinie richtet, bestimmen die Form und Mittel, die zur Integration der Richtlinie ins nationale Recht eingesetzt werden (formell „Umsetzung"). Dies muss im Allgemeinen innerhalb von zwei Jahren nach Erlass der Richtlinie geschehen. [EUR-Lex (2021b)]
Verordnung (Europäische Union)	Europäische Verordnungen haben allgemeine Geltung, sind in allen ihren Teilen verbindlich und gelten unmittelbar in jedem Mitgliedstaat der Europäischen Union (EU). Eine Verordnung ist Teil des abgeleiteten Rechts der EU, den Gesamtregelungen, die aus den in den EU-Verträgen (Primärrecht) festgelegten Grundsätzen und Zielen hervorgehen. Eine Verordnung richtet sich an abstrakte Personengruppen – Organe der EU, EU-Mitgliedsstaaten oder Einzelpersonen – und nicht an bestimmbare Empfänger. Sie ist in all ihren Teilen verbindlich. [EUR-Lex (2021c)]
Forschungsphase	Energieträger in der Forschungsphase sind in diesem Report all jene, welche analog zur Abbildung 3-2 dem Technology Readiness Level 1 bis 4 zugeordnet werden können. Es handelt sich dabei um Energieträger, die noch nicht kommerziell erhältlich sind und nur im Forschungsbereich, z. B. im Labormaßstab, erzeugt werden.
Kommerzialisierungsphase	Energieträger in der Kommerzialisierungsphase sind in diesem Report all jene, welche analog zur Abbildung 3-2 dem Technology Readiness Level 9 bis 11 zugeordnet werden können. Es handelt sich dabei um Energieträger, die bereits kommerziell erhältlich sind.
Rechtsverordnung (Deutschland)	Eine Rechtsverordnung wird nicht vom Bundestag als Gesetzgeber, sondern von der Exekutive, also der Bundesregierung, einem Bundesminister oder einer Landesregierung, erlassen. Die Voraussetzung für eine Rechtsverordnung ist eine gesetzliche Ermächtigung mit definiertem Inhalt, Zweck und Ausmaß. Obwohl die Rechtsverordnung nicht in einem Gesetzgebungsverfahren erlassen wird, ist sie dennoch verbindliches Recht. Während ein Gesetzgebungsverfahren meist relativ langwierig ist, können Verordnungen schneller erlassen und geändert werden. [Deutscher Bundestag (2022b)]
Synthetische Kraftstoffe	Synthetische Kraftstoffe oder auch „Synfuels" sind alle Arten von Kraftstoffen, die durch katalytische Synthesetechnologien aus einem Synthesegas hergestellt werden. Synthese ist eine Kombination mehrerer Molekülgruppen, die aus biobasierten (z. B. Biomass-to-Liquid, BTL), elektrochemisch gewonnenen (E-Fuels) oder fossilen Ressourcen (z. B. Gas-to-Liquids, GTL) stammen können.
Treibhausgase (THG)	Treibhausgase sind atmosphärische Spurengase, die zum Treibhauseffekt beitragen und sowohl einen natürlichen als auch einen anthropogenen Ursprung haben können. Die wichtigsten Treibhausgase sind Kohlenstoffdioxid (CO_2), Methan (CH_4) und Distickstoffoxid (N_2O/Lachgas). [NPM (2021)]
Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote)	Die THG-Quote ist ein marktbasiertes Instrument zur Reduzierung des Ausstoßes klimaschädlicher Gase im Verkehrssektor. Die Quote verpflichtet die Inverkehrbringer von Kraftstoffen, emissionsreduzierende Maßnahmen zu ergreifen. [NPM (2021)]
Treibhausgasvermeidungskosten	Treibhausgasvermeidungskosten sind die effektiven Kosten, die für eine Klimaschutzmaßnahme pro Gewichtseinheit vermiedener CO_2-Emissionen aufgewendet werden müssen. Während Mehrinvestitionen die im betrachteten Zeitraum zu leistenden Investitionssummen ausweisen, bieten die Vermeidungskosten eine umfassendere Kostenbetrachtung, die auch Betriebskosten miteinschließt. Im Gegensatz zu den üblicherweise positiven Mehrinvestitionen können Vermeidungskosten bei einigen Instrumenten oder Instrumentenpaketen negativ sein. Dieser Fall tritt ein, wenn z. B. höhere Ausgaben für Fahrzeuge durch

Begriff	Erläuterung
	Einsparungen bei Energie- und Instandhaltungsausgaben überkompensiert werden. In den meisten Fällen entstehen aber positive Vermeidungskosten.
Verkehrsträger	Verkehrsmedium zur Beförderung von Personen, Gütern und Dienstleistungen. Zu den Verkehrsträgern zählen u. a. Landverkehr (Schienen- und Straßenverkehr), Schifffahrt (Binnen und Seeschifffahrt) und Luftfahrt. [NPM (2021)]

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
A20	Benzin mit einem Anteil von 20 % v/v Alkohol (Methanol, Ethanol)
ADN	Accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par voie de navigation intérieure (Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen)
ADR	Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road (Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße)
AEL	Alkalische Wasserelektrolyse
AFID	Alternative fuel infrastructure directive (Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe)
AGN	Abgasnachbehandlung
Agora	Agora Energiewende gemeinnützige GmbH
ASTM	American Society for Testing and Materials (Normungsorganisation)
ATJ	Alcohol-to-Jet (Umwandlung von Alkoholen zu Flugkraftstoff)
AwSV	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
B10	Diesel mit einem Anteil von 10 % v/v Biodiesel (FAME)
B100	Biodiesel (FAME)
B20	Diesel mit einem Anteil von 20 % v/v Biodiesel (FAME)
B30	Diesel mit einem Anteil von 30 % v/v Biodiesel (FAME)
B7	Diesel mit einem Anteil von 7 % v/v Biodiesel (FAME)
BASF-Motor	Einzylinder-Prüfmotor zur Bestimmung der Zündwilligkeit von Dieselkraftstoffen
BECCS	Bioenergy with carbon capture and storage (Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung)
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEV	Battery Electric Vehicle (batterieelektrisches Fahrzeug)
BFStrMG	Bundesfernstraßenmautgesetz
BIC	Biofuels Isoconversion (Verfahren zur Herstellung von Kraftstoffen im Naphtha-, Kerosin- und Diesel-Bereich)
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BioKraftFÄndG	Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BioKraftQuG	Biokraftstoffquotengesetz
BiomasseV	Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (im Dezember 2021 umbenannt in Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz)
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (im Dezember 2021 umbenannt in Bundesministerium für Digitales und Verkehr)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (im Dezember 2021 umbenannt in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz)
BTL	Biomass-to-Liquid (Umwandlung von Biomasse in einen flüssigen Kraftstoff)
BTX	Biomass-to-X (Umwandlung von Biomasse in einen Energieträger)
CAAFI	Commercial aviation alternative fuels initiative (Initiative für alternative Flugkraftstoffe)
CCS	Carbon capture and storgae (Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoffdioxid)
CFPP	Cold filter plugging point (Filtrierbarkeitsgrenze)
CFR	Einzylinder-Prüfmotor zur Bestimmung der Oktanzahl von Ottokraftstoffen
CHJ	Catalytic Hydrothermolysis Jet (Flugkraftstoff, der via BIC-Verfahren hergestellt wird)

CLP	Regulation on the classification, labelling and packaging of substances and mixtures (EU-Chemikalienverordnung 1272/2008 über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen)
CNG	Compressed natural gas (komprimiertes Erdgas)
CO_2-Äq.	CO_2-Äquivalente
CoEL	Co-Elektrolyse
CORSIA	Carbon offsetting and reduction scheme for international aviation (globale, marktbasierte Klimaschutzmaßnahme zur Begrenzung der Emissionen in der Luftfahrt)
COVID-19	Coronavirus SARS-CoV-2
CP-HVO/HEFA	Co-prozessiertes oder mitraffiniertes HVO/HEFA
CVD	Clean vehicle directive (Richtlinie über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge)
DAC	Direct air capture (Abscheidung von CO_2 aus der Atmosphäre)
DBFZ	DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
DDGS	Dried distillers grains with solubles (Trockenschlempe)
DE	Deutschland
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
DGS	Distillers Grains with Solubles (Schlempe)
DIN	Deutsches Institut für Normung
DK	Dänemark
DMC	Dimethylcarbonat
DME	Dimethylether
E10	Benzin mit einem Anteil von 10 % v/v Ethanol
E100	Ethanolkraftstoff
E15	Benzin mit einem Anteil von 15 % v/v Ethanol
E20	Benzin mit einem Anteil von 20 % v/v Ethanol
E25	Benzin mit einem Anteil von 25 % v/v Ethanol
E27	Benzin mit einem Anteil von 27 % v/v Ethanol
E5	Benzin mit einem Anteil von 5 % v/v Ethanol
E85	Benzin mit einem Anteil von 85 % v/v Ethanol
E-Fuels	Strombasierte Kraftstoffe
ECE	Economic Commission for Europe (Wirtschaftskommission für Europa)
ECHA	European Chemicals Agency (Europäische Chemikalienagentur)
ED95	Ethanolkraftstoff für Dieselmotoren, versetzt mit 5 % Zündverbesserer und Schmiermittel
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EG	Europäische Gemeinschaft
EmoG	Gesetz zur Bevorrechtigung der Verwendung elektrisch betriebener Fahrzeuge
EN	Europäische Norm
EnergieStG	Energiesteuer-Gesetz
EnergieStV	Verordnung zur Durchführung des Energiesteuergesetzes
ESR	Effort sharing regulation (Lastenteilungsverordnung)
ETBE	Ethyl-tertiär-butylether
ETD	Energy taxation directive (Europäische Energiesteuerrichtlinie)
EU-27	Europäische Union ab 01.02.2020 (EU-Austritt des Vereinigten Königreiches)
EU-28	Europäische Union zwischen 01.07.2013 und 31.01.2020
EU-ETS	European emissions trading scheme (Europäisches Emissionshandelssystem)
EURO	Europäische Abgasnorm
FAME	Fatty Acid Methyl Ester (Fettsäuremethylester) bzw. umgangssprachlich Biodiesel
FC	Fuel cell (Brennstoffzelle)
FCEV	Fuel cell electric vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)

FFV	Flex fuel vehicle (Fahrzeug, das mit flexiblen Mischungsverhältnissen zwischen Benzin, Methanol und Ethanol betrieben werden kann)
FQD	Fuel quality directive (Europäische Kraftstoffqualitätsrichtlinie)
FRL	Fuel readiness level (Kraftstoffentwicklungsstand)
FT	Fischer-Tropsch
FuelEU Maritime	EU-Initiative für die Dekarbonisierung der internationalen Schifffahrt
GHS	Globally harmonised system (Global harmonisiertes System zur Einstufung und Kennzeichnung von Chemikalien)
GTL	Gas-to-Liquid (Umwandlung von gasförmigen Energieträgern in synthetischen Flüssigkraftstoff)
HC	Hydrocarbons (Kohlenwasserstoffe)
HCCI	Homogeneous charge compression ignition (Homogene Kompressionszündung)
HEFA	Hydrotreated esters and fatty acids (hydroprozessierte Ester und Fettsäuren)
HEV	Hybrid electric vehicle (hybridelektrisches Fahrzeug)
HFO	Heavy fuel oil (Schweröl)
HFRR	High frequency reciprocating rig (Messwert für die Schmierfähigkeit)
HH	Hansestadt Hamburg
HSFO	High sulfur fuel oil (Heizöl mit hohem Schwefelgehalt)
HTL	Hydrothermal liquefaction (hydrothermale Verflüssigung)
HVO	Hydrotreated vegetable oils (hydroprozessierte Pflanzenöle)
IATA DGR	IATA Dangerous Goods Regulations (Gefahrgutvorschriften für den Transport von Gefahrgut im Luftverkehr)
ICAO	International Civil Aviation Organization (Internationale Zivilluftfahrtorganisation)
ICAO-TI	ICAO-Technical Instruction (Technische Vorschrift der ICAO)
ICE-CI	Internal combustion engine with compression igniton (Verbrennungsmotor mit Selbstzündung, Dieselmotor)
ICE-SI	Internal combustion engine with spark igniton (Verbrennungsmotor mit Fremdzündung, Ottomotor)
ICEV	Internal combustion engine vehicle (Fahrzeug mit Verbrennungsmotor)
IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur)
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle (kombinierter Prozess mit integrierter Vergasung)
iLUC	Indirect Land Use Change (indirekte Landnutzungsänderung)
IMDG-Code	International Maritime Dangerous Goods Code (Beförderungsvorschrift für gefährliche Güter im Seeschiffsverkehr)
IMO	International Maritime Organization (Internationale Seeschifffahrts-Organisation)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen, auch „Weltklimarat“)
ISCC CORSIA	International Sustainability and Carbon Certification for CORSIA eligible fuels (Zertifizierungs-system zur Überprüfung der innerhalb der CORSIA gesetzten Nachhaltigkeitskriterien für den Einsatz nachhaltiger Flugkraftstoffe)
IUE	Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft der Technischen Universität Hamburg Harburg
IX A	Anhang IX Teil A der Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II (2018/2001)
IX B	Anhang IX Teil B der Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II (2018/2001)
JET A/A-1	Flugturbinenkraftstoff
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KUP	Kurzumtriebsplantage
LCA	Life cycle assessment (Lebenszyklusanalyse)
LH2	Liquefied hydrogen (Flüssigwasserstoff)
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	Liquefied natural gas (Flüssigerdgas)
LOHC	Liquid organic hydrogen carrier (flüssiger organischer Wasserstoffträger)
LPG	Liquefied petroleum gas (Flüssiggas)
LSFO	Low sulfur fuel oil (Heizöl mit geringem Schwefelgehalt)
LuftVStG	Luftverkehrsteuergesetz

LULUCF	Land use, land-use change and forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft)
m/m	Massenanteil
M100	Methanol
M15	Benzin mit einem Anteil von 15 % v/v Methanol
M56	Benzin mit einem Anteil von 56 % v/v Methanol
M85	Benzin mit einem Anteil von 85 % v/v Methanol
MARPOL	Internationales Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe
MDO	Marine diesel oil (Marine-Dieselöl)
MeFo	Methylformiat (Methylmethanoat, Ameisensäuremethylester)
MGO	Marine gas oil (Marine-Gasöl)
MMT	(Methylcyclopentadienyl)mangantricarbonyl
MTBE	Methyl-tertiär-butylether
MTG	Methanol-to-Gasoline (Umwandlung von Methanol in Ottokraftstoff)
MTJ	Methanol-to-Jet (Umwandlung von Methanol in Flugkraftstoff)
Nabisy	Nachhaltige-Biomasse-Systeme
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NDC	Nationally determined contributions (nationale Klimaschutzbeiträge)
NET	Negative Emissionstechnologie
NIR	Nationaler Inventarbericht
NO_X	Gasförmige Oxide des Stickstoffs (Stickoxide)
NRMM	Non-road mobile machinery (nicht straßengebundene mobile Maschinen und Geräte)
NRSC	Non-road steady cycle (Stationärer Testzyklus für NRMM)
NRTC	Non-road transient cycle (Transienter Testzyklus für NRMM)
OH	Oberleitung-Hybrid
OICA	Organisation Internationale des Constructeurs d'Automobiles (Internationale Automobilherstellervereinigung)
OME	Polyoxymethylendimethylether (kurz: Oxymethylenether)
OME_n	Polyoxymethylendimethylether der Kettenlänge n
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PAK	Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe
PBTL	Power-and-Biogas-to-Liquid (Umwandlung von Strom und Biomasse in flüssige Kraftstoffe)
PBTX	Power-and-Biomass-to-X (Umwandlung von Strom und Biomasse in einen Energieträger)
PEM	Proton exchange membrane (Protonenaustauschmembran)
PEMEL	Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse
PEMS	Portable emissions measurement system (mobile Abgasmesstechnik)
PFAD	Palm fatty acid destillates (Palm-Fettsäuredestillat)
(P)HEV	Zusammenfassung von Plug-in-Hybrid- und Hybridfahrzeugen
PHEV	Plug-in hybrid electric vehicle (Plug-in-Hybridelektrofahrzeug)
PÖ	Pflanzenölkraftstoff
POME	Palm oil mill effluent (Abwasser aus Palmölmühen)
PSA	Pressure swing adsorption (Druckwechseladsorption)
PSI	Paul-Scherrer-Institut
PTL	Power-to-liquid (Umwandlung von Strom in flüssigen Kraftstoff)
PTX	Power-to-X (Umwandlung von Strom in einen Energieträger)
PV	Photovoltaik
R33	Dieselkraftstoff mit 26 % v/v HVO-Diesel und 7 % v/v FAME
RCF	Recycled carbon fuel (wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoff)
RDE	Real driving emissions (Emissionen im praktischen Fahrbetrieb)
REACH	EU-Chemikalienverordnung (EG) 1907/2006
RED	Renewable energy directive (Erneuerbare-Energien-Richtlinie) 2009/28
RED II	Renewable energy directive (Erneuerbare-Energien-Richtlinie) 2018/2001

RFNBO	Renewable fuels of non-biological origin (erneuerbarer Kraftstoff nicht biologischen Ursprungs)
RID	Regulation concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Rail (Regelung zur Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter)
RWGS	Reverse Wassergas-Shift-Reaktion
SAF	Sustainable aviation fuels (nachhaltige Flugkraftstoffe)
SaubFahrzeugBeschG	Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz
SCR	Selektive katalytische Reduktion
SDS	Safety data sheet (Sicherheitsdatenblatt)
SIP	Synthesized Iso-Paraffins produced from Hydroprocessed Fermented Sugars (synthetisierte iso-Paraffine von hydroprozessierten fermentierten Zuckern)
SKA	Synthetic Kerosene with Aromatics (synthetisches Kerosin mit Aromaten)
SOEL	Solid oxide electrolysis (Festoxidelektrolyse)
SPK	Synthetic paraffinic kerosene (synthetisches paraffinisches Kerosin)
STP	Standard temperature and pressure (Standardtemperatur und -druck)
SynBioPTL	Kombination von biomasse- und strombasierten Technologien zur Herstellung von flüssigen Kraftstoffen
SynBioPTX	Kombination von biomasse- und strombasierten Technologien zur Herstellung von Energieträgern
SynGas	Synthesegas
SZM	Sattelzugmaschinen
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
TEN-V	Trans-European Networks-Transport (Transeuropäisches Netz für Verkehr)
TFZ	Technologie- und Förderzentrum mit Sitz in Straubing
THG	Treibhausgas
TRBS	Technischen Regeln für Betriebssicherheit
TRGS	Technischen Regeln für Gefahrstoffe
TRL	Technology readiness level (Technologie-Reifegrad)
TUHH	Technische Universität Hamburg
UBA	Umweltbundesamt
UCO	Used Cooking Oils (Altspeiseöle und -fette)
UER	Upstream emission reduction (im Gesamtprozess vorgelagerte Emissionsminderung)
UERV	Verordnung zur Anrechnung von Upstream-Emissionsminderungen auf die Treibhausgasquote
ULSFO	Ultra low sulfur fuel oil (Öl mit max. 0,1 % Schwefel)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen)
v/v	Volumenanteil
VKM	Verbrennungskraftmaschine
WGS	Wassergas-Shift-Reaktion
XTL	X-to-Liquid (Umwandlung eines Energieträgers in einen flüssigen Kraftstoff)

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1 Übersicht bestehender rechtlicher Rahmenbedingungen im Verkehrssektor ... 16
Abbildung 1-2 Ausgewählte nationale Quoten und Ziele in Europa von 2020 bis 2022 ... 22
Abbildung 1-3 Quotennachweis und -handel in Deutschland ... 29
Abbildung 1-4 Vereinfachte Formel zur Berechnung der THG-Quote ab 2022 ... 30
Abbildung 2-1 Unterteilung der Fahrzeugtypen nach Anwendung ... 43
Abbildung 2-2 Fahrzeugbestand in Deutschland ... 44
Abbildung 2-3 Entwicklung des Fahrzeugbestands in Deutschland innerhalb von zehn Jahren ... 45
Abbildung 2-4 Durchschnittliches Fahrzeugalter in Deutschland ... 45
Abbildung 2-5 Pkw-Bestand in Deutschland ... 47
Abbildung 2-6 Pkw-Neuzulassungen in Deutschland aufgeteilt nach alternativen Antrieben ... 47
Abbildung 2-7 Fahrzeugbestand an Lastkraftwagen und Sattelzugmaschinen in Deutschland ... 48
Abbildung 2-8 Fahrzeugbestand von land- und forstwirtschaftlichen Zugmaschinen in Deutschland ... 50
Abbildung 2-9 Öffentlich zugängliche Tankstellen und Ladepunkte im Straßenverkehr in Deutschland ... 51
Abbildung 2-10 Verkehrsleistung im Personenverkehr für Deutschland ... 52
Abbildung 2-11 Verkehrsleistung im Güterverkehr für Deutschland ... 53
Abbildung 2-12 Endenergieverbrauch im Verkehr für Deutschland von 1950 bis 2019 ... 54
Abbildung 2-13 Endenergieverbrauch im Verkehr aufgeteilt nach Energieträgern für Deutschland 2019 ... 55
Abbildung 2-14 Treibhausgasemissionen im Verkehr für Deutschland ... 56
Abbildung 2-15 Treibhausgasemissionen im Verkehr für Deutschland ... 57
Abbildung 2-16 Endenergiebedarf im Verkehr für Deutschland basierend auf verschiedenen Szenarien für die Jahre 2030, 2045 und 2050 ... 58
Abbildung 2-17 Bestand an Pkw und Lkw (inkl. Sattelzugmaschinen) im Jahr 2050 ... 59
Abbildung 2-18 Quotenerfüllung von 2020 bis 2030 im weniger ambitionierten Szenario ... 61
Abbildung 2-19 Quotenerfüllung von 2020 bis 2030 im ambitionierten Szenario ... 63
Abbildung 3-1 Bereitstellungsoptionen erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr – Darstellung der jeweiligen Ressourcen, Verfahren, Technologiereife (TRL) und resultierenden Energieträger ... 68
Abbildung 3-2 Gegenüberstellung von Technology Readiness Level (TRL) nach IEA und Fuel Readiness Level (FRL) ... 70
Abbildung 3-3 Schematische Darstellung der Prozessrouten zur Verarbeitung von zucker-, stärke- und lignocellulosehaltigen Ressourcen zu Ethanol ... 71
Abbildung 3-4 Schematische Darstellung des Alcohol-to-Jet-Verfahrens ... 72
Abbildung 3-5 Schematische Darstellung der Produktion von Biogas und entsprechenden Folgeprodukten ... 74
Abbildung 3-6 Schematische Darstellung der Produktion von FAME ... 77
Abbildung 3-7 Schematische Darstellung der Produktion von HVO/HEFA-Kraftstoffen ... 79
Abbildung 3-8 Schematische Darstellung der Produktion von HTL-Kraftstoffen ... 81
Abbildung 3-9 Schematische Darstellung der Synthesegas-Produktion mittels thermochemischer Vergasung ... 84
Abbildung 3-10 Schematische Darstellung der Elektrolyseverfahren aus Salz- bzw. Süßwasser zur Produktion von Wasserstoff ... 86
Abbildung 3-11 Schematische Darstellung der CO_2-Bereitstellung für diffuse und punktuelle Quellen ... 88
Abbildung 3-12 Schematische Darstellung der Synthesegasbereitstellung mittels Co-Elektrolyse ... 91
Abbildung 3-13 Schematische Darstellung der Methanolsynthese und ausgewählter Folgetechnologien ... 96
Abbildung 3-14 Verfahren zur Herstellung von Ammoniak unter Verwendung von biogenen Ressourcen ... 98
Abbildung 3-15 Mitraffination von biogenen Ressourcen in fossilen Raffinerien ... 101
Abbildung 3-16 Prozesslayout für die Pilotanlage des Projekts „Pilot SBG“ ... 104
Abbildung 4-1 Ressourcen zur Produktion erneuerbarer Kraftstoffe ... 107
Abbildung 4-2 Multi-Produkt-System am Beispiel der Verwertung von Zuckerrohr ... 111
Abbildung 4-3 Kreislaufwirtschaft am Beispiel von Pflanzenöl ... 113
Abbildung 4-4 Ressourcen zur Nutzung (Deutschland) und Produktion (Europa, weltweit) von FAME und HVO-Diesel ... 115
Abbildung 4-5 Ressourcen zur Nutzung (Deutschland) und Produktion (Europa, weltweit) von Bioethanol, ... 116
Abbildung 4-6 Menge und Anteil an erneuerbaren Strom weltweit ... 119
Abbildung 4-7 Hierarchie und Überschneidungen der unterschiedlichen Kategorien von Ressourcenpotenzialen ... 120
Abbildung 4-8 Verfügbares Bioressourcenpotenzial aufgeteilt nach Hauptrohstoffkategorien in Deutschland ... 121
Abbildung 4-9 Verfügbares Bioressourcenpotenzial aufgeteilt nach Hauptrohstoffkategorie in Europa ... 122

Abbildung 4-10 Verfügbares Bioressourcenpotenzial aufgeteilt nach Hauptrohstoffkategorie weltweit ... 123
Abbildung 4-11 Weltweite Ernteflächen, Ernteerträge und Gesamtproduktion sowie Anteil der Nutzung für die Biokraftstoffproduktion für ausgewählte Biomassen in den Jahren 1961 und 2018 ... 125
Abbildung 4-12 Status quo der Bereitstellung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen weltweit, Europa und Deutschland ... 127
Abbildung 4-13 Abschätzung der Gesamtwirkungsgrade unterschiedlicher strombasierter Energieträger in Abhängigkeit vom Antriebskonzept ... 127
Abbildung 4-14 Status quo des technischen Ressourcenpotenzials von CO_2-Punktquellen weltweit, in Europa und in Deutschland ... 128
Abbildung 4-15 Technisches Potenzial der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland ... 129
Abbildung 4-16 Technisches Potenzial der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weltweit ... 129
Abbildung 4-17 CO_2-Gesamtemissionen und Anteil prozessbedingter CO_2-Emissionen verschiedener Industriesektoren in Deutschland für das Jahr 2017 ... 131
Abbildung 4-18 Verteilung der CO_2-Emissionen verschiedener Industriesektoren in Deutschland im Jahr 2017 (links) und 2050 (rechts) ... 132
Abbildung 4-19 Biogene CO_2-Punktquellen in Deutschland aufgeteilt nach Bundesländern ... 135
Abbildung 4-20 Biogene CO_2-Punktquellen weltweit ... 136
Abbildung 4-21 Technisches Potenzial für Biokraftstoffe in Deutschland ... 139
Abbildung 4-22 Mobilisierbares Potenzial für Biokraftstoffe in Deutschland ... 140
Abbildung 4-23 Potenzial für PTG (Methan) in Deutschland und Europa basierend auf CO_2-Punktquellen in 2017 ... 142
Abbildung 4-24 Potenzial für PTL (Methanol) in Deutschland und Europa basierend auf CO_2-Punktquellen in 2017 ... 142
Abbildung 4-25 Mobilisierbares Potenzial von Biokraftstoffen (2015) und technisches Potenzial von auf Strom und CO_2-Punktquellen basierenden Kraftstoffen (2017) sowie Bedarfe von erneuerbaren Kraftstoffen in Deutschland (2030 und 2050) ... 143
Abbildung 4-26 Technische Potenziale (2015, 2017) und Bedarfe (2030 und 2050) erneuerbarer Kraftstoffe in der Europäischen Union ... 144
Abbildung 5-1 Weltweiter Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach Energiequellen in den Jahren 1990 und 2018 ... 149
Abbildung 5-2 Entwicklung weltweiter Produktionsmengen an Biokraftstoffen ... 150
Abbildung 5-3 Bioethanolkraftstoff – weltweite und europäische Produktionsmengen im Jahr 2020 ... 152
Abbildung 5-4 FAME – weltweite und europäische Produktionsmengen im Jahr 2020 ... 152
Abbildung 5-5 HVO/HEFA-Diesel – weltweite Produktionsmengen im Jahr 2020 ... 153
Abbildung 5-6 Bioethanol – weltweite, europäische und deutsche Produktionskapazitäten in bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2021 ... 153
Abbildung 5-7 FAME – weltweite, europäische und deutsche Produktionskapazitäten in bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2021 ... 154
Abbildung 5-8 HVO/HEFA-Diesel – weltweite und europäische Produktionskapazitäten in bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2021 ... 155
Abbildung 5-9 Biomethan – weltweite und europäische Produktionskapazitäten in bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2019 ... 156
Abbildung 5-10 Lignocellulose-Ethanol – weltweite, europäische und deutsche Produktionskapazitäten in bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2020 ... 157
Abbildung 5-11 Erneuerbares Kerosin – weltweite Produktionskapazitäten in bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2020 ... 157
Abbildung 5-12 Erneuerbarer Wasserstoff und dessen Folgeprodukte – europäische Elektrolyseleistung im Jahr 2020 ... 158
Abbildung 5-13 Erneuerbares Methanol – weltweite Produktionskapazitäten von bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2020 ... 159
Abbildung 5-14 Bioethanol – Netto-Handelsbilanzen der Europäischen Union ... 161
Abbildung 5-15 Bioethanol – weltweite Netto-Handelsbilanzen ... 162
Abbildung 5-16 FAME – Netto-Handelsbilanzen der Europäischen Union ... 163
Abbildung 5-17 FAME und HVO/HEFA-Diesel – weltweite Netto-Handelsbilanzen ... 164
Abbildung 5-18 Herkunftsländer biogener Hauptprodukte zur Erfüllung der deutschen THG-Quote im Jahr 2019 ... 165
Abbildung 5-19 Herkunftsländer biogener Abfall- und Reststoffe zur Erfüllung der deutschen THG-Quote im Jahr 2019 ... 166
Abbildung 5-20 Nutzung Energieträger im Straßenverkehr in Deutschland ... 167
Abbildung 5-21 Biokraftstoffnutzung in Deutschland ... 168

Abbildung 5-22 Nutzung von nicht erneuerbaren und erneuerbaren Energieträgern im Straßenverkehr der Europäischen Union 169
Abbildung 5-23 Monatlicher Verbrauch und Preis von Benzin und Bioethanol in Brasilien zwischen 2001 und 2021 171
Abbildung 6-1 Länderspezifische Kraftstoffoptionen für Straßenfahrzeuge mit nennenswerten Anteilen an erneuerbaren Kraftstoffen außerhalb der Normen EN 228 und EN 590 174
Abbildung 6-2 Energieträger eingeteilt nach Antriebskonzepten 175
Abbildung 6-3 Warnsymbol bei Hochvolt-Kennzeichnung von elektrischen Fahrzeugen 201
Abbildung 7-1 Bilanzgrenzen der Treibhausgasbilanzierung gemäß IPCC und RED II bzw. Biokraft-NachV 215
Abbildung 7-2 THG-Emissionen kommerziell verfügbarer Kraftstoffe 223
Abbildung 7-3 THG-Emissionen kommender Energieträger 226
Abbildung 7-4 Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von Pkw der Kompaktklasse 232
Abbildung 7-5 Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von 40-t-Lkw pro Tonnen-Kilometer 232
Abbildung 8-1 Vereinfachte Darstellung zur Definition der Systemgrenzen bei der ökonomischen Bilanzierung 236
Abbildung 8-2 Preisentwicklung von Bioethanol und fossilem Benzin (Großhandelspreise ohne Steuern) sowie Weizen und DDGS von Januar 2018 bis Juni 2021 237
Abbildung 8-3 Preisentwicklung von verschiedenen Pflanzenölen, Altspeiseöl (UCO) und fossilem Rohöl sowie von FAME und fossilem Diesel von Januar 2018 bis Juni 2021 238
Abbildung 8-4 Gestehungskosten etablierter Konversionspfade für HEFA und HVO aufgeteilt nach Rohstoffen 239
Abbildung 8-5 Gestehungskosten kommender Energieträger 242
Abbildung 8-6 Ausgewählte Treibhausgasvermeidungskosten auf Basis der Mehrkosten und THG-Einsparungen gegenüber der fossilen Vergleichsoption 244
Abbildung 9-1 Bewertung verfügbarer oder perspektivisch verfügbarer Energieträger in Abhängigkeit ihrer Eigenschaften 272
Abbildung 9-2 Fahrzeug-Energieträger-Matrix für Deutschland im Jahr 2030 273
Abbildung 9-3 Fahrzeug-Energieträger-Matrix für Deutschland in 2045 274

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1 Übersicht der internationalen Regelungen zu Gefahrgütern für verschiedene Verkehrssektoren 19
Tabelle 1-2 Jahresemissionsmengen in Mio. t CO_2-Äq. nach Sektoren von 2010 bis 2020 26
Tabelle 1-3 Zulässige Jahresemissionsmengen in Mio. t CO_2-Äq. nach Sektoren von 2020 bis 2030 26
Tabelle 1-4 Ziele der nationalen RED-II-Umsetzung in Deutschland 27
Tabelle 1-5 Randbedingungen für Erfüllungsoptionen innerhalb der THG-Quote der RED-II-Umsetzung in Deutschland 27
Tabelle 1-6 Mindestanteile SAF laut ReFuelEU bis 2050 36
Tabelle 1-7 Zeitlicher Ablauf der Entstehung europäischer Richtlinien und deren Umsetzung in nationales Recht am Beispiel der RED II 38
Tabelle 2-1 Kennzahlen und Kontexte der Beispielrechnung für die mögliche Quotenerfüllung 2020 bis 2030 im weniger ambitionierten Szenario 62
Tabelle 2-2 Kennzahlen und Kontexte der Beispielrechnung für die mögliche Quotenerfüllung 2020 bis 2030 im ambitionierten Szenario 64
Tabelle 4-1 Anbaufläche für Bioenergiepflanzen in Deutschland von 2012 bis 2020 124
Tabelle 4-2 CO_2-Emissionen nach Industriesektor in Europa für das Jahr 2017 133
Tabelle 4-3 Geeignete industrielle CO_2-Quellen (> 0,1 Mio. t/a CO_2) für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen in Europa im Jahr 2016 134
Tabelle 4-4 Unsicherheiten bzw. Bandbreiten bei der Analyse von Potenzialen und Bedarfen 145
Tabelle 4-5 Qualitative Potenzialeinordnung erneuerbarer Ressourcen für Energieträger im Verkehrssektor in Europa 147
Tabelle 6-1 Kraftstoffoptionen ohne bekannte europäische oder deutsche Normungsaktivitäten 176
Tabelle 6-2 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Benzin und dessen Gemische mit Ethanol (E0, E5, E10, E85) 190
Tabelle 6-3 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Ethanol (E100) 191
Tabelle 6-4 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Methanol (M100) 192
Tabelle 6-5 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Diesel und dessen Gemische mit FAME, HVO- und FT-Diesel (B0, B7, B10, B20, B30 und R33) 193
Tabelle 6-6 Sicherheitsrelevante Kenndaten für paraffinische Kraftstoffe (HVO- und FT-Diesel) 194
Tabelle 6-7 Sicherheitsrelevante Kenndaten für FAME (B100) 195
Tabelle 6-8 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Pflanzenölkraftstoff (PÖ) 196
Tabelle 6-9 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Methan (CNG, LNG) 197
Tabelle 6-10 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Wasserstoff 198
Tabelle 6-11 Sicherheitsrelevante Kenndaten für erneuerbares Kerosin (FT-SPK, HEFA-SPK, ATJ-SPK) 199
Tabelle 6-12 Kompatibilität mit bestehender Tankinfrastruktur 201
Tabelle 6-13 Maximale Beimischmengen alternativer Kraftstoffe zu etablierten Kraftstoffen 205
Tabelle 6-14 Energiedichte von verschiedenen Energieträgern und deren Blends 207
Tabelle 6-15 Kompatibilität von ausgewählten Reinkraftstoffen gegenüber konventionellen Verbrennungskraftmaschinen 209
Tabelle 7-1 Treibhausgaspotenziale der in der RED II berücksichtigten Treibhausgase 220
Tabelle 7-2 Treibhausgaspotenziale der in der ISCC CORSIA berücksichtigten Treibhausgase 221
Tabelle 9-1 Technologiesteckbrief-Legende 248
Tabelle 9-2 Einteilung der Energieträger nach Produktionstechnologien, Ressourcen und RED-II-Konformität 267
Tabelle 9-3 Bewertungskriterien für Abbildung 9-1 271

Literaturverzeichnis

Abbas, Hazzim F.; Wan Daud, W.M.A. (2010): Hydrogen production by methane decomposition. A review. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 35 (3), S. 1160–1190. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2009.11.036.

acatech (2018): CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie. München. Online verfügbar unter https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/09/acatech_POSITION_CCU_CCS_WEB-002_final.pdf, zuletzt aktualisiert am 09.2018, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

ADAC (2020): Ladestationen für Elektroautos: Das kostet der Strom. Online verfügbar unter https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/laden/elektroauto-ladesaeulen-strompreise/, zuletzt aktualisiert am 06.10.2020, zuletzt geprüft am 14.10.2021.

ADM (2006): ADM Announces Expansion of Hamburg Oil Refinery and Storage Facility. Online verfügbar unter https://www.adm.com/news/news-releases/adm-announces-expansion-of-hamburg-oil-refinery-and-storage-facility, zuletzt aktualisiert am 05.11.2006, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

AEE (2013): Bundesländer mit neuer Energie. Jahresreport Föderal-Erneuerbar 2013. Jahresreport Föderal-Erneuerbar 2013. Online verfügbar unter https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/publikationen/bundeslaender-mit-neuer-energie-der-jahresreport-foederal-erneuerbar-2013, zuletzt geprüft am 28.10.2021.

AEE (2021): Bundesländer-Übersicht zu Erneuerbaren Energien. Online verfügbar unter https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/BW%7CBY%7CB%7CBB%7CHB%7CHH%7CHE%7CMV%7CNI%7CNRW%7CRLP%7CSL%7CSN%7CST%7CSH%7CTH/kategorie/bioenergie, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

AGEEstat (2021): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2020. Daten zur Entwicklung im Jahr 2020. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021_hgp_erneuerbareenergien_deutsch_bf.pdf.

Agentur für Erneuerbare Energien (Hg.) (2010): Erneuerbare Energien 2020. Potenzialatlas Deutschland. Potenzialatlas Deutschland. Online verfügbar unter https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/319.Potenzialatlas_2_Auflage_Online.pdf.

Agora Energiewende; Wuppertal Institut (2019): Klimaneutrale Industrie. Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl. Hg. v. Chemie und Zement. Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrale-industrie-hauptstudie/, zuletzt aktualisiert am 11.2019, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Online verfügbar unter https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Die_Kosten_synthetischer_Brenn-_und_Kraftstoffe_bis_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf.

AGQM (2018): Biodiesel-Analytik. Die wichtigsten Qualitätsparameter und ihre Bedeutung. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft Qualitätsmanagement Biodiesel e.V. Die wichtigsten Qualitätsparameter und ihre Bedeutung. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agqm-biodiesel.de/application/files/6715/4710/7996/Merkblatt_Analytik.pdf, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

Ahlgren, Serina (2013): Production of Ammonia and Nitrogen Fertilizers based on Biomass – Research Efforts in Sweden. Hg. v. Swedish University of Agricultural Sciences. Online verfügbar unter https://www.ammoniaenergy.org/paper/production-of-ammonia-and-nitrogen-fertilizers-based-on-biomass/, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

Ahlgren, Serina; Baky, Andras; Bernesson, Sven; Nordberg, Åke; Norén, Olle; Hansson, Per-Anders (2012): Consequential Life Cycle Assessment of Nitrogen Fertilisers Based on Biomass – a Swedish perspective. In: *Insciences J.*, S. 80–101. DOI: 10.5640/insc.020480.

Aierzhati, Aersi; Watson, Jamison; Si, Buchun; Stablein, Michael; Wang, Tengfei; Zhang, Yuanhui (2021): Development of a mobile, pilot scale hydrothermal liquefaction reactor. Food waste conversion product analysis and techno-economic assessment. In: *Energy Conversion and Management: X*, S. 100076. DOI: 10.1016/j.ecmx.2021.100076.

Air Liquide (2021a): Glyzerindestillation und -bleichung. Erzeugung von Glycerin in Pharmauqalität. Erzeugung von Glycerin in Pharmauqalität. Online verfügbar unter https://www.engineering-airliquide.com/de/glyzerindestillation-und-bleichung, zuletzt geprüft am 20.10.2021.

Air Liquide (2021b): Inauguration of the world's largest PEM electrolyzer. to produce decarbonized hydrogen. to produce decarbonized hydrogen. Online verfügbar unter https://www.airliquide.com/magazine/energy-transition/inauguration-worlds-largest-pem-electrolyzer, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

aireg (2015): Abschätzung eines möglichen Beitrags Deutschlands zur Senkung der CO2-Emissionen im Luftverkehr durch den Einsatz von Biokraftstoffen. Forschungsvorhaben Nr. 50.0354/2012. Forschungsvorhaben Nr. 50.0354/2012. Online verfügbar unter https://aireg.de/wp-content/uploads/2015/07/150407_1218_schlussbericht.pdf, zuletzt geprüft am 05.01.2022.

Akbari, Maryam; Oyedun, Adetoyese Olajire; Kumar, Amit (2018): Ammonia production from black liquor gasification and co-gasification with pulp and waste sludges. A techno-economic assessment. In: *Energy* 151 (9a), S. 133–143. DOI: 10.1016/j.energy.2018.03.056.

Alamia, Alberto; Larsson, Anton; Breitholtz, Claes; Thunman, Henrik (2017): Performance of large-scale biomass gasifiers in a biorefinery, a state-of-the-art reference. In: *Int J Energy Res* 41 (14), S. 2001–2019. DOI: 10.1002/er.3758.

Albrecht, Friedemann G.; König, Daniel H.; Baucks, Nadine; Dietrich, Ralph-Uwe (2017): A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study. In: *Fuel* 194, S. 511–526. DOI: 10.1016/j.fuel.2016.12.003.

Albuquerque, Jonas S.; Costa, Franciele O.; Barbosa, Bianca V. S. (2019): Fischer–Tropsch Synthesis. Analysis of Products by Anderson–Schulz–Flory Distribution Using Promoted Cobalt Catalyst. In: *Catal Lett* 149 (3), S. 831–839. DOI: 10.1007/s10562-019-02655-4.

Alfadala, Hassan E.; Reklaitis, G. V. Rex (Hg.) (2009): Proceedings of the 1st Annual Gas Processing Symposium. 10 - 12 January 2009, Doha, Qatar. 10 - 12 January 2009, Doha, Qatar. 1. ed. Amsterdam: Elsevier (Advances in gas processing, 1). Online verfügbar unter http://site.ebrary.com/lib/alltitles/docDetail.action?docID=10264134.

ALIGN-CCUS (2019): Making fuels from CO2: RWE unveils new synthesis pilot plant in Germany. Online verfügbar unter https://www.alignccus.eu/news/making-fuels-co2-rwe-unveils-new-synthesis-pilot-plant-germany, zuletzt aktualisiert am 29.11.2019, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

AMI (2020): Marktwoche Ölsaaten und Biokraftstoffe. Wöchentlicher Newsletter. Hg. v. Agrarmarkt Informations-Gesellschaft mbH. Wöchentlicher Newsletter.

Anastasakis, Konstantinos; Biller, Patrick; Madsen, René B.; Glasius, Marianne; Johannsen, Ib (2018): Continuous hydrothermal liquefaction of biomass in a novel pilot plant with heat recovery and hydraulic oscillation. In: *Energies* 11 (10), S. 2695.

Andersson, Jim; Lundgren, Joakim: Techno-Economic Analysis of Ammonia Production via Integrated Biomass Gasification. Hg. v. International Conference on Applied Energy. Online verfügbar unter https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.933.2608&rep=rep1&type=pdf, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

Andritz (2020): ANDRITZ Lignin Recovery technology for kraft mills. Online verfügbar unter https://www.andritz.com/products-en/group/pulp-and-paper/pulp-production/kraft-pulp/lignin-recovery, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

ANFAVEA (2008): Vehicles – Production, Domestic Sales and Exports. Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores. Online verfügbar unter http://www.anfavea.com.br/anuario2008/capitulo2a.pdf, zuletzt geprüft am 29.10.2021.

CORSIA (2018): Annex 16, Environmental Protection, Volume IV. CORSIA.

Aral AG (2018a): Aral Diesel, Aral LKW-Diesel, Aral SuperDiesel. Sicherheitsdatenblatt. Hg. v. Aral AG. Sicherheitsdatenblatt. Online verfügbar unter https://www.aral.de/content/dam/aral/business-sites/de/global/retail/pdfs/sicherheitsdatenblaetter/Kraft_und_Brennstoffe/deutsch/AralDieselAralLKW-DieselAralSuperDiesel_de.pdf, zuletzt geprüft am 06.10.2021.

Aral AG (2018b): Aral Super E5, Aral Super E10, Aral SuperPlus 98. Safety Data Sheet. Hg. v. Aral AG. Safety Data Sheet. Online verfügbar unter https://www.aral.de/content/dam/aral/business-sites/de/global/retail/pdfs/sicherheitsdatenblaetter/Kraft_und_Brennstoffe/englisch/AralSuperE5AralSuperE10AralSuperPlus98_en.pdf, zuletzt geprüft am 06.10.2021.

Arend, Matthias; Nonnen, Thomas; Hoelderich, Wolfgang F.; Fischer, Jürgen; Groos, Jeremie (2011): Catalytic deoxygenation of oleic acid in continuous gas flow for the production of diesel-like hydrocarbons. In: *Applied Catalysis A: General* 399 (1-2), S. 198–204. DOI: 10.1016/j.apcata.2011.04.004.

Aryan, Venkat; Kraft, Axel (2021): The crude tall oil value chain. Global availability and the influence of regional energy policies. In: *Journal of Cleaner Production* 280 (4), S. 124616. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.124616.

Atsonios, Konstantinos; Panopoulos, Kyriakos D.; Kakaras, Emmanuel (2016): Investigation of technical and economic aspects for methanol production through CO2 hydrogenation. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 41 (4), S. 2202–2214. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.12.074.

Audi (2015): Audi e-fuels. Online verfügbar unter https://www.audi-mediacenter.com/en/audi-future-performance-days-2015-5097/audi-e-fuels-5104, zuletzt aktualisiert am 11.09.2015, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

BAFA (2021a): Amtliche Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland. 2012 bis 2021. Hg. v. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. 2012 bis 2021 (2012-2021). Online verfügbar unter https://www.bafa.de/SiteGlobals/Forms/Suche/Expertensuche/Servicesuche_Formular.html?templateQueryString=Amtliche+Daten+Mineral%C3%B6ldaten&sortOrder=dateOfIssue_dt+desc, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

BAFA (2021b): Elektromobilität - Neue Richtlinie zum Umweltbonus. Kombi-Förderung und Staffelung bei Leasing ab 16. November 2020. Kombi-Förderung und Staffelung bei Leasing ab 16. November 2020. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/Energie/Elektromobilitaet/20201104_neue_richtlinie_umweltbonus.html, zuletzt aktualisiert am 15.10.2021, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

Banco Central do Brasil (2022): Sistema Gerenciador de Séries Temporais. Online verfügbar unter https://www.bcb.gov.br/?SERIESTEMP, zuletzt geprüft am 11.01.2022.

Basar, Ibrahim Alper; Liu, Huan; Carrere, Helene; Trably, Eric; Eskicioglu, Cigdem (2021): A review on key design and operational parameters to optimize and develop hydrothermal liquefaction of biomass for biorefinery applications. In: *Green Chem.* 23 (4), S. 1404–1446. DOI: 10.1039/D0GC04092D.

BASF (2021): Stimmen aus der Forschung. Ein echter Meilenstein. Ein echter Meilenstein. Online verfügbar unter https://www.basf.com/global/de/who-we-are/sustainability/we-produce-safely-and-efficiently/energy-and-climate-protection/carbon-management/interview-methane-pyrolysis.html, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

Baudouin, David; Salionov, Daniil; Vogel, Frédéric; Bjelić, Saša (2021): Advanced Analytical Study of Process Streams for a Rational Optimization of Hydrothermal Gasification. In: *ACS Engineering Au*.

Bauer, Christian; Mutel, Chris; Cox, Brian; Zhang, Xiaojin; Treyer, Karin; Sacchi, Romain (2021): PSI carculator. Hg. v. Paul Scherrer Institut. Online verfügbar unter https://carculator.psi.ch/, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

Bauer, Ulrich; Winz, Gerald (2015): Ermittlung des Baumaschinenbestandes in Deutschland. Hg. v. Forschungsvereinigung Bau- und Baustoffmaschinen e. V. Kempten (Schriftenreihe der Forschungsvereinigung Bau- und Baustoffmaschinen e. V., 47). Online verfügbar unter https://fvb.vdma.org/documents/6296991/19334646/47_FVB_Baumaschinenbestand_2015.pdf/cd6e62cb-abe5-437f-9f76-47452b1c6243, zuletzt geprüft am 10.06.2021.

Baumeister, Stefan (2006): Anforderungen an Ethanol Tankstellen (2006). Online verfügbar unter https://docplayer.org/47921368-Anforderungen-an-ethanol-tankstellen-stefan-baumeister-ford-werke.html, zuletzt geprüft am 20.07.2021.

BAZL (2017): Annex 16, Environmental Protection, Volume III – Aeroplane CO2 Emissions. ICAO Annex 16 V III. Hg. v. Bundesamt für Zivilluftfahrt. ICAO Annex 16 V III. Online verfügbar unter https://www.bazl.admin.ch/dam/bazl/de/dokumente/Fachleute/Regulationen_und_Grundlagen/icao-annex/icao_annex_16_environmentalprotectionvolumeiii_co2.pdf.download.pdf/icao_annex_16_environmentalprotectionvolumeiii-co2.pdf, zuletzt aktualisiert am 2017, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

BAZL (2021): Anhänge zur Konvention der Int. Zivilluftfahrtorganisation (ICAO). ICAO Annex. Hg. v. Bundesamt für Zivilluftfahrt. ICAO Annex. Online verfügbar unter https://www.bazl.admin.ch/bazl/de/home/fachleute/regulation-und-grundlagen/rechtliche-grundlagen-und-richtlinien/anhaenge-zur-konvention-der-internationalen-zivilluftfahrtorgani.html, zuletzt aktualisiert am 20.05.2021, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

BDBe (2021): Verfahren. Online verfügbar unter https://www.bdbe.de/bioethanol/verfahren, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

bdew (2021): Interaktive Karte "Gas kann grün". Online verfügbar unter https://www.bdew.de/energie/erdgas/interaktive-karte-gas-kann-gruen/, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

Becker, W. L.; Braun, R. J.; Penev, M.; Melaina, M. (2012): Production of Fischer–Tropsch liquid fuels from high temperature solid oxide co-electrolysis units. In: *Energy* 47 (1), S. 99–115. DOI: 10.1016/j.energy.2012.08.047.

Bedoić, Robert; Ćosić, Boris; Duić, Neven (2019): Technical potential and geographic distribution of agricultural residues, co-products and by-products in the European Union. In: *The Science of the total environment* 686, S. 568–579. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2019.05.219.

Bekanntmachung Anrechnung Strom (2021): Bekanntmachung des Schätzwertes der anrechenbaren energetischen Menge elektrischen Stroms für ein reines Batterieelektrofahrzeug gemäß § 7 Absatz 3 der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen. Bekanntmachung Anrechnung Strom vom 02.12.2021. Fundstelle: BAnz AT 16.12.2021 B3.

Bekanntmachung Anrechnung Strom (2017): Bekanntmachung des Schätzwertes der anrechenbaren energetischen Menge elektrischen Stroms für ein reines Batterieelektrofahrzeug gemäß § 7 Absatz 3 der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen (38.BImSchV). Bekanntmachung Anrechnung Strom vom 21.12.2017. Fundstelle: BAnz AT 29.12.2017 B8.

Bekanntmachung THG-Minderung (28.10.2021): Bekanntmachung nach § 5 Absatz 3 der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen. Bekanntmachung THG-Minderung vom 04.10.2021. Fundstelle: BAnz AT 28.10.2021 B10.

Bellot, Franz-Fabian; Horschig, Thomas; Brosowski, André (2021): Quantifizierung europäischer Biomassepotenziale. In: *Open Agrar*. Online verfügbar unter https://www.openagrar.de/receive/openagrar_mods_00073600, zuletzt geprüft am 13.01.2022.

Benajes, Jesús; García, Antonio; Monsalve-Serrano, Javier; Martínez-Boggio, Santiago (2020): Potential of using OMEx as substitute of diesel in the dual-fuel combustion mode to reduce the global CO2 emissions. In: *Transportation Engineering* 1 (6), S. 100001. DOI: 10.1016/j.treng.2020.01.001.

Benjamin, Kirsten R.; Silva, Iris R.; Cherubim, João P.; McPhee, Derek; Paddon, Chris J. (2016): Developing Commercial Production of Semi-Synthetic Artemisinin, and of β-Farnesene, an Isoprenoid Produced by Fermentation of Brazilian Sugar. In: *Journal of the Brazilian Chemical Society. DOI:* 10.5935/0103-5053.20160119.

Bereczky, Akos (2017): Effect of the use of waste vegetable oil based biodiesel on the landscape in diesel engines. In: *Therm sci* 21 (1 Part B), S. 567–579. DOI: 10.2298/TSCI150630280B.

Bergmann, Jessica C.; Trichez, Débora; Sallet, Lunalva P.; Silva, Flávia Cristina de Paula; Almeida, Joao, R. M. (2018): Technological Advancements in 1G Ethanol Production and Recovery of By-Products Based on the Biorefinery Concept. In: *Advances in Sugarcane*

Biorefinery 2018, S. 73–95. Online verfügbar unter https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128045343000045?via%3Dihub, zuletzt geprüft am 22.06.2021.

Bezergianni, Stella; Dimitriadis, Athanasios; Sfetsas, Themistoklis; Kalogianni, Aggeliki (2010): Hydrotreating of waste cooking oil for biodiesel production. Part II. Effect of temperature on hydrocarbon composition. In: *Bioresource technology* 101 (19), S. 7658–7660. DOI: 10.1016/j.biortech.2010.04.043.

BFT (2021): Daten und Fakten zur Entwicklung des Tankstellenmarktes bzw. der Tankstelenbranche. Hg. v. Bundesverband freier Tankstellen e. V. Online verfügbar unter https://www.bft.de/daten-und-fakten/entwicklung-tankstellenanzahl, zuletzt aktualisiert am 22.06.2021, zuletzt geprüft am 22.06.2021.

Billig, E.; Decker, M.; Benzinger, W.; Ketelsen, F.; Pfeifer, P.; Peters, R. et al. (2019): Non-fossil CO2 recycling—The technical potential for the present and future utilization for fuels in Germany. In: *Journal of CO2 Utilization* 30 (6331), S. 130–141. DOI: 10.1016/j.jcou.2019.01.012.

biodieselbr (2020): ANP autoriza Potencial a participar do L76 como a maior usina do Brasil. Online verfügbar unter https://www.biodieselbr.com/noticias/regulacao/leilao/anp-autoriza-potencial-a-participar-do-l76-como-a-maior-usina-do-brasil-021020, zuletzt aktualisiert am 02.10.2020, zuletzt geprüft am 11.08.2021.

Bioenergy International (2021a): Arbios Biotech to build commercial-scale biocrude plant in Prince George. Unter Mitarbeit von Alan Sherrard. Online verfügbar unter https://bioenergyinternational.com/biofuels-oils/arbios-biotech-to-build-commercial-scale-biocrude-plant-in-prince-george, zuletzt aktualisiert am 06.10.2021, zuletzt geprüft am 20.10.2021.

Bioenergy International (2021b): Preem's Lysekil refinery begins producing renewable petrol from pyrolysis oil. Online verfügbar unter https://bioenergyinternational.com/biofuels-oils/preems-lysekil-refinery-begins-producing-renewable-petrol-from-pyrolysis-oil, zuletzt aktualisiert am 21.06.2021, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

Bioenergy International (2021c): Raízen reveals plans for second cellulosic ethanol plant in Brazil. Online verfügbar unter https://bioenergyinternational.com/biofuels-oils/raizen-reveals-plans-for-second-cellulosic-ethanol-plant-in-brazil, zuletzt aktualisiert am 01.07.2021, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

Bioenergy International (2021d): Haldor Topsoe begins commissioning of eSMR Methanol demo plant in Foulum. Online verfügbar unter https://bioenergyinternational.com/research-development/haldor-topsoe-begins-commissioning-of-esmr-methanol-demo-plant-in-foulum, zuletzt aktualisiert am 28.10.2021.

bioethanolcarburant.com (2021): Trouver une station Superéthanol-E85. Online verfügbar unter https://www.bioethanolcarburant.com/trouver-une-station-e85/, zuletzt geprüft am 29.09.2021.

BL2F (2021): About the project. Online verfügbar unter http://www.bl2f.eu/about-the-project/, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

BLE (2012): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2011. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Hg. v. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Bonn. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2011.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

BLE (2013): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2012. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. 2. überarbeitete Auflage. Hg. v. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Bonn. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2012_2_Auflage.pdf;jsessionid=F83723B2944228AD3C163782F8AEBF89.2_cid335?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

BLE (2014): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2013. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Hg. v. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Bonn. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2013.pdf;jsessionid=F83723B2944228AD3C163782F8AEBF89.2_cid335?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

BLE (2015): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2014. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Hg. v. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Bonn. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2014.pdf;jsessionid=F83723B2944228AD3C163782F8AEBF89.2_cid335?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

BLE (2016): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2015. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Hg. v. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Bonn. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

BLE (2017): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2016. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Hg. v. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Bonn. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2016.pdf;jsessionid=D0914B16717DA3641645C832122839C3.1_cid325?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

BLE (2018): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2017. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Hg. v. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Bonn. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2017.pdf;jsessionid=D0914B16717DA3641645C832122839C3.1_cid325?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

BLE (2019): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2018. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Hg. v. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Bonn. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2018.pdf, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

BLE (2020): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2019. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Hg. v. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2019.pdf, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

BLE (2021a): Bericht zur Markt- und Versorgungslage mit Fleisch 2021. Hg. v. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/BZL/Daten-Berichte/Fleisch/2021BerichtFleisch.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 02.01.2022.

BLE (2021b): Report Monitoring Biokraftstoffsektor - detaillierte Informationsbereitstellung zu den verwendeten Biomassen für die Bereitstellung von Biokraftstoffen in Deutschland 2019. Leipzig (2021). E-Mail an DBFZ.

BLE (2021c): Information über die Attribute der in der staatlichen Datenbank Nabisy hinterlegten Biomassearten. Hg. v. Nabisy. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Nabisy/Biomassecodeliste.xlsx;jsessionid=6CB397FE5890627C12ECC742B96B245C.1_cid335?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt geprüft am 13.01.2022.

BLE (2021d): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2020. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Hg. v. Bundeministerium für Landwirtschaft und Ernährung. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Bonn. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2020.pdf;jsessionid=E4B37F25CA48344B01D7917DC1A922C3.2_cid335?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 04.01.2022.

BMBF (2019): Methanpyrolyse: Klimafreundlicher Wasserstoff. Hg. v. Bundesministerium für Bildung und Forschung. Online verfügbar unter https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/wasserstoff-aus-methanpyrolyse.php, zuletzt aktualisiert am 01.04.2019, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

BMBF (2020): Nationale Bioökonomiestrategie. Hg. v. Bundesministerium für Bildung und Forschung. Online verfügbar unter https://biooekonomie.de/sites/default/files/files/2020-06/bmbf_nationale_biooekonomiestrategie_langfassung_deutsch.pdf, zuletzt aktualisiert am 03.2020, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

BMEL (Hg.) (2019): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland 2018 (62. Jahrgang). Online verfügbar unter https://www.bmel-statistik.de/fileadmin/SITE_MASTER/content/Jahrbuch/Agrarstatistisches-Jahrbuch-2018.pdf, zuletzt geprüft am 14.01.2022.

BMEL (Hg.) (2021): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland 2020 (64. Jahrgang). Online verfügbar unter https://www.bmel-statistik.de/fileadmin/SITE_MASTER/content/Jahrbuch/Agrarstatistisches-Jahrbuch-2020.pdf, zuletzt geprüft am 14.01.2022.

BMU (2019): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Online verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

BMU (2021): DOPPLUNG Klimaschutzplan 2050 – Die deutsche Klimaschutzlangfriststrategie. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/, zuletzt aktualisiert am 14.06.2021, zuletzt geprüft am 14.06.2021.

BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin.

BMVI (2015): Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/ministerien/bmvi/bmvi-online/2015/DL_BMVI_Online_08_15.pdf;jsessionid=F5487ACB7B04788249146C71ABBD974C.live21303?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt aktualisiert am 08/2015, zuletzt geprüft am 28.10.2021.

BMVI (2016): Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. als Teil der Umsetzung der Richtlinie 2014/94/EU. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. als Teil der Umsetzung der Richtlinie 2014/94/EU. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/mks-nationaler-strategierahmen-afid.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

BMVI (2019): Erster Bericht über die Umsetzung des nationalen Strategierahmens in Deutschland. (AFID-Bericht). Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. (AFID-Bericht). Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/afid-erster-bericht.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 14.10.2021.

BMVI (2020): Bekanntmachung der Richtlinie über den Einsatz von Bundesmitteln im Rahmen des Programms „Ladeinfrastruktur an Wohngebäuden – Investitionszuschuss“. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/richtlinie-private-ladeinfrastruktur.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

BMVI (2021a): Gesetzeskarte Elektromobilität. Zentrale Strategien, Gesetze und Verordnungen. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Zentrale Strategien, Gesetze und Verordnungen. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/buendnis-fuer-moderne-mobilitaet-gesetzeskarte-elektromobilitaet.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

BMVI (2021b): Transeuropäische Verkehrsnetze (TEN-V). Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/transeuropaeische-verkehrsnetze.html, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

BMWi (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html.

BMWi (2021): Bekanntmachung zur Pkw-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/bekanntmachung-zur-pkw-energieverbrauchskennzeichnungsverordnung-preisliste.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

Bockisch, Michael (1993): Nahrungsfette und -öle. Stuttgart: Ulmer (Handbuch der Lebensmitteltechnologie).

Bongartz, D.; Doré, L.; Eichler, K.; Grube, T.; Heuser, B.; Hombach, L. E. et al.: Comparison of light-duty transportation fuels produced from renewable hydrogen and green carbon dioxide.

Bongartz, Dominik; Doré, Larissa; Eichler, Katharina; Grube, Thomas; Heuser, Benedikt; Hombach, Laura E. et al. (2018): Comparison of light-duty transportation fuels produced from renewable hydrogen and green carbon dioxide. In: *Applied Energy* 231, S. 757–767. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.09.106.

Bradin, David (2014): Process for producing renewable jet fuel compositions. Angemeldet durch David Bradin. Anmeldenr: US201261667605P. Veröffentlichungsnr: WO2014008337A1. Prioriätsdaten: 03.07.2012.

Brandin, Jan; Liliedahl, Truls (2011): Unit operations for production of clean hydrogen-rich synthesis gas from gasified biomass. In: *Biomass and Bioenergy* 35 (5), S8-S15. DOI: 10.1016/j.biombioe.2011.05.025.

Brohi, Emtiaz Ali (2014): Ammonia as fuel for internal combustion engines? An evaluation of the feasibility of using nitrogen based fuels in ICE. An evaluation of the feasibility of using nitrogen based fuels in ICE. Online verfügbar unter https://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/207145/207145.pdf, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

Brown, Trevor (2013): Renewable Ammonia from Biomass: SynGest, BioNitrogen, Agrebon. Online verfügbar unter https://nh3fuelassociation.org/2013/04/24/ammonia-from-biomass/, zuletzt aktualisiert am 24.04.2013, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

Bründlinger, Thomas; König, Julian Elizalde; Frank, Oliver; Gründig, Dietmar; Jugel, Christoph; Kraft, Patrizia et al. (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf, zuletzt geprüft am 06.10.2021.

BTG bioliquids (2021): From sawdust to tank. Online verfügbar unter https://www.btg-bioliquids.com/plant/pyrocell-gavle-sweden/, zuletzt geprüft am 20.10.2021.

Buddenberg, Torsten; Bergins, Christian (2016): Capturing of CO2 in Waste Incineration Plants towards Power2Fuel. Hg. v. MHPS Mitsubishi Hitachi Power Systems.

Bullerdiek, Nils; Buse, Joachim; Dögnitz, Niels; Feige, Andreas; Halling, Ann-Marlen; Hauschild, Stephanie et al. (2019a): Einsatz von Multiblend-JET-A-1 in der Praxis. Zusammenfassung der Ergebnisse aus dem Modellvorhaben der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Zusammenfassung der Ergebnisse aus dem Modellvorhaben der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Leipzig.

Bullerdiek, Nils; Buse, Joachim; Kaltschmitt, Martin; Pechstein, Jan (2019b): Regulatory Requirements for Production, Blending, Logistics, Storage, Aircraft Refuelling, Sustainability Certification and Accounting of Sustainable Aviation Fuels (SAF). Report within the Research and Demonstration Project on the Use of Renewable Kerosene at Airport Leipzig/Halle (DEMO-SPK). Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Report within the Research and Demonstration Project on the Use of Renewable Kerosene at Airport Leipzig/Halle (DEMO-SPK). Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/demo-spk-recommendation-paper.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

KSG (2019): Bundes-Klimaschutzgesetz. KSG vom 12.12.2019.

Bundesnetzagentur (2021): La-de-säu-len-kar-te. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/E-Mobilitaet/Ladesaeulenkarte/start.html, zuletzt geprüft am 28.10.2021.

Bundesregierung (2021): Generationenvertrag für das Klima. Klimaschutzgesetz 2021. Klimaschutzgesetz 2021. Online verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672, zuletzt aktualisiert am 27.08.2021, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

Bunge Deutschland GmbH (2018): Pflanzenöl. Sicherheitsdatenblatt. Hg. v. Bunge Deutschland GmbH. Sicherheitsdatenblatt. Online verfügbar unter https://www.bunge-deutschland.de/fileadmin/user_upload/downloads/sicherheitsdatenblaetter/SDB_Pflanzenoel_2018.pdf, zuletzt geprüft am 06.10.2021.

Butera, Giacomo; Jensen, Søren H.; Ahrenfeldt, Jesper; Clausen, Lasse R. (2021): Techno-economic analysis of methanol production units coupling solid oxide cells and thermochemical biomass conversion via the TwoStage gasifier. In: *Fuel Processing Technology* 215, S. 106718. DOI: 10.1016/j.fuproc.2020.106718.

Buttler, Alexander; Spliethoff, Hartmut (2018): Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids. A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82 (3), S. 2440–2454. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.003.

BYOGY Renewables (2016): Renewable fuels for all modes of transport. Online verfügbar unter https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/09/f33/weiss_alternative_aviation_fuels_workshop.pdf, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

C2FUEL (2020): Project concept and objectives. Online verfügbar unter https://c2fuel-project.eu/about-c2fuel/, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

C3-Mobility (2021): C3-Mobility - Ausgewählte Projektergebnisse. Online verfügbar unter http://www.c3-mobility.de/abgeschlossene-arbeitspakete/, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

CAAFI (2009): Declaration and Recommendations. Conference on Aviation and Alternative Fuels. Conference on Aviation and Alternative Fuels. Online verfügbar unter https://www.icao.int/Meetings/caaf2009/Documents/CAAF-09_WP024_en.pdf, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

CAAFI (2013): CAAFI Fuel Readiness Level Pass/Fail Criteria List. Online verfügbar unter https://www.caafi.org/information/pdf/PassFailCriteria_Alternative%20Fuel%20FRL%202013_06_26.pdf, zuletzt aktualisiert am 26.06.2013, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

CAAFI (2018): Alternative Jet Fuel Production Facilities Status. Online verfügbar unter https://www.caafi.org/focus_areas/docs/Alternative_Jet_Fuel_Production_Facilities_Status.pdf, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

CAAFI (2021): Fuel Qualification. Online verfügbar unter https://www.caafi.org/focus_areas/fuel_qualification.html, zuletzt geprüft am 22.06.2021.

Calpam Mineralöl-Gesellschaft mbH (2018): FAME (Biodiesel). Sicherheitsdatenblatt. Hg. v. Calpam Mineralöl-Gesellschaft mbH. Sicherheitsdatenblatt. Online verfügbar unter https://calpam.com/wp-content/uploads/2019/10/SDB-Calpam-FAME-Biodiesel_2018-neu.pdf, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

Capaz, Silva R. (2021): Alternative aviation fuels in Brazil. Environmental performance and economic feasibility. Environmental performance and economic feasibility.

CAPHENIA (2021): CAPHENIA produziert E-Fuels in Niedersachsen. Online verfügbar unter https://caphenia.tech/caphenia-produziert-e-fuels-in-niedersachsen/, zuletzt aktualisiert am 28.10.2021.

Cardoso, João Sousa; Silva, Valter; Chavando, José Antonio Mayoral; Eusébio, Daniela; Hall, Matthew J.; Costa, Mário (2021): Small-Scale Biomass Gasification for Green Ammonia Production in Portugal. A Techno-Economic Study. In: *Energy Fuels* 35 (17), S. 13847–13862. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c01928.

Carl Roth GmbH: Rapsöl. Sicherheitsdatenblatt. Hg. v. Carl Roth GmbH. Sicherheitsdatenblatt. Online verfügbar unter https://www.carlroth.com/medias/SDB-6964-DE-DE.pdf?context=bWFzdGVyfHNlY3VyaXR5RGF0YXNoZWV0c3wyMTg1NDZ8YXBwbGljYXRpb24vcGRmfHNlY3VyaXR5RGF0YXNoZWV0cy9oODYvaGNiLzg5MTMwNjEzMTQ1OTAucGRmfDNlMzM3MTQwMjU0NmFiZDU3MmRiNTg3YWFmMDBkNDg2MWRmYTAwMzc2NGQzZDg5OTU1MDVmYTA1OGI1MzJmOGU, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

Carl Roth GmbH (2020): Methanol ≥99 %, zur Synthese. Sicherheitsdatenblatt. Hg. v. Carl Roth GmbH. Sicherheitsdatenblatt. Online verfügbar unter https://www.carlroth.com/medias/SDB-8388-DE-DE.pdf?context=bWFzdGVyfHNlY3VyaXR5RGF0YXNoZWV0c3wzNzYzNjZ8YXBwbGljYXRpb24vcGRmfHNlY3VyaXR5RGF0YXNoZWV0cy9oNzIvaDczLzkwMzE2NDY2MDk0MzgucGRmfGY1MTQwNzEzZWI5NTBmZjFmNjc3YzExZmQ5NTBmZDNjZDNkMDAzYmU3MWIxMTM5OTNkMzkwNjFlNGY2MzA0YTE, zuletzt geprüft am 06.10.2021.

Carl Roth GmbH (2021): Ethanol 96%, Ph.Eur., reinst. Sicherheitsdatenblatt. Hg. v. Carl Roth GmbH. Sicherheitsdatenblatt. Online verfügbar unter https://www.carlroth.com/medias/SDB-P075-BE-DE.pdf?context=bWFzdGVyfHNlY3VyaXR5RGF0YXNoZWV0c3wyNzgxODI8YXBwbGljYXRpb24vcGRmfHNlY3VyaXR5RGF0YXNoZWV0cy9oZDcvaDVlLzkwMjc3OTk0NDk2MzAucGRmfDQwZjZkMDlmYzEyNTJk0DQ5ZDY2NWNlYzA2YTE4YzU4ZTJlNzgyZGFlYTYxMzIzODZiYmY2ODA1NTE2YzYzYTk, zuletzt geprüft am 06.10.2021.

Castello, Daniele; Haider, Muhammad Salman; Rosendahl, Lasse Aistrup (2019): Catalytic upgrading of hydrothermal liquefaction biocrudes. Different challenges for different feedstocks. In: *Renew. Energy* 141, S. 420–430.

Castello, Daniele; Pedersen, Thomas; Rosendahl, Lasse (2018): Continuous Hydrothermal Liquefaction of Biomass. A Critical Review. In: *Energies* 11 (11), S. 3165. DOI: 10.3390/en11113165.

Chen, Peter H.; Quinn, Jason C. (2021): Microalgae to biofuels through hydrothermal liquefaction. Open-source techno-economic analysis and life cycle assessment. In: *Applied Energy* 289, S. 116613. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.116613.

Cherad, Ramzi; Onwudili, J. A.; Biller, Pratrick; Williams, P. T.; Ross, A. B. (2016): Hydrogen production from the catalytic supercritical water gasification of process water generated from hydrothermal liquefaction of microalgae. In: *Fuel* 166, S. 24–28.

Chuck, Christopher J. (Hg.) (2016): Biofuels for aviation. Feedstocks, technology and implementation. Feedstocks, technology and implementation. London, UK, San Diego, CA: Academic Press.

Cihlar, J.; Lejarreta, A. V.; Wang, A.; Melgar, F.; Jens, J.; Rio, P. (2020): Hydrogen Generation in Europe. Overview of Key costs and Benefits. Hg. v. European Commission. Overview of Key costs and Benefits. Online verfügbar unter https://op.europa.eu/de/publication-detail/-/publication/7e4afa7d-d077-11ea-adf7-01aa75ed71a1/language-en, zuletzt geprüft am 05.01.2022.

Ciria, Carlos S.; Barro, Ruth; Sanz, Marina; Ciria, Pilar (2020): Long-Term Yield and Quality Performance of Perennial Energy Grasses (Agropyron spp.) on Marginal Land. In: *Agronomy* 10 (7), S. 1051. DOI: 10.3390/agronomy10071051.

Clariant (2021a): Clariant completes construction of first commercial Sunliquid® cellulosic ethanol plant in Podari, Romania. Online verfügbar unter https://www.clariant.com/en/Corporate/News/2021/10/Clariant-completes-construction-of-first-commercial-sunliquid-cellulosic-ethanol-plant-in-Podari-Rom, zuletzt aktualisiert am 15.10.2021, zuletzt geprüft am 29.10.2021.

Clariant (2021b): Welcome at Clariant in Romania. Commercial-scale flagship plant for the production of cellulosic ethanol. Commercial-scale flagship plant for the production of cellulosic ethanol. Online verfügbar unter https://www.clariant.com/pt/Company/Contacts-and-Locations/Key-Sites/Romania, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

Clariant (2021c): sunliquid® Cellulosic Ethanol Plant in Romania. Online verfügbar unter https://www.clariant.com/de/Corporate/Events/2021/10/Global-Media-Call-sunliquid-Cellulosic-Ethanol-Plant, zuletzt aktualisiert am 13.10.2021, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

CO2FOKUS (2020): Our Approach. Online verfügbar unter https://www.co2fokus.eu/our-approach/, zuletzt geprüft am 21.10.2021.

Deligierte Verordnung (EU) C(2019)2055 (2019): COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) C(2019) 2055 of 13.3.2019 supplementing Directive (EU) 2018/2001 as regards the determination of high indirect land-use change-risk feedstock for which a significant expansion of the production area into land with high carbon stock is observed and the certification of low indirect landuse change-risk biofuels, bioliquids and biomass fuels. Deligierte Verordnung (EU) C(2019)2055 vom 13.03.2019.

ETD (31.05.2021): Community framework for the taxation of energy products and electricity. ETD.

CORDIS (2013): FTE-Erfolgsstorys - Potenzial von Algen als Biokraftstoff erwecken. Online verfügbar unter https://cordis.europa.eu/article/id/90176-rtd-success-stories-unlocking-the-biofuel-potential-of-algae/de, zuletzt aktualisiert am 16.12.2013, zuletzt geprüft am 04.11.2021.

CORDIS (2016): FLExible Dimethyl ether production from biomass Gasification with sorption-enhancED processes (FLEDGED). Online verfügbar unter https://cordis.europa.eu/project/id/727600, zuletzt aktualisiert am 27.06.2017, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

CORDIS (2021): Fuel via Low Carbon Integrated Technology from Ethanol. Online verfügbar unter https://cordis.europa.eu/project/id/857839, zuletzt aktualisiert am 22.07.2021, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Cui, Lei; Ren, Yongkang; Murray, Timothy D.; Yan, Wenze; Guo, Qing; Niu, Yuqi et al. (2018): Development of Perennial Wheat Through Hybridization Between Wheat and Wheatgrasses. A Review. In: *Engineering* 4 (4), S. 507–513. DOI: 10.1016/j.eng.2018.07.003.

Czarnikow (2021): Ethanol vs sugar: the price relationship that keeps Brazil's sugar market guessing. Online verfügbar unter https://www.czarnikow.com/blog/brazil-sugar-market-ethanol-sugar, zuletzt aktualisiert am 08.02.2021, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

Dahmen, Nicolaus; Henrich, Edmund; Dinjus, Eckhard; Weirich, Friedhelm (2012): The bioliq® bioslurry gasification process for the production of biosynfuels, organic chemicals, and energy. In: *Energ Sustain Soc* 2 (1), S. 327. DOI: 10.1186/2192-0567-2-3.

Daniel-Gromke, Jaqueline; Kretzschmar, Jörg; Stinner, Walter; Barchmann, Tino; Denysenko, Velina; Rensberg, Nadja; Liebetrau, Jan (2018): Beitrag von Biogas im Rahmen der Sektorkopplung. Expertenfrühstück "Die Rolle des Gassektors in der Energiewende". Berlin (2018).

Daniel-Gromke, Jaqueline; Rensberg, Nadja; Denysenko, Velina; Trommler, Marcus; Reinholz, Toni; Völler, Klaus et al. (2017): Anlagenbestand Biogas und Biomethan - Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ Report, Nr. 30).

Dannesboe, Christian; Hansen, John Bøgild; Johannsen, Ib (2021): Removal of sulfur contaminants from biogas to enable direct catalytic methanation. In: *Biomass Conv. Bioref.* 11 (5), S. 1823–1834. DOI: 10.1007/s13399-019-00570-7.

Davis, Stacy C.; Boundy, Robert G. (2020): Transportation Energy. Data Book. 38.2. Aufl. Hg. v. Oak Ridge National Laboratory. Data Book. Online verfügbar unter https://www.inist.org/library/2020-08.Davis_Boundy.TransportationEnergyDataBook_Ed_38.US_DOE.pdf, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

DBFZ (2021a): Pilotanlage Synthetisiertes Biogas. Bioressourcen und Wasserstoff zu Methan als Kraftstoff – Konzeptionierung einer Anlage im Pilotmaßstab. Bioressourcen und Wasserstoff zu Methan als Kraftstoff – Konzeptionierung einer Anlage im Pilotmaßstab. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/projektseiten/pilot-sbg, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

DBFZ (2021b): Ressourcendatenbank. Online verfügbar unter https://webapp.dbfz.de/resource-database/?lang=de, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

DBFZ (2022): Monitoringbericht erneuerbare Energien im Verkehr. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/Monitoring-EE-im-Verkehr/, zuletzt aktualisiert am 15.12.2021, zuletzt geprüft am 15.12.2021.

DBFZ; ZALF; DLR; DFD; ILB; vTI (2010): Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen. Statuos Quo und Möglichkeit der Präzisierung. Statuos Quo und Möglichkeit der Präzisierung. Online verfügbar unter https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/255.DBFZ_ZALF_DLR_VTI_Globale_Regionale_Biomassepotenziale_mar10.pdf, zuletzt aktualisiert am 03.2010, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

DBI (2019): Verbundvorhaben FlexDME - Entwicklung einer flexibel operierenden Demonstrationsanlage zur Erzeugung von Dimethylether aus Biogas und Wasserstoff. Online verfügbar unter https://www.dbi-gruppe.de/files/PDFs/Projekte/82_Projektsteckbrief_FlexDME_03EIV121D.pdf, zuletzt aktualisiert am 03.06.2019, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

DBU (2010): Abschlussbericht Aktenzeichen 13224-32. „Förderschwerpunkt-Biotechnologie: ChemBioTec: Integrierter Prozess zur Produktion von Omega-3-EPA mittels Mikroalgen im Photobioreaktor, Entwicklung von Aufschlussund Extraktionsverfahren“. „Förderschwerpunkt-Biotechnologie: ChemBioTec: Integrierter Prozess zur Produktion von Omega-3-EPA mittels Mikroalgen im Photobioreaktor, Entwicklung von Aufschlussund Extraktionsverfahren“. Online verfügbar unter https://www.dbu.de/OPAC/ab/DBU-Abschlussbericht-AZ-13224.pdf, zuletzt geprüft am 04.11.2021.

DEHSt (2021): Projekte im Kraftstoffsektor. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/DE/Klimaschutzprojekte-Seeverkehr/UERV/upstream-emissionsminderungen_node.html, zuletzt geprüft am 22.01.2021.

Verordnung (EU) 2017/655 (19.12.2016): Delegierte Verordnung (EU) 2017/655 zur Ergänzung der Verordnung (EU) 2016/1628 des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Überwachung der Emissionen gasförmiger Schadstoffe von in Betrieb befindlichen Verbrennungsmotoren in nicht für den Straßenverkehr bestimmten mobilen Maschinen und Geräten. Verordnung (EU) 2017/655 vom 07.08.2018. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 60 (L 102), S. 334–363.

Demoures, Sylvain (2020): French success story on E85: can it be replicated across Europe ? Fuels of the Future 2020. Fuels of the Future 2020. Berlin.

Demuynck, Joachim (2021): Advanced emission controls and renewable fuels for future-proof engines with low pollutants and lifecycle CO2 emissions. 9th Intern. Conf. “Fuel Science - From Production to Propulsion”. 22-24 June 2021. 9th Intern. Conf. “Fuel Science - From Production to Propulsion” (2021). Online verfügbar unter https://www.aecc.eu/wp-content/uploads/2021/06/210623-AECC-presentation-FSC-conference-final.pdf, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

dena (2021a): Audi e-gas Projekt. Online verfügbar unter https://www.powertogas.info/projektkarte/audi-e-gas-projekt/, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

dena (2021b): Branchenbarometer Biomethan 2021. dena-ANALYSE. Unter Mitarbeit von Toni Reinholz und Klaus Völler. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). dena-ANALYSE.

dena (2021c): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Destatis (2021a): Bevölkerung nach Nationalität und Geschlecht (Quartalszahlen). Bevölkerungsstand. Hg. v. Destatis. Bevölkerungsstand. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsstand/Tabellen/liste-zensus-geschlecht-staatsangehoerigkeit.html, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Destatis (2021b): Elektrischer Strom. Abgabe an private Haushalte. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Abgabe an private Haushalte. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/energiepreisentwicklung-pdf-5619001.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Deutsche Bahn (2020): Integrierter Bericht 2020. Online verfügbar unter https://ibir.deutschebahn.com/2020/fileadmin/downloads/pdf/DB_IB20_d_web_01.pdf, zuletzt geprüft am 28.10.2021.

Deutsche Bahn (2021): DB Energie - Treiber der Energiewende für die Mobilität der Zukunft. Online verfügbar unter https://www.dbenergie.de/dbenergie-de/nachhaltigkeit, zuletzt geprüft am 28.10.2021.

Deutsche Bahn AG (2016): DB-Konzern - Unsere Flotten und Netzwerke 2015. Hg. v. Deutsche Bahn AG. Online verfügbar unter https://ir.deutschebahn.com/fileadmin/Deutsch/2015/Berichte/IB_2015_Flotte_de.pdf, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Deutscher Bundestag (2019): Luftverschmutzungen durch die Binnenschifffahrt. Antwort der Bundesregierung auf kleine Anfrage. Drucksache 19/7510. Hg. v. Deutscher Bundestag. Antwort der Bundesregierung auf kleine Anfrage. Online verfügbar unter https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/075/1907510.pdf, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Deutscher Bundestag (2020): Beschaffung von rollendem Material bei der Deutschen Bahn AG. Antwort der Bundesregierung auf kleine Anfrage. Drucksache 19/22478. Hg. v. Deutscher Bundestag. Antwort der Bundesregierung auf kleine Anfrage. Online verfügbar unter http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/224/1922478.pdf, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Deutscher Bundestag (2022a): Gesetze. Parlamentsbegriffe A – Z. Hg. v. Deutscher Bundestag. Parlamentsbegriffe A – Z. Online verfügbar unter https://www.bundestag.de/services/glossar/glossar/G/gesetze-245434, zuletzt geprüft am 18.01.2022.

Deutscher Bundestag (2022b): Rechtsverordnung. Parlamentsbegriffe A – Z. Hg. v. Deutscher Bundestag. Parlamentsbegriffe A – Z. Online verfügbar unter https://www.bundestag.de/services/glossar/glossar/R/rechtsverord-245520, zuletzt geprüft am 18.01.2022.

Di Marcoberardino, Gioele; Foresti, Stefano; Binotti, Marco; Manzolini, Giampaolo (2018): Potentiality of a biogas membrane reformer for decentralized hydrogen production 129, S. 131–141. DOI: 10.1016/j.cep.2018.04.023.

Dias, M. E.; Oliveira, G. H.D.; Couto, P. T.; Dussán, K. J.; Zaiat, M.; Ribeiro, R. et al. (2021): Anaerobic digestion of hydrothermal liquefaction wastewater from spent coffee grounds. In: *Biomass and Bioenergy* 148, S. 106030.

Dieterich, Vincent; Buttler, Alexander; Hanel, Andreas; Spliethoff, Hartmut; Fendt, Sebastian (2020): Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer–Tropsch-fuels. A review. In: *Energy Environ. Sci.* 13 (10), S. 3207–3252. DOI: 10.1039/d0ee01187h.

Proposal EU-ETS (2021): Directive amending Directive 2003/87/EC as regards aviation's contribution to the Union's economy-wide emission reduction target and appropriately implementing a global market-based measure. Proposal EU-ETS vom 14.07.2021.

DLR (2003): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/landwirtschaft/pdf/Oekologisch_optimierter_Ausbau_Langfassung.pdf, zuletzt aktualisiert am 03.2003, zuletzt geprüft am 28.10.2021.

DLR (2017): A standardized methodology for the techno-conomic evaluation of alternative fuels – A case study. Online verfügbar unter https://elib.dlr.de/109190/, zuletzt geprüft am 05.11.2021.

DLR (2020): Wind-strom als Bei-trag für kli-maf-reund-li-ches Flie-gen. Online verfügbar unter https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2020/03/20200820_windstrom_als_beitrag_fuer_klimafreundliches_fliegen.html, zuletzt aktualisiert am 24.08.2020, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Dressler, Daniela; Engelmann, Karsten; Serdjuk, Martina; Remmele, Edgar (2016): Rapsölkraftstoffproduktion in Bayern. Analyse und Bewertung ökologischer und Analyse und Bewertung ökologischer und ökonomischer Wirkungen nach der ExpRessBio-Methode nach der ExpRessBio-Methode. Hg. v. TFZ Technologie- und Förderzentrum. Analyse und Bewertung ökologischer und Analyse und Bewertung ökologischer und ökonomischer Wirkungen nach der ExpRessBio-Methode nach der ExpRessBio-Methode.

DTU (2019): Final report. MeGa-stoRE 2 - Phase 2. MeGa-stoRE 2 - Phase 2. Online verfügbar unter https://energiforskning.dk/sites/energiforskning.dk/files/slutrapporter/megastore2.2_final_report_27-jun_19_1_16072019_13021.pdf, zuletzt aktualisiert am 30.06.2019, zuletzt geprüft am 05.11.2021.

DTU (2020): Biogas into methanol in a container. Online verfügbar unter https://www.dtu.dk/english/about/press-room/articles/2020/06/biogas-into-methanol-in-a-container?id=81048c4e-9d28-4a41-a059-6a881f8b1989, zuletzt aktualisiert am 04.06.2020, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Durchführungsverordnung (EU) 2017/1578 (2017): Durchführungsverordnung (EU) 2017/1578 der Komission vom 18. September 2017 zur Änderung der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1194/2013 des Rates zur Einführung eines endgültigen Antidumpingzolls und zur endgültigen Vereinnahmung des vorläufigen Zolls auf die Einfuhren von Biodiesel mit Ursprung in Argentinien und Indonesien. Durchführungsverordnung (EU) 2017/1578 vom 18.09.2017. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 60 (L 239), S. 9–24.

Durchführungsverordnung (EU) 2021/1266 (2021): Durchführungsverordnung (EU) 2021/1266 der Kommission vom 29. Juli 2021 zur Einführung eines endgültigen Antidumpingzolls auf die Einfuhren von Biodiesel mit Ursprung in den Vereinigten Staaten von Amerika im Anschluss an eine Auslaufüberprüfung nach Artikel 11 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2016/1036 des Europäischen Parlaments und des Rates. Durchführungsverordnung (EU) 2021/1266 vom 02.08.2021. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 64 (L 277), S. 34–61.

E4tech (2020): Assessment of the potential for new feedstocks for the production of advanced biofuels (Renewable Energy Directive – Annex IX). Online verfügbar unter https://www.e4tech.com/resources/239-assessment-of-the-potential-for-new-feedstocks-for-the-production-of-advanced-biofuels-renewable-energy-directive-annex-ix.php, zuletzt aktualisiert am 08.2020, zuletzt geprüft am 06.08.2021.

EAFO (2021a): EU-27 | Alternative Fuels and Infrastructure. Country detail. Hg. v. European Alternative Fuels Observatory. Country detail. Online verfügbar unter https://www.eafo.eu/countries/european-union/23640/summary, zuletzt aktualisiert am 22.06.2021, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

EAFO (2021b): Germay | Alternative Fuels and Infrastructure. Country detail. Hg. v. European Alternative Fuels Observatory. Country detail. Online verfügbar unter https://www.eafo.eu/countries/germany/1734/summary, zuletzt aktualisiert am 22.06.2021, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

EI/JIG 1530: EI/JIG Standard 1530 Quality assurance requirements for the manufacture, storage and distribution of aviation fuel to airports (A4).

El-Nagar, Raghda Ahmed; Ghanem, Alaa Ali (2019): Syngas Production, Properties, and Its Importance. Online verfügbar unter https://www.intechopen.com/chapters/69842, zuletzt aktualisiert am 21.11.2018, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Emberger, Peter (2013): Zünd-, Verbrennungs- und Emissionsverhalten verschiedener Pflanzenöle. Dissertation, Halle (Saale).

EMCEL GmbH (2018): Wie wirkt sich Wasserstoffverunreinigung auf eine Brennstoffzelle aus? Online verfügbar unter https://emcel.com/de/wasserstoffverunreinigung-in-brennstoffzellen/, zuletzt aktualisiert am 16.04.2018, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Enderlein, Heinz; Schrader, Bernhard (1991): Verkehr in Zahlen. 20. Aufl. Hg. v. Der Bundesminister für Verkehr. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen_1991-pdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

EnergieStG (2015): Energiesteuergesetz. EnergieStG vom 03.12.2015. In: *BGBl* (I), S. 2178.

EnergieStG (2006): Energiesteuergesetz. EnergieStG vom 15.07.2006. In: *BGBl* (I Nr. 33), S. 1534.

Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2021): In Leuna entsteht die größte PEM-Elektrolyse-Anlage der Welt. Hg. v. Martin Czakainski. Online verfügbar unter https://www.energie.de/et/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/in-leuna-entsteht-die-groesste-pem-elektrolyse-anlage-der-welt, zuletzt aktualisiert am 19.01.2021, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Enerkem (2021a): Repsol to join Enerkem and Agbar to build a waste to chemicals plant in Tarragona. Online verfügbar unter https://enerkem.com/news-release/repsol-to-join-enerkem-and-agbar-to-build-a-waste-to-chemicals-plant-in-tarragona/, zuletzt aktualisiert am 27.04.2021, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Enerkem (2021b): Technology comparison. Reducing greenhouse gas emissions and making everyday products greener while offering a sustainable alternative to landfilling, incineration, and other technologies. Reducing greenhouse gas emissions and making everyday products greener while offering a sustainable alternative to landfilling, incineration, and other technologies. Online verfügbar unter https://enerkem.com/process-technology/technology-comparison/, zuletzt geprüft am 06.07.2021.

Enerkem (2022): Methanol. Online verfügbar unter https://enerkem.com/products/methanol/, zuletzt aktualisiert am 2022, zuletzt geprüft am 13.01.2022.

ENI (2020): Versalis: biomass power plant restarted at Crescentino and bioethanol production onstream within the first half of the year. Online verfügbar unter https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2020/02/versalis-biomass-power-plant-restarted-at-crescentino-and-bioethanol-production-onstream-within-the-first-half-of-the-year.html, zuletzt aktualisiert am 08.02.2020, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

ENI (2021a): Hydrogen, the potential of an energy vector. Online verfügbar unter https://www.eni.com/en-IT/operations/hydrogen-clean-energy-strategy-eni.html, zuletzt aktualisiert am 23.03.2021, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

ENI (2021b): Website - Biorefineries, a solid example of circular economy. Venice and Gela, two major refineries converted in line with new standards, are emblematic of our work on environmental sustainability. Venice and Gela, two major refineries converted in line with new standards, are emblematic of our work on environmental sustainability. Online verfügbar unter https://www.eni.com/en-IT/operations/biorefineries.html, zuletzt aktualisiert am 19.10.2021, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

ENI (2021c): Hydrogen, the potential of an energy vector. Waste-to-Hydrogen. Waste-to-Hydrogen. Online verfügbar unter https://www.eni.com/en-IT/operations/hydrogen-clean-energy-strategy-eni.html, zuletzt aktualisiert am 28.10.2021.

Ensyn (2021): Georgia Project. Dooley County, Georgia, U.S. - First Production Expansion Project in the U.S. for Fuels. Dooley County, Georgia, U.S. - First Production Expansion Project in the U.S. for Fuels. Online verfügbar unter http://www.ensyn.com/georgia.html, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

ePure ASBL (2020): E85. An ethanol blend to fuel Europe's clean mobility. Hg. v. ePure ASBL. An ethanol blend to fuel Europe's clean mobility. Online verfügbar unter https://www.epure.org/wp-content/uploads/2020/08/200803-DEF-PP-E85-factsheet-Single-pages.pdf, zuletzt geprüft am 29.09.2021.

DIN EN 16723-2 (2017): Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz - Teil 2: Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge; Deutsche Fassung EN 16723-2:2017 (2017).

Ernst, Stefan (Hg.) (2013): Preprints of the DGMK-Conference "New Technologies and Alternative Feedstocks in Petrochemistry and Refining", October 9 - 11, 2013, Dresden, Germany. (authors' manuscripts). (authors' manuscripts). Als Ms. gedr. Hamburg: DGMK (Tagungsbericht / DGMK, 2013,2). Online verfügbar unter https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/22176029.

ETIP Bioenergy (2017): Updated and expanded databases. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5b4c4768d&appId=PPGMS, zuletzt aktualisiert am 21.07.2017, zuletzt geprüft am 06.07.2021.

ETIP Bioenergy (2021a): Cellulosic Ethanol (CE). Online verfügbar unter https://www.etipbioenergy.eu/value-chains/products-end-use/products/cellulosic-ethanol, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

ETIP Bioenergy (2021b): Demonstration of BioDME - Dimethyl ether as an advanced biofuel at industrial scale. Online verfügbar unter https://www.etipbioenergy.eu/value-chains/products-end-use/products/biodme, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

ETIP Bioenergy (2021c): Discontinued BtL Projects. Online verfügbar unter https://www.etipbioenergy.eu/value-chains/conversion-technologies/advanced-technologies/biomass-to-liquids/discontinued-btl-projects, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

ETIP Bioenergy (2021d): ETBE. Online verfügbar unter https://www.etipbioenergy.eu/value-chains/products-end-use/products/etbe, zuletzt geprüft am 21.06.2021.

ETIP Bioenergy (2021e): Fatty Acid Methyl Esters (FAME) Fact Sheet. Online verfügbar unter https://www.etipbioenergy.eu/fact-sheets/fatty-acid-methyl-esters-fame-fact-sheet#prod, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Ettl, Johannes; Emberger, Peter; Thuneke, Klaus; Remmele, Edgar (2016): Pflanzenöltaugliche Traktoren der Abgasstufen I bis IIIB. Begleitforschung zum Einsatz pflanzenöltauglicher Traktoren auf bayerischen Versuchsgütern. Hg. v. Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe. Begleitforschung zum Einsatz pflanzenöltauglicher Traktoren auf bayerischen Versuchsgütern. Straubing (Berichte aus dem TFZ, 47).

Ettl, Johannes; Thuneke, Klaus; Emberger, Peter; Remmele, Edgar (2019): Langzeitmonitoring pflanzenöltauglicher Traktoren der Abgasstufen I bis IV. Hg. v. Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (Berichte aus dem TFZ, 60 (in Vorbereitung)).

EUR-Lex (2021a): Delegierter Rechtsakte. Glossare von Zusammenfassungen. Hg. v. Europäische Union. Glossare von Zusammenfassungen. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/summary/glossary/delegated_acts.html?locale=de, zuletzt geprüft am 13.01.2022.

EUR-Lex (2021b): Richtlinie. Glossare von Zusammenfassungen. Hg. v. Europäische Union. Glossare von Zusammenfassungen. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/summary/glossary/directive.html, zuletzt geprüft am 13.01.2022.

EUR-Lex (2021c): Verordnung. Glossare von Zusammenfassungen. Hg. v. Europäische Union. Glossare von Zusammenfassungen. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/summary/glossary/regulation.html, zuletzt aktualisiert am 13.01.2022.

Europäische Kommission (2018): A sustainable bioeconomy for Europe. Strengthening the connection between economy, society and the environment : updated bioeconomy strategy. Luxembourg: Publications Office of the European Union. Online verfügbar unter https://doi.org/10.2777/792130.

Europäische Kommission (2019): Europäischer grüner Deal. Hg. v. Europäische Kommission. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de, zuletzt aktualisiert am 11.06.2021, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Europäische Kommission (2021): Umsetzung des europäischen Grünen Deals. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_de, zuletzt aktualisiert am 14.07.2021, zuletzt geprüft am 23.08.2021.

Europäische Union (2014): Technology readiness levels (TRL). HORIZON 2020 – WORK PROGRAMME 2014-2015. Extract from Part 19 - Commission Decision C(2014)4995. HORIZON 2020 – WORK PROGRAMME 2014-2015. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl_en.pdf, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Eurostat (2021a): Final energy consumption in road transport by type of fuel. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ten00127/default/table?lang=en, zuletzt aktualisiert am 12.11.2021, zuletzt geprüft am 12.11.2021.

Eurostat (2021b): Final energy consumption in transport by type of fuel. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ten00126/default/table?lang=en, zuletzt aktualisiert am 12.11.2021, zuletzt geprüft am 12.11.2021.

Eurostat (2021c): Komplette Energiebilanzen bis 2020. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_BAL_C__custom_1802907/default/table?lang=de, zuletzt geprüft am 21.12.2021.

Eurostat (2021d): Gütermotorschiffe, und Güterschleppkähne, Güterschubleichter und Schub-Güterschleppkähne, nach der Nutzlast. IWW_EQ_LOADCAP. Hg. v. Eurostat. IWW_EQ_LOADCAP. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/iww_eq_loadcap/default/table?lang=de, zuletzt geprüft am 26.10.2021.

Eurostat (2021e): Erstzulassungen von Krafträdern, nach Hubraumklassen. ROAD_EQR_MOTORS. Hg. v. Eurostat. ROAD_EQR_MOTORS. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ROAD_EQR_MOTORS/default/table, zuletzt geprüft am 26.10.2021.

Eurostat (2021f): Erstzulassungen von Omnibussen, Kleinbussen und Oberleitungsomnibussen, nach Art der Antriebsenergie. ROAD_EQR_BUSMOT. Hg. v. Eurostat. ROAD_EQR_BUSMOT. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/road_eqr_busmot/default/table?lang=de, zuletzt geprüft am 26.10.2021.

Eurostat (2021g): Bestand der Fahrzeuge nach Kategorie und NUTS-2-Regionen. TRAN_R_VEHST. Hg. v. Eurostat. TRAN_R_VEHST. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/TRAN_R_VEHST__custom_996134/default/table, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Eurostat (2021h): Komplette Energiebilanzen. NRG_BAL_C. Hg. v. Eurostat. NRG_BAL_C. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_BAL_C__custom_1071932/default/table?lang=de, zuletzt geprüft am 26.10.2021.

Eurostat (2021i): Vereinfachte Energiebilanzen. NRG_BAL_S. Hg. v. Eurostat. NRG_BAL_S. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_BAL_S__custom_1071520/default/table?lang=de, zuletzt geprüft am 26.10.2021.

Eurostat (2021j): Treibhausgasemissionen nach Quellsektor. ENV_AIR_GGE. Hg. v. Eurostat. ENV_AIR_GGE. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ENV_AIR_GGE__custom_1072051/default/table?lang=de, zuletzt geprüft am 26.10.2021.

Eurostat (2021k): Gewerbliche Flugzeugflotte nach Flugzeugtypen. AVIA_EQ_ARC_TYP. Hg. v. Eurostat. AVIA_EQ_ARC_TYP. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/avia_eq_arc_typ/default/table?lang=de, zuletzt geprüft am 26.10.2021.

ExxonMobil (2017): Proven process. Proven plants. Proven performance. Energy lives here. Energy lives here. Online verfügbar unter https://www.exxonmobilchemical.com/~/media/chemicals/kl-media-assets/2017/08/24/09/52/mtg_webpage_enpdf.pdf, zuletzt aktualisiert am 24.08.2017, zuletzt geprüft am 26.10.2021.

F.O. Licht (2009): World Ethanol and Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 7 (18).

F.O. Licht (2011a): World Ethanol & Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 9 (17).

F.O. Licht (2011b): World Ethanol & Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 9 (18).

F.O. Licht (2012a): World Ethanol and Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 10 (14).

F.O. Licht (2012b): World Ethanol and Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 10 (15).

F.O. Licht (2014a): World Ethanol and Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 12 (15).

F.O. Licht (2014b): World Ethanol and Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 12 (16).

F.O. Licht (2015a): World Ethanol & Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 13 (22).

F.O. Licht (2015b): World Ethanol and Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 13 (15).

F.O. Licht (2015c): World Ethanol and Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 13 (16).

F.O. Licht (2015d): World Ethanol and Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 13 (20).

F.O. Licht (2016a): World Ethanol & Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 14 (23).

F.O. Licht (2016b): World Ethanol and Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 14 (16).

F.O. Licht (2016c): World Ethanol and Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 14 (18).

F.O. Licht (2017a): World Ethanol & Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 15 (22).

F.O. Licht (2017b): World Ethanol and Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 15 (16).

F.O. Licht (2018a): World Ethanol & Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 16 (20).

F.O. Licht (2018b): World Ethanol and Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 16 (15).

F.O. Licht (2019): World Ethanol and Biofuels Report. In: *F.O. Licht* 17 (17).

FAO (1999): Sugar Beets / White Sugar. Online verfügbar unter http://www.fao.org/3/ae377e/ae377e.pdf, zuletzt aktualisiert am 10.1999, zuletzt geprüft am 26.10.2021.

FAO (2021): FAOSTAT. Online verfügbar unter http://www.fao.org/faostat/en/#home, zuletzt geprüft am 26.10.2021.

Faria-Oliveira, Fabio; Puga, Sonia; Ferreir, Celia (2013): Yeast. World's Finest Chef. In: Innocenzo Muzzalupo (Hg.): Food Industry: InTech.

Fasihi, Mahdi; Bogdanov, Dmitrii; Breyer, Christian (2016): Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. In: *Energy Procedia* 99, S. 243–268. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.115.

Fernández-Dacosta, Cora; Shen, Li; Schakel, Wouter; Ramirez, Andrea; Kramer, Gert Jan (2019): Potential and challenges of low-carbon energy options. Comparative assessment of alternative fuels for the transport sector. In: *Applied Energy* 236 (9), S. 590–606. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.11.055.

Ferrari, Joseph (2021): Electric utility resource planning. Past, present and future.

finanzen.net (2020a): Ethanolpreis historische Kurse in Euro. Hg. v. finanzen.net GmbH. Online verfügbar unter https://www.finanzen.net/rohstoffe/ethanolpreis/historisch/euro, zuletzt geprüft am 01.11.2021.

finanzen.net (2020b): Weizenpreis historische Kurse in Euro. Hg. v. finanzen.net GmbH. Online verfügbar unter https://www.finanzen.net/rohstoffe/weizenpreis/historisch, zuletzt geprüft am 01.11.2021.

Fischedick, Manfred (2007): Geologische CO2-Speicherung als klimapolitische Handlungsoption. Technologien, Konzepte, Perspektiven. Wuppertal: Wuppertal-Inst. für Klima Umwelt Energie (Wuppertal spezial, 35).

Fischedick, Manfred; Görner, Klaus; Thomeczek, Margit (2015): CO2. Abtrennung, Speicherung, Nutzung. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

FLEDGED (2018): Flexible Dimethyl ether production from biomass gasification with sorption enhanced processes. Online verfügbar unter https://cordis.europa.eu/project/id/727600/de, zuletzt geprüft am 01.11.2021.

FLEDGED (2021a): FLEDGED Gasifier. Online verfügbar unter http://www.fledged.eu/biomass-to-dme-process/fledged-gasifier/, zuletzt geprüft am 01.11.2021.

FLEDGED (2021b): Gasification. Online verfügbar unter http://www.fledged.eu/biomass-to-dme-process/gasification-2/, zuletzt geprüft am 01.11.2021.

DIN EN 14214 (2019): Flüssige Mineralölerzeugnisse - Fettsäure-Methylester (FAME) zur Verwendung in Dieselmotoren und als Heizöl - Anforderungen und Prüfverfahren; Deutsche Fassung EN 14214:2012+A2:2019 (2019).

FNR (2016): Biofuels. Online verfügbar unter http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/brosch_biofuels_web.pdf, zuletzt geprüft am 01.11.2021.

FNR (2021): Bioethanol. Online verfügbar unter https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/bioethanol, zuletzt geprüft am 01.11.2021.

Foit, Severin R.; Vinke, Izaak C.; Haart, Lambertus G. J. de; Eichel, Rüdiger-A (2017): Power-to-Syngas. An Enabling Technology for the Transition of the Energy System? In: *Angewandte Chemie (International ed. in English)* 56 (20), S. 5402–5411. DOI: 10.1002/anie.201607552.

Formann, Steffi; Hahn, Alena; Janke, Leandro; Stinner, Walter; Sträuber, Heike; Logroño, Washington; Nikolausz, Marcell (2020): Beyond Sugar and Ethanol Production. Value Generation Opportunities Through Sugarcane Residues. In: *Front. Energy Res.* 8, S. 92. DOI: 10.3389/fenrg.2020.579577.

Frankfurt HOLM (2021): Industriepark Höchst wird zum Innovationshub für CO2-neutrale Kraftstoffe – mit dabei: CAPHENIA. Online verfügbar unter https://frankfurt-holm.de/news/industriepark-h%C3%B6chst-wird-zum-innovationshub-f%C3%BCr-co2-neutrale-kraftstoffe-mit-dabei-caphenia/, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Fraunhofer ISE (2018): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Unter Mitarbeit von Christoph Kost, Shivenes Shammugam, Verena Jülich, Huyen-Tran Nguyen und Thomas Schlegl. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf, zuletzt geprüft am 12.01.2022.

Fraunhofer ISE (2021): Nettostromerzeugung in Deutschland 2020: erneuerbare Energien erstmals über 50 Prozent. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2020/nettostromerzeugung-in-deutschland-2021-erneuerbare-energien-erstmals-ueber-50-prozent.html, zuletzt aktualisiert am 04.01.2021, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Frerking, Margaret A.; Beauchamp, Patricia M. (2014): JPL Technology Readiness Assessment Guideline. Online verfügbar unter https://trs.jpl.nasa.gov/bitstream/handle/2014/46024/CL%2316-0153.pdf, zuletzt geprüft am 05.08.2021.

FReSMe (2021): From residual steel gases to methanol. Online verfügbar unter http://www.fresme.eu/, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Friedel, Marcus (2018): Direct synthesis of dimethyl ether (DME) from renewable resources. 9th International Freiberg Conference. Berlin (2018). Online verfügbar unter https://tu-freiberg.de/sites/default/files/media/professur-fuer-energieverfahrenstechnik-und-thermische-rueckstandsbehandlung-16460/publikationen/24-05-180606_direct_synthesis_of_dimethyl_ether_dme_dbifreiberg.pdf, zuletzt geprüft am 05.11.2021.

Frilund, Christian; Tuomi, Sanna; Kurkela, Esa; Simell, Pekka (2021): Small- to medium-scale deep syngas purification. Biomass-to-liquids multi-contaminant removal demonstration. In: *Biomass and Bioenergy* 148, S. 106031. DOI: 10.1016/j.biombioe.2021.106031.

Frøhlke, Ulrik (2021): Haldor Topsoe to build large-scale SOEC electrolyzer manufacturing facility to meet customer needs for green hydrogen production. Online verfügbar unter https://blog.topsoe.com/haldor-topsoe-to-build-large-scale-soec-electrolyzer-manufacturing-facility-to-meet-customer-needs-for-green-hydrogen-production, zuletzt aktualisiert am 04.03.2021, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Fulcrum Bioenergy (2021): Facilities. Sierra Biofuels Plant. Hg. v. Fulcrum Bioenergy. Sierra Biofuels Plant. Pleasanton. Online verfügbar unter https://fulcrum-bioenergy.com/facilities/, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

futurefuels.blog (2021): Klimaneutral Fliegen mit synthetischem Kerosin. Hg. v. Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V. Online verfügbar unter https://futurefuels.blog/in-der-praxis/klimaneutral-fliegen-mit-synthetischem-kerosin/, zuletzt geprüft am 16.01.2022.

Gaikwad, Rohit; Villadsen, Sebastian N. B.; Rasmussen, Jan Pihl; Grumsen, Flemming Bjerg; Nielsen, Lars Pleth; Gildert, Gary et al. (2020): Container-Sized CO2 to Methane. Design, Construction and Catalytic Tests Using Raw Biogas to Biomethane. In: *Catalysts* 10 (12), S. 1428. DOI: 10.3390/catal10121428.

Ganesan, Ramya; Manigandan, S.; Samuel, Melvin S.; Shanmuganathan, Rajasree; Brindhadevi, Kathirvel; Lan Chi, Nguyen Thuy et al. (2020): A review on prospective production of biofuel from microalgae. In: *Biotechnology reports (Amsterdam, Netherlands)* 27, e00509. DOI: 10.1016/j.btre.2020.e00509.

Gaurina-Međimurec, Nediljka; Novak-Mavar, Karolina; Majić, Matej (2018): CCS TECHNOLOGY. OVERVIEW OF PROJECTS, TECHNOLOGY AND MONITORING. In: *MGPB* 33 (2), S. 1–14. DOI: 10.17794/rgn.2018.2.1.

Gaya (2021): A unique technological platform in Europe. A platform at the center of Chemical Valley. A platform at the center of Chemical Valley. Online verfügbar unter https://www.projetgaya.com/en/a-unique-technological-platform-in-europe/, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Ge, Xumeng; Li, Yebo (Hg.) (2016): Advances in bioenergy. Volume one. Volume one. First edition. Cambridge, MA: Academic Press. Online verfügbar unter http://proquest.tech.safaribooksonline.de/9780128097229.

Geisel, Ernesto (1975): Legislação Informatizada - Decreto nº 76.593, de 14 de Novembro de 1975 - Publicação Original. Online verfügbar unter https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/1970-1979/decreto-76593-14-novembro-1975-425253-publicacaooriginal-1-pe.html, zuletzt geprüft am 04.01.2022.

Geleynse, Scott; Brandt, Kristin; Garcia-Perez, Manuel; Wolcott, Michael; Zhang, Xiao (2018): The Alcohol-to-Jet Conversion Pathway for Drop-In Biofuels. Techno-Economic Evaluation. In: *ChemSusChem* 11 (21), S. 3728–3741. DOI: 10.1002/cssc.201801690.

SaubFahrzeugBeschG (2021): Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge. SaubFahrzeugBeschG vom 09.06.2021.

BEHG (2019): Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen. BEHG vom 12.12.2019.

BImSchG (2019): Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge. BImSchG vom 08.04.2019. In: *BGBl* (Heft I Nr. 12), S. 432.

BioKraftFÄndG (2009): Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen. BioKraftFÄndG vom 15.07.2009. In: *BGBl* (I Nr. 41), S. 1804.

WHG vom 18.08.2021 (2021): Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasserhaushaltsgesetz - WHG). In: *Bundesgesetzblatt* 2020.

THGMQWG (2021): Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote. THGMQWG vom 24.09.2021. In: *BGBl* (Teil I Nr. 69), S. 4458.

SaubFahrzeugBeschG (2021): Gesetzentwurf über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge (Umsetzung der Clean Vehicles Directive). SaubFahrzeugBeschG vom 21.01.2021.

Geupel, Markus; Richter, Simone; Schlesinger, Lisa (2021): Stickstoff – Element mit Wirkung. Ein integrierter Zielwert setzt einen neuen Rahmen. Hintergrund. Hg. v. Umweltbundesamt. Ein integrierter Zielwert setzt einen neuen Rahmen. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021_hgp_stickstoff-element_mit_wirkung_bf.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

GIRADA Energy (2021): Advanced Methanol Amsterdam. Producing advanced methanol for use in fuel blending, to meet the RED II objective. Producing advanced methanol for use in fuel blending, to meet the RED II objective. Online verfügbar unter https://www.gidara-energy.com/advanced-methanol-amsterdam, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Global CCS Institute (2019): Bioenergy and Carbon Capture and Storage. Online verfügbar unter https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2019/03/BECCS-Perspective_FINAL_PDF.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

GML (2021): Trends in Atmospheric Carbon Dioxide. Online verfügbar unter https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/global.html, zuletzt geprüft am 28.10.2021.

Götz, Kristin; Zickmann, Stefan; Fey, Barbara; Bünger, Jürgen; Stapf, Wolfgang; Fan, Zhu (2015): Diesel R33. Abschlussbericht zum Projektvorhaben. Hg. v. Jürgen Krahl, Axel Munack, Peter Eilts und Jürgen Bünger. Abschlussbericht zum Projektvorhaben.

GRAFORCE (2020): Wasserstoff-Produktion. Wasserstoff - Der Stoff, aus dem das Leben ist. Wasserstoff - Der Stoff, aus dem das Leben ist. Online verfügbar unter https://graforce.com/leistungen/wasserstoff-produktion, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Grand View Research (2021): Electric Scooters Market Size, Share & Trends Analysis Report By Product (Retro, Standing/Self-Balancing, Folding), By Battery (Sealed Lead Acid, NiMH, Li-Ion), By Voltage, By Region, And Segment Forecasts, 2021 - 2028. Hg. v. Grand View Research. Online verfügbar unter https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/electric-scooters-market, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Grathwohl, Peter; Schmidt, Torsten; Bittens, Martin; Valtchev, Simeon (2005): Herkunft und Bilanzierung des Eintrags des Benzinzusatzes Methyl-tert-butylether (MTBE) und seinen Abbauprodukten in Grundwasser mittels multikompartimenteller Modellierung. Online verfügbar unter https://pudi.lubw.de/detailseite/-/publication/87207-Herkunft_und_Bilanzierung_des_Eintrags_des_Benzinzusatzes_Methyl-tert-butylether_%28MTBE%29_und_seinen_A.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Gray, David; Sato, Suzanne; Garcia, Fernando; Eppler, Ross; Cherry, Joel (2014): Amyris, Inc. Integrated Biorefinery Project Summary Final Report - Public Version.

Green Car Congress (2020): ASTM approves 6th pathway for sustainable aviation fuel (SAF): catalytic hydrothermolysis jet fuel (CHJ). Online verfügbar unter https://www.greencarcongress.com/2020/02/2020-0201-astmchj.html, zuletzt aktualisiert am 01.02.2020, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Greenair (2019): Air BP and Neste supply SAF for Swedish regional aviation 'perfect flight' and business aviation initiative on GreenAir Online. Hg. v. Greenair Communications. Online verfügbar unter https://www.greenaironline.com/news.php?viewStory=2595, zuletzt aktualisiert am 21.05.2019, zuletzt geprüft am 13.05.2021.

Greenair (2020a): Neste supplies San Francisco with first batch of sustainable aviation fuel through existing fuel pipeline on GreenAir Online. Hg. v. Greenair Communications. Online verfügbar unter https://www.greenaironline.com/news.php?viewStory=2718, zuletzt aktualisiert am 16.07.2020, zuletzt geprüft am 13.05.2021.

Greenair (2020b): Japan's ANA becomes Neste's first Asian airline customer and starts SAF-fuelled flights from Tokyo on GreenAir Online. Hg. v. Greenair Communications. Online verfügbar unter https://www.greenaironline.com/news.php?viewStory=2749, zuletzt aktualisiert am 11.11.2020, zuletzt geprüft am 13.05.2021.

Greenea (2015): Glycerine market: lack of interdependence between supply and demand. Online verfügbar unter https://www.greenea.com/wp-content/uploads/2016/11/11.-Glycerine-Market-Nov-Greenea.pdf, zuletzt geprüft am 22.06.2021.

Greenea (2020): Market analysis for Used Cooking oil. Online verfügbar unter https://www.greenea.com/en/market-analysis/, zuletzt aktualisiert am 25.07.2021, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Gröngröft, Arne; Hauschild, Stephanie; Grasemann, Elias; Meisel, Kathleen; Meyer, Kirsten (2014): Technical, ecological and economic assessment of biokerosene production. 11th International Conference "Fuels of the Future". Berlin (2014).

Grope, Norbert; Schöder, Olaf; Krahl, Jürgen; Müller-Langer, Franziska; Schröder, Jörg; Mattheß, Eric (2018): Survey on Advanced Fuels for Advanced Engines. Project report. Hg. v. IEA Bioenergy. Project report. Online verfügbar unter http://task39.sites.olt.ubc.ca/files/2018/10/Survey-on-Advanced-Fuels-for-Advanced-Engines-IEA_Bioenergy_T39_AFAE_DBFZ.pdf, zuletzt geprüft am 07.01.2022.

Guzman, Alexander; Torres, Juan E.; Prada, Laura P.; Nuñez, Manuel L. (2010): Hydroprocessing of crude palm oil at pilot plant scale. In: *Catalysis Today* 156 (1-2), S. 38–43. DOI: 10.1016/j.cattod.2009.11.015.

Guzmán, Hilmar; Salomone, Fabio; Batuecas, Esperanza; Tommasi, Tonia; Russo, Nunzio; Bensaid, Samir; Hernández, Simelys (2020): How to make sustainable CO2 conversion to Methanol. Thermocatalytic versus electrocatalytic technology. In: *Chemical Engineering Journal*, S. 127973. DOI: 10.1016/j.cej.2020.127973.

Hacker, Florian; Blanck, Ruth; Görz, Wolf; Bernecker, Tobias; Speiser, Jonas; Röckle, Felix et al. (2020): StratON. Bewertung und Einführungsstrategien für oberleitungsgebundene schwere Nutzfahrzeuge. Endbericht. Hg. v. Öko-Institut e.V. Bewertung und Einführungsstrategien für oberleitungsgebundene schwere Nutzfahrzeuge. Berlin. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/StratON-O-Lkw-Endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 06.10.2021.

Hahn, Markus (2021): Vorstellung Evaluations- und Erfahrungsbericht 2020. BBE/UFOP-Fachseminar "Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen" (2021). Online verfügbar unter https://www.fachseminar-nachhaltigkeit.de/fachseminar-nachhaltigkeit-von-biokraftstoffen/.

Hajjaji, Noureddine; Martinez, Sylvain; Trably, Eric; Steyer, Jean-Philippe; Helias, Arnaud (2016): Life cycle assessment of hydrogen production from biogas reforming. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 41 (14), S. 6064–6075. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.03.006.

Haldor Topsoe (2021): Hydrogen - green energy carrier of the future. Online verfügbar unter https://info.topsoe.com/green-hydrogen, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Halmenschlager, Cibele Melo; Brar, Maganjot; Apan, Ioan Tudor; Klerk, Arno de (2016): Oligomerization of Fischer–Tropsch Tail Gas over H-ZSM-5. In: *Ind. Eng. Chem. Res.* 55 (51), S. 13020–13031. DOI: 10.1021/acs.iecr.6b03861.

Hamelinck, Carlo; Defillet, Matti; Smeets, Bas; Heuvel, Eric van den (2021): Conversion efficiencies of fuel pathways for Used Cooking Oi. Study commissioned by EWABA and MVaK Final Report. Hg. v. MVAK Ewaba. Study commissioned by EWABA and MVaK Final Report. Online verfügbar unter https://www.studiogearup.com/wp-content/uploads/2021/01/21_0119_sGU_Hamelinck_FotF_Comparison-of-motor-fuels-from-UCO.pdf.

Hänggi, Severin; Elbert, Philipp; Bütler, Thomas; Cabalzar, Urs; Teske, Sinan; Bach, Christian; Onder, Christopher (2019): A review of synthetic fuels for passenger vehicles. In: *Energy Reports* 5 (7), S. 555–569. DOI: 10.1016/j.egyr.2019.04.007.

Hao, Botian; Xu, Donghai; Jiang, Guanyu; Sabri, Tanveer Ahmed; Jing, Zefeng; Guo, Yang (2021): Chemical reactions in the hydrothermal liquefaction of biomass and in the catalytic hydrogenation upgrading of biocrude. In: *Green Chem.* 23 (4), S. 1562–1583.

Harndorf, Horst; Buchholz, Bert; Schümann, Ulrike; Wichmann, Volker; Flügge, Evelyn; Sadlowski, Thomas (2019): Betriebsverhalten von Industrie- und Landtechnikmotoren Abgasstufe EU COM IV im Biodieselbetrieb. Rostock. Online verfügbar unter https://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22012113.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Härtl, Martin; Seidenspinner, Philipp; Jacob, Eberhard; Wachtmeister, Georg (2015): Oxygenate screening on a heavy-duty diesel engine and emission characteristics of highly oxygenated oxymethylene ether fuel OME1. In: *Fuel* 153 (7), S. 328–335. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.03.012.

Härtl, Martin; Stadler, Andreas; Backes, Fabian; Wachtmeister, Georg; Jacob, Eberhard (2017): Potenziell CO2-neutrale Kraftstoffe für saubere Ottomotoren. In: *MTZ Motortech Z* 78 (7-8), S. 80–88. DOI: 10.1007/s35146-017-0056-5.

Hauch, A.; Küngas, R.; Blennow, P.; Hansen, A. B.; Hansen, J. B.; Mathiesen, B. V.; Mogensen, M. B. (2020): Recent advances in solid oxide cell technology for electrolysis. In: *Science (New York, N.Y.)* 370 (6513). DOI: 10.1126/science.aba6118.

Héder, Mihály (2017): From NASA to EU: the evolution of the TRL scale in Public Sector Innovation. Online verfügbar unter https://www.innovation.cc/discussion-papers/2017_22_2_3_heder_nasa-to-eu-trl-scale.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Heinz, Markus; Roth, Tobias (2018): Hohes Weizengras ls Biogassubstrat. Online verfügbar unter https://www.biogas-forum-bayern.de/media/files/0004/hohes-weizengras-als-biogassubstrat.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

Heneka, M.; Köppel, W.; Graf, F. (2020): Vergleichende Bewertung von Power-to-X-Prozessen. zur Bereitstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen. In: *Energie-, Wasser-Praxis* (3/2020), S. 40–46.

Hengstler, J.; Russ, M.; Stoffregen, A.; Hendrich, A.; Weidner, S.; Held, M.; Briem, A.-K. (2021): Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (CLIMATE CHANGE, 35/2021). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-06_cc_35-2021_oekobilanzen_windenergie_photovoltaik.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Henke, Wilfried; Bräutigam, Volker; Planer, Jörg (2018): Zwischen- und Zweitfrüchte im Pflanzenbau. 2. Auflage.

Higman, Christopher; van der Burgt, Maarten (2008): Gasification. 2nd ed. Burlington: Elsevier. Online verfügbar unter http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&db=nlabk&AN=220264.

Hitzler, G.; Bargende, M. (2000): Schadstoffemissionen von Pkw mit reformulierten Kraftstoffen unter realen Fahrbedingungen. Hg. v. Forschungsinstitut für Kraftfahrwesen und Fahrzeugmotoren Stuttgart FKFS. Online verfügbar unter http://fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/40054/PEF397006SBer.pdf?command=downloadContent&filename=PEF397006SBer.pdf&FIS=203, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

Hoefnagels, Ric; Germer, Sonja (2018): Supply potential. suitability and status of lignocellulosic feedstocks for advanced biofuels. D2.1 Report on lignocellulosic feedstock availability, market status and suitability for RESfuels. D2.1 Report on lignocellulosic feedstock availability, market status and suitability for RESfuels. Online verfügbar unter http://www.advancefuel.eu/contents/reports/d21-report-on-lignocellulosic-feedstock-availability.pdf, zuletzt aktualisiert am 15.11.2018, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

Hoefnagels, Ric; Kluts, Ingeborg; Junginger, Martin; Visser, Lotte; Resch, Gustav; Mantau, Udo et al. (2017): Biomass supply potentials for the EU and biomass demand from the material sector by 2030. Annex A. Annex A. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/biosustain_annexes_final.pdf, zuletzt aktualisiert am 05.2017, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

Höök, Mikael; Fantazzini, Dean; Angelantoni, André; Snowden, Simon (2014): Hydrocarbon liquefaction. Viability as a peak oil mitigation strategy. In: *Philosophical transactions. Series A, Mathematical, physical, and engineering sciences* 372 (2006), S. 20120319. DOI: 10.1098/rsta.2012.0319.

Huber, Georg; Scholz, Alexander; Stöhr, Michael; Düsseldorf, Christian; Flierl, Rudolf; Thuneke, Klaus et al. (2015): Herstellung und Demonstration der Praxistauglichkeit von Traktoren mit Motoren der Abgasstufe IV im Betrieb mit Pflanzenöl. Hg. v. Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe. Straubing (Berichte aus dem TFZ, 44). Online verfügbar unter https://docplayer.org/73033166-Herstellung-und-demonstration-der-praxistauglichkeit-von-traktoren-mit-motoren-der-abgasstufe-iv-im-betrieb-mit-pflanzenoel.html, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Huber, Georg; Thuneke, Klaus; Emberger, Peter; Remmele, Edgar (2019): Abgasverhalten von Fahrzeugen im realen Betrieb mit alternativen Kraftstoffen. Bestimmung mit einem portablen Emissionsmesssystem (PEMS). Hg. v. Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe. Bestimmung mit einem portablen Emissionsmesssystem (PEMS) (Berichte aus dem TFZ, 62). Online verfügbar unter http://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/biokraftstoffe/dateien/tfz_bericht_62_pems_ges.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2019.

HyFlexFuel (Hg.) (2021): The HyFlexFuel project. Next generation biofuel technologies. Next generation biofuel technologies. Online verfügbar unter https://www.hyflexfuel.eu/, zuletzt geprüft am 13.01.2022.

IATA (2021a): Offsetting CO2 Emissions with CORSIA. Online verfügbar unter https://www.iata.org/en/programs/environment/corsia/#tab-1, zuletzt aktualisiert am 20.05.2021, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IATA (2021b): Dangerous Goods Regulations (DGR). Online verfügbar unter https://www.iata.org/en/publications/dgr/, zuletzt aktualisiert am 21.05.2021, zuletzt geprüft am 21.05.2021.

ICAO (2019): Resolution A40-19: Consolidated statement of continuing ICAO policies and practices related to environmental protection - Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA). Online verfügbar unter https://www.icao.int/environmental-protection/Documents/Assembly/Resolution_A40-19_CORSIA.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

ICAO (2021): Technical Instructions For The Safe Transport of Dangerous Goods by Air (Doc 9284). Online verfügbar unter https://www.icao.int/safety/DangerousGoods/Pages/Doc9284-Technical-Instructions.aspx, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

Icha, P.; Lauf T.; Kuhs, G. (2021): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionendes deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2020. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (CLIMATE CHANGE, 45/2021). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-26_cc-45-2021_strommix_2021.pdf, zuletzt geprüft am 08.10.2021.

IEA (2019a): Renewables 2019. Market analysis and forecast from 2019 to 2024. Market analysis and forecast from 2019 to 2024. Online verfügbar unter https://www.iea.org/reports/renewables-2019, zuletzt aktualisiert am 10.2019, zuletzt geprüft am 10.11.2021.

IEA (2019b): The Future of hydrogen. Seizing today's opportunities. Seizing today's opportunities. Online verfügbar unter https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IEA (2020): ETP Clean Energy Technology Guide. Online verfügbar unter https://www.iea.org/articles/etp-clean-energy-technology-guide, zuletzt aktualisiert am 04.11.2020, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IEA (2021a): Ammonia Technology Roadmap. Towards more sustainable nitrogen fertiliser production. Towards more sustainable nitrogen fertiliser production. Online verfügbar unter https://iea.blob.core.windows.net/assets/6ee41bb9-8e81-4b64-8701-2acc064ff6e4/AmmoniaTechnologyRoadmap.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IEA (2021b): Data and statistics. Explore energy data by category, indicator, country or region. Balances, World, 1990. Explore energy data by category, indicator, country or region. Online verfügbar unter https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=WORLD&energy=Balances&year=1990, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IEA (2021c): Data and statistics. Explore energy data by category, indicator, country or region. Electricity, Germany, Europe, World, 2019. Hg. v. IEA. Explore energy data by category, indicator, country or region. Online verfügbar unter https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=WORLD, zuletzt geprüft am 12.01.2022.

IEA (2021d): Data and statistics. Explore energy data by category, indicator, country or region. Balances, World, 2019. Explore energy data by category, indicator, country or region. Online verfügbar unter https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=WORLD&energy=Balances&year=2019, zuletzt geprüft am 28.10.2021.

IEA (2021e): Data and statistics. Explore energy data by category, indicator, country or region. Balances, World, 2018. Hg. v. International Energy Agency. Explore energy data by category, indicator, country or region. Online verfügbar unter https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=WORLD&energy=Balances&year=2018, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IEA (2021f): Data & Statistics - IEA. Explore energy data by category, indicator, country or region. CO2 emissions, CO2 emissions by sector, World. Hg. v. International Energy Agency. Explore energy data by category, indicator, country or region. Paris. Online verfügbar unter https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=WORLD&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2BySector, zuletzt aktualisiert am 17.06.2021, zuletzt geprüft am 17.06.2021.

IEA Bioenergy (2013): Black Liquor Gasification. Summary and Conclusions from the IEA Bioenergy ExCo54 Workshop. Summary and Conclusions from the IEA Bioenergy ExCo54 Workshop. Online verfügbar unter https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2013/10/Black-Liquor-Gasification-summary-and-conclusions3.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IEA Bioenergy (2020a): The Role of Renewable Transport Fuels in Decarbonizing Road Transport. Summary Report. Hg. v. Advanced Motor Fuels TCP und IEA Bioenergy TCP. Summary Report. Online verfügbar unter https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/11/Summary-Report.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IEA Bioenergy (2020b): Green methanol from biogas in Denmark. a versatile transport fuel. a versatile transport fuel. Online verfügbar unter https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/12/Case-Story-DK_-Green-Methanol_web-1.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IEA Bioenergy (2021a): Deployment of bio-CCS: case studies. Online verfügbar unter https://www.ieabioenergy.com/blog/publications/deployment-of-bio-ccs-case-studies/, zuletzt aktualisiert am 05.2021, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IEA Bioenergy (2021b): Facilities. Global database of biomass conversion facilities, including advanced biofuels, combustion, gasification and pyrolysis plants. Global database of biomass conversion facilities, including advanced biofuels, combustion, gasification and pyrolysis plants. Online verfügbar unter https://www.ieabioenergy.com/installations/, zuletzt geprüft am 21.06.2021.

IEA Bioenergy (2021c): Upgrading Plant List 2021. Hg. v. IEA Task 37: Energy from Biogas. Online verfügbar unter http://task37.ieabioenergy.com/plant-list.html, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IGC (2021): Supply & Demand. Online verfügbar unter https://www.igc.int/en/markets/marketinfo-sd.aspx, zuletzt aktualisiert am 27.05.2021, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IHS Markit (2018-2020): World Ethanol & Biofuels Report. Food & Agricultural Commodities Economics. In: *IHS Markit* 16-19 (Vol. 16 Nr.9-Vol. 19 Nr. 8).

IHS Markit (2020a): World Ethanol & Biofuels Report. In: *IHS Markit* 18 (24).

IHS Markit (2020b): World Ethanol and Biofuels Report. Food & Agricultural Commodities Economics. In: *IHS Markit* 18 (19).

IHS Markit (2020c): World Ethanol & Biofuels Report. Food & Agricultural Commodities Economics. In: *IHS Markit* 18 (22).

IHS Markit (2021a): Plants & Projects. Online verfügbar unter https://iegvantage.agribusiness.ihsmarkit.com, zuletzt geprüft am 29.11.2021.

IHS Markit (2021b): World Ethanol and Biofuels Report. Food & Agricultural Commodities Economics. In: *F.O. Licht* 19 (6).

IHS Markit (2021c): World Ethanol and Biofuels Report. Food & Agricultural Commodities Economics. In: *F.O. Licht* 19 (16).

IHS Markit (2021d): World Ethanol and Biofuels Report. Food & Agricultural Commodities Economics. In: *F.O. Licht* 20 (2).

IHS Markit (2021e): World Ethanol & Biofuels Report. Food & Agricultural Commodities Economics. In: *IHS Markit* 19 (15).

IHS Markit (2021f): World Ethanol & Biofuels Report. Food & Agricultural Commodities Economics. In: *IHS Markit* 19 (17).

IHS Markit (2021g): World Ethanol & Biofuels Report. Food & Agricultural Commodities Economics. In: *IHS Markit* 19 (18).

IHS Markit (2021h): World Ethanol & Biofuels Report. Food & Agricultural Commodities Economics. In: *IHS Markit* 19 (19).

IHS Markit (2021i): World Ethanol & Biofuels Report. Food & Agricultural Commodities Economics. In: *IHS Markit* 19 (22).

IHS Markit (2021j): World Ethanol & Biofuels Report. Food & Agricultural Commodities Economics. In: *IHS Markit* 20 (1).

IHS Markit (2021k): World Ethanol & Biofuels Report. Food & Agricultural Commodities Economics. In: *IHS Markit* 20 (2).

IHS Markit (2021l): World Ethanol & Biofuels Report. Food & Agricultural Commodities Economics. In: *IHS Markit* 20 (4).

IMO (2018): Note by the International Maritime Organization to the UNFCCC Talanoa Dialogue. Adoption of the initial IMO Strategy on reduction of the GHG emissions from ships and existing IMO activity relatd to reducing GHG emissions in the shipping sector. Adoption of the initial IMO Strategy on reduction of the GHG emissions from ships and existing IMO activity relatd to reducing GHG emissions in the shipping sector. Online verfügbar unter https://unfccc.int/sites/default/files/resource/250_IMO%20submission_Talanoa%20Dialogue_April%202018.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IMO (2019): Fuel oil availability and quality – Regulation 18. Hg. v. International Maritime Organization (IMO). Online verfügbar unter https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/Fuel-oil-quality-%E2%80%93-Regulation-18.aspx, zuletzt geprüft am 17.05.2021.

Imperial College London (2021): Sustainable biomass availability in the EU, to 2050. Ref: RED II Annex IX A/B. Ref: RED II Annex IX A/B. Online verfügbar unter https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Sustainable-Biomass-Availability-in-the-EU-Part-I-and-II-final-version.pdf, zuletzt geprüft am 14.01.2022.

Indufor (2013): Study on the Wood Raw Material Supply and Demand for the EU Wood-processing Industries. European Commission, Enterprise and Industry Directorate General. A11-04451. Hg. v. Indufor. European Commission, Enterprise and Industry Directorate General. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/docsroom/documents/10017/attachments/1/translations/en/renditions/native, zuletzt geprüft am 17.01.2022.

INERATEC (2021): Modulare Chemische Anlagen. Die innovative chemische Reaktortechnologie eignet sich aufgrund hoher Lastflexibilität hervorragend für fluktuierende erneuerbare Energieanwendungen. Die innovative chemische Reaktortechnologie eignet sich aufgrund hoher Lastflexibilität hervorragend für fluktuierende erneuerbare Energieanwendungen. Online verfügbar unter https://ineratec.de/technologien/, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

INERATEC (2022): Nachhaltige e-Fuels für die Luftfahrt. Hg. v. INERATEC GmbH. Online verfügbar unter https://ineratec.de/nachhaltige-e-fuels-fuer-die-luftfahrt/, zuletzt geprüft am 16.01.2022.

ADR (30.11.2019): International Carriage of Dangerous Goods by Road. ADR.

IMDG-Code vom 2020 (1974): International Maritime Dangerous Goods Code.

International Union of Railways (2021): RAIL Information System and Analyses. uic-statistics-synopsis-2020. Hg. v. International Union of Railways. uic-statistics-synopsis-2020. Online verfügbar unter https://uic.org/IMG/pdf/uic-statistics-synopsis-2020.pdf, zuletzt geprüft am 10.06.2021.

MARPOL Annex VI vom 20.05.2021 (2021): Internationalen Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe - Verhütung der Verschmutzung der Luft durch Seeschiffe.

Ioannis Pappis; Carlos Centurion; Eunice Pereira Ramos; Mark Howells; Silvia Ulloa; Eduardo Ortigoza et al. (2021): Implications to the electricity system of Paraguay of different demand scenarios and export prices to Brazil. In: *Energy Syst*, S. 1–29. DOI: 10.1007/s12667-020-00420-w.

IPCC (2006): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Online verfügbar unter https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IPCC (2007): Climate change 2007. The physical science basis ; contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. 1st published. New York: UNEP. Online verfügbar unter https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/ar4_wg1_full_report-1.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IPCC (2013): Clima Change 2013. The Physical Science Basis - Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. The Physical Science Basis - Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. Online verfügbar unter https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IPCC (2021): Clima Change 2021. The Physical Science Basis - Summary for Policymakers. The Physical Science Basis - Summary for Policymakers. Online verfügbar unter https://www.de-ipcc.de/media/content/AR6-WGI-SPM.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IRENA (2016): Innovation Outlook . Advanced Liquid Biofuels. Online verfügbar unter https://www.irena.org/publications/2016/Oct/Innovation-Outlook-Advanced-Liquid-Biofuels, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IRENA (2018): Hydrogen from renewable power. Technology outlook for the energy transition. Online verfügbar unter https://www.irena.org/publications/2018/sep/hydrogen-from-renewable-power, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IRENA (2021a): Data & Statistics. Online verfügbar unter https://www.irena.org/Statistics, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IRENA (2021b): Technologies. Online verfügbar unter https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Technologies, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

IRENA; Methanol Institute (2021c): Innovation Outlook. Renewable Methanol. Renewable Methanol. Online verfügbar unter https://www.irena.org/publications/2021/Jan/Innovation-Outlook-Renewable-Methanol, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

ISCC System GmbH (2020a): ISCC CORSIA 202 Sustainability Requirements. Version 1.0. Online verfügbar unter https://www.iscc-system.org/wp-content/uploads/2020/04/ISCC_CORSIA_202_Sustainability_Requirements_1.0.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

ISCC System GmbH (2020b): ISCC CORSIA 205 Life Cycle Emissions. Version 1.0. Online verfügbar unter https://www.iscc-system.org/wp-content/uploads/2020/04/ISCC_CORSIA_205_Life_Cycle_Emissions_1.0.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

Jafri, Yawer; Wetterlund, Elisabeth; Anheden, Marie; Kulander, Ida; Håkansson, Åsa; Furusjö, Erik (2019): Multi-aspect evaluation of integrated forest-based biofuel production pathways. Part 2. economics, GHG emissions, technology maturity and production potentials. In: *Energy* 172, S. 1312–1328. DOI: 10.1016/j.energy.2019.02.036.

Jensen, Allan; Ip, Trevor; Percy, Jamie (2012): Methanol purification System. Online verfügbar unter http://www.ahlundberg.com/wp/wp-content/uploads/2017/05/AHL-Methanol-Purification-System.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2020.

Jochen, Praefke; Armin, Rix; Silvia, Santiago Fernandez; Matthias, Grömping; Frank, Höper; Udo, Peters et al. (2005): Preparing ethyl tertiary butylether from hydrocarbon mixture, useful as fuel additive, comprises reacting isobutene with ethanol, separating the hydrocarbon, reacting separated isobutene with ethanol and separating unconverted hydrocarbon. Angemeldet durch Oxeno Olefinchemie GmbH am 28.12.2005. Anmeldenr: DE102005062722A. Veröffentlichungsnr: DE102005062722A1. Prioriätsdaten: 28.12.2007.

Jöhrens, Julius; Rücker, Julius; Kräck, Jan; Allekotte, Michel; Helms, Hinrich; Biemann, Kirsten et al. (2020): Roadmap OH-Lkw: Einführungsszenarien 2020-2030. Optimierung des Infrastrukturaufbaus für O-Lkw und Analyse von Kosten und Umwelteffekten in der Einführungsphase. Hg. v. ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH. Optimierung des Infrastrukturaufbaus für O-Lkw und Analyse von Kosten und Umwelteffekten in der Einführungsphase. Heidelberg. Online verfügbar unter https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Roadmap-OH-Lkw-Bericht-Einfuehrungsszenarien-web.pdf, zuletzt geprüft am 06.10.2021.

Jong, Sierk de; Hoefnagels, Ric; Faaij, André; Slade, Raphael; Mawhood, Rebecca; Junginger, Martin (2015): The feasibility of short-term production strategies for renewable jet fuels - a comprehensive techno-economic comparison. In: *Biofuels, Bioprod. Bioref.* 9 (6), S. 778–800. DOI: 10.1002/bbb.1613.

Jos, Edmilson; Cantarella, Heitor; Bovi Ambrosano, Glucia Maria; Aparecida, Eliana; Ferreira Dias, Fbio Luis; Rossi, Fabrcio et al. (2013): Crop Rotation Biomass and Effects on Sugarcane Yield in Brazil. In: Miodrag Darko Matovic (Hg.): Biomass Now - Cultivation and Utilization: InTech.

Joseph Jr, Henry (2013): Flex Fuel Vehicles in Brazil. Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (ANFAVEA). Online verfügbar unter http://www.globalbioenergy.org/fileadmin/user_upload/gbep/docs/2013_events/GBEP_Bioenergy_Week_Brasilia_18-23_March_2013/4.5_JOSEPH.pdf, zuletzt geprüft am 02.04.2020.

Jungmeier, Gerfried; Pucker, Johanne; Könighofer, Kurt; Ernst, Martin; Haselbacher, Peter; Lesschen, Jan Peter (2016): Improving the Sustainability of Fatty Acid Methyl Esters (FAME-Biodiesel). Tender No. ENER/C2/2013/628. Tender No. ENER/C2/2013/628.

Kalligeros, Stamatis; van den Heuvel, Eric; Waldheim, Lars; Landälv, Ingvar; Maniatis, Kyriakos (2018): Building up the future, cost of biofuel. Sub group on advanced biofuels : sustainable transport forum. Luxembourg: Publications Office.

Kaltschmitt, Martin; Hartmann, Hans; Hofbauer, Hermann (Hg.) (2016): Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. Grundlagen, Techniken und Verfahren. 3. Aufl. Berlin: Springer. Online verfügbar unter dx.doi.org/10.1007/978-3-662-47438-9.

Kaltschmitt, Martin; Streicher, Wolfgang; Wiese, Andreas (2020): Erneuerbare Energien. Systemtechnik · Wirtschaftlichkeit · Umweltaspekte. 6., vollst. überarb. Auflage 2020.

Kang, Peng; Morrow, Gary; Zhang, Xiaolei; Wang, Tipeng; Tan, Zhongfu; Agarwai, Jayant (2017): Systematic comparison of hydrogen production from fossil fuels and biomass resources. In: *International Journal of Agricultural and Biological Engineering* 10 (6), S. 192–200. DOI: 10.25165/j.ijabe.20171006.2990.

Kasinath, Archana; Fudala-Ksiazek, Sylwia; Szopinska, Malgorzata; Bylinski, Hubert; Artichowicz, Wojciech; Remiszewska-Skwarek, Anna; Luczkiewicz, Aneta (2021): Biomass in biogas production. Pretreatment and codigestion. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 150, S. 111509. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111509.

Kaur, Jaspreet; Sarma, Anil Kumar; Jha, Mithilesh Kumar; Gera, Poonam (2020): Valorisation of crude glycerol to value-added products. Perspectives of process technology, economics and environmental issues. In: *Biotechnology reports (Amsterdam, Netherlands)* 27, e00487. DOI: 10.1016/j.btre.2020.e00487.

KBA (2010): Fahrzeugzulassungen (FZ 15). Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Fahrzeugalter 1. Januar 2010. FZ 15. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Fahrzeugalter 1. Januar 2010. Flensburg. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2010/fz15_2010_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=7, zuletzt geprüft am 28.05.2021.

KBA (2011): Fahrzeugzulassungen (FZ 25). Bestand an Nutzfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach technischen Daten (Größenklassen, Motorisierung, Fahrzeugklassen und Aufbauarten) 1. Januar 2011. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Bestand an Nutzfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach technischen Daten (Größenklassen, Motorisierung, Fahrzeugklassen und Aufbauarten) 1. Januar 2011. Flensburg. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ25/fz25_2011_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 07.01.2022.

KBA (2019): Monatliche Neuzulassungen 2019 (FZ 8). Januar bis Dezember. FZ 8. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Januar bis Dezember. Flensburg. Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/MonatlicheNeuzulassungen/n_monatl_neuzulassungen_inhalt.html?nn=2601598, zuletzt aktualisiert am 28.06.2021, zuletzt geprüft am 28.06.2021.

KBA (2020a): Fahrzeugzulassungen (FZ 8). Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern, Monatsergebnisse, Dezember 2019. FZ 8. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern, Monatsergebnisse, Dezember 2019. Flensburg. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2019_monatlich/FZ8/fz8_201912_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 01.06.2021.

KBA (2020b): Fahrzeugzulassungen (FZ 15). Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Fahrzeugalter, 1. Januar 2020. FZ 15. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Fahrzeugalter, 1. Januar 2020. Flensburg. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2020/fz15_2020_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 28.05.2021.

KBA (2020c): Fahrzeugzulassungen (FZ 13). Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen, 1. Januar 2020. FZ 13. Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen, 1. Januar 2020. Flensburg. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2020/fz13_2020_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 31.05.2021.

KBA (2021a): Der Fahrzeugbestand im Überblick am 1. Januar 2021 gegenüber dem 1. Januar 2020. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Flensburg. Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Jahrebilanz_Bestand/2021/2021_b_ueberblick_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 16.11.2021.

KBA (2021b): Fahrzeugzulassungen (FZ 1). Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken 01.01.2021. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken 01.01.2021. Flensburg. Online verfügbar unter

https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ1/fz1_2021.xlsx?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 07.01.2022.

KBA (2021c): Fahrzeugzulassungen (FZ 25). Bestand an Nutzfahrzeugen, Kraftfahrzeugen insgesamt und Kraftfahrzeuganhängern nach technischen Daten (Größenklassen, Motorisierung, Fahrzeugklassen und Aufbauarten) 1. Januar 2020. FZ 25. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Bestand an Nutzfahrzeugen, Kraftfahrzeugen insgesamt und Kraftfahrzeuganhängern nach technischen Daten (Größenklassen, Motorisierung, Fahrzeugklassen und Aufbauarten) 1. Januar 2020. Flensburg. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2020/fz25_2020_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 01.06.2021.

KBA (2021d): Fahrzeugzulassungen (FZ). Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen. Bestand am 1. Januar 2021. Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ27/fz27_202101.xlsx?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt aktualisiert am 01.01.2021, zuletzt geprüft am 09.11.2021.

KBA (2021e): Fahrzeugzulassungen (FZ). Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen. Bestand am 1. Juli 2021. Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ27/fz27_202107.xlsx?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt aktualisiert am 01.07.2021, zuletzt geprüft am 09.11.2021.

KBA (2021f): Monatliche Neuzulassungen 2020 (FZ 8). Januar bis Dezember. FZ 8. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Januar bis Dezember. Flensburg. Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/MonatlicheNeuzulassungen/n_monatl_neuzulassungen_inhalt.html?nn=2601598, zuletzt geprüft am 28.06.2021.

KBA (2021g): Monatliche Neuzulassungen 2021 (FZ 8). Januar bis Mai, November. FZ 8. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Januar bis Mai, November. Flensburg. Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/MonatlicheNeuzulassungen/n_monatl_neuzulassungen_inhalt.html?nn=2601598, zuletzt geprüft am 04.01.2022.

KBA (2021h): Verkehr in Zahlen 2020/2021. 49. Jahrgang. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Flensburg. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2020-pdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 20.05.2021.

KBA (2021i): Fahrzeugzulassungen (FZ 15). Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Fahrzeugalter, 1. Januar 2021. FZ 15. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Fahrzeugalter, 1. Januar 2021. Flensburg. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2021/fz15_2021_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 01.06.2021.

KBA (2021j): Fahrzeugzulassungen (FZ 27). Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen, 1. Januar 2021. FZ 27. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen, 1. Januar 2021. Flensburg. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2021/fz27_202101.xlsx?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 10.06.2021.

KBA (2021k): Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Flensburg. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2021/fz1_2021.xlsx, zuletzt geprüft am 26.05.2021.

KBA (2021l): Fahrzeugzulassungen (FZ 13). Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen, 1. Januar 2021. FZ 13. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen, 1. Januar 2021. Flensburg. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2021/fz13_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 09.06.2021.

KBA (2021m): Anfrage Statistik Fahrzeugbestand. Flensburg (2021). AZ:321-130/11298-21 an Jörg Schröder.

Keeling, C. D.; Chin, J. F. S.; Whorf, T. P. (1996): Increased activity of northern vegetation inferred from atmospheric CO2 measurements. In: *Nature* 382 (6587), S. 146–149. DOI: 10.1038/382146a0.

Keith, David W.; Holmes, Geoffrey; St. Angelo, David; Heidel, Kenton (2018): A Process for Capturing CO2 from the Atmosphere. In: *Joule* 2 (8), S. 1573–1594. DOI: 10.1016/j.joule.2018.05.006.

Kempkens, Wolfgang (2021): Australien wird zur Wasserstoff-Nabelschnur der Welt. Hg. v. Golem. Online verfügbar unter https://www.golem.de/news/energiewende-australien-wird-zur-wasserstoff-nabelschnur-der-welt-2111-160766.html, zuletzt aktualisiert am 10.11.2021, zuletzt geprüft am 12.11.2021.

Kendziorski, Mario; Göke, Leonard; Kemfert, Claudia; von Hirschhausen, Christian; Zozmann, Elmar (2021): 100% erneuerbare Energie für Deutschland unter besonderer Berücksichtigung von Dezentralität und räumlicher Verbrauchsnähe. Potenziale, Szenarien und Auswirkungen auf Netzinfrastrukturen. Hg. v. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). Potenziale, Szenarien und Auswirkungen auf Netzinfrastrukturen. Berlin (Politikberatung kompakt, 167). Online verfügbar unter https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.816979.de/diwkompakt_2021-167.pdf, zuletzt geprüft am 13.12.2021.

Kenkel, Philipp; Wassermann, Timo; Zondervan, Edwin (2020): Design of a Sustainable Power-to-methanol Process. A Superstructure Approach Integrated with Heat Exchanger Network Optimization. In: Sauro Pierucci, Flavio Manenti, Giulia Luisa Bozzano und Davide Manca (Hg.): Computer Aided Chemical Engineering : 30 European Symposium on Computer Aided Process Engineering, Bd. 48: Elsevier, S. 1411–1416.

KEROSyN (2021): Die Dekarbonisierung des Verkehrssektors. Online verfügbar unter https://www.kerosyn100.de/, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

Kessinger, Susan; Minkos, Andrea; Dauert, Ute; Feigenspan, Stefan (2021): Luftqualität 2020. Vorläufige Auswertung. Hintergrundpapier. Hg. v. Umweltbundesamt. Vorläufige Auswertung. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/hgp_luftqualitaet_2020_bf.pdf, zuletzt geprüft am 16.10.2021.

Khan, M. A.; Al-Attas, Tareq; Roy, Soumyabrata; Rahman, Muhammad M.; Ghaffour, Noreddine; Thangadurai, Venkataraman et al. (2021): Seawater electrolysis for hydrogen production. A solution looking for a problem? In: *Energy Environ. Sci.* 14 (9), S. 4831–4839. DOI: 10.1039/D1EE00870F.

Kiendl, Isabel (2018): Reaktionstechnische Untersuchungen der Direktsynthese von Dimethylether aus Synthesegas. Dissertation, München. Fakultät für Maschinenwesen. Online verfügbar unter https://mediatum.ub.tum.de/doc/1437354/1437354.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

Kim, Chul-Hwan; Lee, Ji-Young; Park, See-Han; Moon, Sun-Ok (2019): Global Trends and Prospects of Black Liquor as Bioenergy. In: *JKTAPPI* 51 (5), S. 3–15. DOI: 10.7584/JKTAPPI.2019.10.51.5.3.

Kircher, Manfred; Schwarz, Thomas (2020): CO2 und CO – Nachhaltige Kohlenstoffquellen für die Kreislaufwirtschaft. 1st ed. 2020. Online verfügbar unter https://doi.org/10.1007/978-3-662-60649-0.

Kirsch, Hannah; Brübach, Lucas; Loewert, Marcel; Riedinger, Michael; Gräfenhahn, Alexander; Böltken, Tim et al. (2020a): CO 2 -neutrale Fischer-Tropsch-Kraftstoffe aus dezentralen modularen Anlagen. Status und Perspektiven. In: *Chemie Ingenieur Technik* 92 (1-2), S. 91–99. DOI: 10.1002/cite.201900120.

Kirsch, Hannah; Lochmahr, Natalie; Staudt, Christiane; Pfeifer, Peter; Dittmeyer, Roland (2020b): Production of CO2-neutral liquid fuels by integrating Fischer-Tropsch synthesis and hydrocracking in a single micro-structured reactor. Performance evaluation of different configurations by factorial design experiments. In: *Chemical Engineering Journal* 393, S. 124553. DOI: 10.1016/j.cej.2020.124553.

KIT (2021): Power-to-Liquid (E-Fuels). Online verfügbar unter https://www.elab2.kit.edu/power2liquid.php, zuletzt aktualisiert am 22.06.2021, zuletzt geprüft am 08.112021.

Klein-Marcuschamer, Daniel; Blanch, Harvey W. (2013): Survival of the fittest. An economic perspective on the production of novel biofuels. In: *AIChE J.* 59 (12), S. 4454–4460. DOI: 10.1002/aic.14245.

König, Daniel H.; Baucks, Nadine; Dietrich, Ralph-Uwe; Wörner, Antje (2015): Simulation and evaluation of a process concept for the generation of synthetic fuel from CO2 and H2. In: *Energy* 91, S. 833–841. DOI: 10.1016/j.energy.2015.08.099.

König, Daniel Helmut (2016): Techno-ökonomische Prozessbewertung der Herstellung synthetischen Flugturbinentreibstoffes aus CO2 und H2, Stuttgart. Online verfügbar unter https://elib.dlr.de/109210/, zuletzt geprüft am 25.05.2021.

Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 (01.10.2021): Konsolidierter Text: Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Dezember 2006 zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe (REACH), zur Schaffung einer Europäischen Chemikalienagentur, zur Änderung der Richtlinie 1999/45/EG und zur Aufhebung der Verordnung (EWG) Nr. 793/93 des Rates, der Verordnung (EG) Nr. 1488/94 der Kommission, der Richtlinie 76/769/EWG des Rates sowie der Richtlinien 91/155/EWG, 93/67/EWG, 93/105/EG und 2000/21/EG der Kommission. Verordnung (EG) Nr. 1907/2006.

DIN EN 590 (2017): Kraftstoffe - Dieselkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren; Deutsche Fassung EN 590:2013+A1:2017 (2017).

DIN EN 16734 (2019): Kraftstoffe - Dieselkraftstoff (B10) - Anforderungen und Prüfverfahren; Deutsche Fassung EN 16734:2016+A1:2018 (2019).

DIN EN 16709 (2019): Kraftstoffe - Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B20 und B30)_- Anforderungen und Prüfverfahren; Deutsche Fassung EN_16709:2015+A1:2018 (2019).

DIN EN 15293 (2018): Kraftstoffe - Ethanolkraftstoff (E85) - Anforderungen und Prüfverfahren; Deutsche Fassung EN 15293:2018 (2018).

DIN EN 589 (2019): Kraftstoffe - Flüssiggas - Anforderungen und Prüfverfahren; Deutsche Fassung EN 589:2018 (2019).

DIN EN 16942 (2021): Kraftstoffe - Identifizierung der Fahrzeug-Kompatibilität - Graphische Darstellung zur Verbraucherinformation; Deutsche Fassung EN 16942:2016+A1:2021 (2021).

DIN EN 15940 (2019): Kraftstoffe - Paraffinischer Dieselkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren_- Anforderungen und Prüfverfahren; Deutsche Fassung EN_15940:2016+A1:2018+AC:2019 (2019).

DIN EN 228 (2017): Kraftstoffe - Unverbleite Ottokraftstoffe - Anforderungen und Prüfverfahren; Deutsche Fassung EN 228:2012+A1:2017 (2017).

DIN EN 15376 (2014): Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Ethanol zur Verwendung als Blendkomponente in Ottokraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren; Deutsche Fassung EN 15376:2014 (2014).

DIN 51623 (2020): Kraftstoffe für pflanzenöltaugliche Motoren - Pflanzenölkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren (2020).

DIN 51605 (2020): Kraftstoffe für pflanzenöltaugliche Motoren - Rapsölkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren (2020).

Kugler, Kurt (2015): Electrochemical Nitrogen Reduction for Ammonia Synthesis. Elektrochemische Stickstoffreduktion für die Ammoniaksynthese. Online verfügbar unter http://publications.rwth-aachen.de/record/572765/files/572765.pdf, zuletzt geprüft am 16.11.2021.

Küppers Engineering (2021): Atex Temperaturklassen. Hg. v. Küppers Engineering. Online verfügbar unter https://www.druckgeraete-online.de/seiten/atex/atex_produkt/atex_temperaturklassen.htm, zuletzt geprüft am 16.10.2021.

Lael, Manoel Regis Lima Verde; Hernandes, Thayse Aparecida Dourado (2020): SUCRE. Sugarcane Renewable Electricity. Sugarcane Renewable Electricity. Online verfügbar unter https://lnbr.cnpem.br/wp-content/uploads/2020/07/SUCRE-Project-Final-Report.pdf, zuletzt geprüft am 04.01.2022.

Lal, B.; Rana, K. S.; Rana, D. S.; Shivay, Y. S.; Sharma, D. K.; Meena, B. P.; Gautam, Priyanka (2019): Biomass, yield, quality and moisture use of Brassica carinata as influenced by intercropping with chickpea under semiarid tropics. In: *Journal of the Saudi Society of Agricultural Sciences* 18 (1), S. 61–71. DOI: 10.1016/j.jssas.2017.01.001.

Landälv, Ingvar (2020): Status - Renewable Bio-methanol Production. Lund (Schweden) (2020). Online verfügbar unter https://www.fastwater.eu/data/11%20Status%20renewable%20bio-methanol%20production%20-%20Ingvar%20Land%C3%A4lv.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Lane, Jim (2017): Amyris' Sweet-'N-High: Biotech pioneer sells farnesene plant to DSM, focuses on next-gen sweetener. Online verfügbar unter https://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2017/11/20/amyris-sweet-and-high-biotech-pioneer-sells-farnesene-plant-to-dsm-focuses-on-next-gen-sweetener/, zuletzt aktualisiert am 20.11.2017, zuletzt geprüft am 16.11.2021.

Lane, Jim (2021): Dig their Big Rig: Licella commissions world's largest operating hydrothermal liquefaction facility. Unter Mitarbeit von Jim Lane. Online verfügbar unter https://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2021/09/14/dig-their-big-rig-licella-commissions-worlds-largest-operating-hydrothermal-liquefaction-facility/#:~:text=2021%20%7C%20Jim%20Lane-,Licella%20commissions%20world's%20largest%20operating%20hydrothermal%20liquefaction%20facility,with%20Canadian%20Forest%20Products%20Ltd., zuletzt aktualisiert am 14.09.2021, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

Larsson, Anton; Gunnasrsson, Ingemar; Tengberg, Freddy (2019): The GoBiGas Project. Demonstration of the Production of Biomethane from Biomass via Gasification. Unter Mitarbeit von Freddy Tengberg Ingemar Gunnasrsson. Demonstration of the Production of Biomethane from Biomass via Gasification. Gothenburg, Sweden. Online verfügbar unter https://www.goteborgenergi.se/Files/Webb20/Kategoriserad%20information/Forskningsprojekt/The%20GoBiGas%20Project%20-%20Demonstration%20of%20the%20Production%20of%20Biomethane%20from%20Biomass%20v%20230507_6_0.pdf?TS=636807191662780982, zuletzt geprüft am 16.11.2021.

Lauf, T.; Memmler, M.; Schneider, S. (2019): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-11-07_cc-37-2019_emissionsbilanz-erneuerbarer-energien_2018.pdf, zuletzt geprüft am 16.11.2021.

Lauf, Thomas; Memmler, Michael; Schneider, Sven (2021): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2020. Hg. v. Umweltbundesamt. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2020. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-12-13_climate-change_71-2021_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2020_bf.pdf, zuletzt geprüft am 18.01.2022.

Laurikko, Juhani; Hannula, Ilkka; Nylund, Nils-Olof; Aakko-Saksa, Päivi (2020): The Role of Renewable Transport Fuels in Decarbonizing Road Transport. Scenarios and Contributions in Selected Countries. Hg. v. IEA AMF TCP. Scenarios and Contributions in Selected Countries. Online verfügbar unter https://www.iea-amf.org/app/webroot/files/file/Annex%20Reports/AMF_Annex_58_Scenarios%20and%20Contributions%20in%20Selected%20Countries.pdf, zuletzt geprüft am 18.11.2021.

LBST (2016): Renewables in Transport 2050. Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity Kraftstoffstudie II. Unter Mitarbeit von Patrick Schmidt, Werner Zittel, Werner Weindorf und Tetyana Raksha. Hg. v. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST). Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity Kraftstoffstudie II.

Leblanc, Johann (2021): Ethanol. La liste des modèles compatibles E85 sans boîtier en France. Hg. v. L'argus. Online verfügbar unter https://www.largus.fr/actualite-automobile/ethanol-la-liste-des-modeles-compatibles-e85-sans-boitier-en-france-10731394.html, zuletzt aktualisiert am 28.09.2021, zuletzt geprüft am 18.11.2021.

Lenz, Volker; Naumann, Karin; Denysenko, Velina; Daniel-Gromke, Jaqueline; Rensberg, Nadja; Schröder, Jörg et al. (2021): Erneuerbare Energien. In: *BWK Energie* (73), S. 56–89. Online verfügbar unter https://www.ingenieur.de/wp-content/uploads/2021/12/BWK_E-Paper-Special_2021_r.pdf, zuletzt geprüft am 13.12.2021.

Lepage, Thibaut; Kammoun, Maroua; Schmetz, Quentin; Richel, Aurore (2021): Biomass-to-hydrogen. A review of main routes production, processes evaluation and techno-economical assessment. In: *Biomass and Bioenergy* 144, S. 105920. DOI: 10.1016/j.biombioe.2020.105920.

Li, Hailong; Tan, Yuting; Ditaranto, Mario; Yan, Jinying; Yu, Zhixin (2017): Capturing CO2 from Biogas Plants. In: *Energy Procedia* 114, S. 6030–6035. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1738.

Liebich, Axel; Fröhlich, Thomas; Münther, Daniel; Fehrenbach, Horst; Giegrich, J.; Köppen, Susanne et al. (2020): Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/systemvergleich-speicherbarer-energietraeger-aus, zuletzt geprüft am 18.11.2021.

Linde (2020): Smaller carbon footprint. Higher process efficiency. Synergized benefits of Linde DRYREF™ and BASF SYNSPIRE™. Synergized benefits of Linde DRYREF™ and BASF SYNSPIRE™. Online verfügbar unter https://www.engineering.linde.com/dryref, zuletzt geprüft am 18.11.2021.

Linde Gas GmbH (2018): Wasserstoff, verdichtet. Sicherheitsdatenblatt. Hg. v. Linde Gas GmbH. Sicherheitsdatenblatt. Online verfügbar unter https://produkte.linde-gas.at/sdb_konform/H2_10021694DE.pdf, zuletzt geprüft am 06.10.2021.

Linde Gas GmbH (2021): Methan. Sicherheitsdatenblatt. Hg. v. Linde Gas GmbH. Sicherheitsdatenblatt. Online verfügbar unter https://produkte.linde-gas.at/sdb_konform/CH4_10021692DE.pdf, zuletzt geprüft am 18.11.2021.

Liu, Yanyong; Sotelo-Boyás, Rogelio; Murata, Kazuhisa; Minowa, Tomoaki; Sakanishi, Kinya (2011): Hydrotreatment of Vegetable Oils to Produce Bio-Hydrogenated Diesel and Liquefied Petroleum Gas Fuel over Catalysts Containing Sulfided Ni–Mo and Solid Acids. In: *Energy Fuels* 25 (10), S. 4675–4685. DOI: 10.1021/ef200889e.

Loewert, Marcel; Hoffmann, Julian; Piermartini, Paolo; Selinsek, Manuel; Dittmeyer, Roland; Pfeifer, Peter (2019): Microstructured Fischer-Tropsch Reactor Scale-up and Opportunities for Decentralized Application. In: *Chem. Eng. Technol.* 42 (10), S. 2202–2214. DOI: 10.1002/ceat.201900136.

Loh, Saw Hong; Chen, Mee Kee; Fauzi, Nur Syazana; Aziz, Ahmad; Cha, Thye San (2021): Enhanced fatty acid methyl esters recovery through a simple and rapid direct transesterification of freshly harvested biomass of Chlorella vulgaris and Messastrum gracile. In: *Scientific reports* 11 (1), S. 2720. DOI: 10.1038/s41598-021-81609-6.

Lorenzi, G.; Mignini, L.; Venezia, B.; Silva, C.; Santarelli, M. (2019): Integration of high-temperature electrolysis in an HVO production process using waste vegetable oil. In: *Energy Procedia* 158, S. 2005–2011. DOI: 10.1016/j.egypro.2019.01.465.

Löschau, Gunter (2019): Ultrafeine Partikel, Ruß und Stickoxide in der Außenluft in Sachsen. 17. FAD-Konferenz, Herausforderung - Abgasnachbehandlung. FAD e.V. Dresden (2019). Online verfügbar unter https://www.umwelthaus.org/media/5_messungenen_von_ufp_staedten_dr._loeschau.pdf, zuletzt geprüft am 18.11.2021.

Lutz, Martin (2021): Eine Bilanz der verkehrsbedingten Luftbelastung in Städten und was das für EURO 7/VII bedeutet? FAD-Webinar. FAD e.V. (2021).

Mabanaft (2021): FAME (Biodiesel). Sicherheitsdatenblatt. Hg. v. Mabanaft Deutschland GmbH & Co. KG. Sicherheitsdatenblatt. Online verfügbar unter https://www.mabanaft.com/fileadmin/content/global_content/downloads/mabanaft/SDS_Mabanaft-D_FAME-Biodiesel_de.pdf, zuletzt geprüft am 18.11.2021.

Macrelli, Stefano; Mogensen, Johan; Zacchi, Guido (2012): Techno-economic evaluation of 2nd generation bioethanol production from sugar cane bagasse and leaves integrated with the sugar-based ethanol process. In: *Biotechnol Biofuels* 5 (1), S. 22. DOI: 10.1186/1754-6834-5-22.

Maier, Thomas; Härtl, Martin; Jacob, Eberhard; Wachtmeister, Georg (2019): Dimethyl carbonate (DMC) and Methyl Formate (MeFo). Emission characteristics of novel, clean and potentially CO2 -neutral fuels including PMP and sub-23 nm nanoparticle-emission characteristics on a spark-ignition DI-engine. In: *Fuel* 256 (3), S. 115925. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.115925.

Majer, Stefan; Gröngröft, Arne; Drache, Christian; Braune, Maria; Meisel, Kathleen; Müller-Langer, Franziska et al. (2015): Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biodiesel. Version 1.0. Leipzig: DBFZ (Handreichung). Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/broschueren/Handreichung_Biodiesel.pdf.

Marlin, Dana S.; Sarron, Emeric; Sigurbjörnsson, Ómar (2018): Process Advantages of Direct CO2 to Methanol Synthesis. In: *Frontiers in chemistry* 6, S. 446. DOI: 10.3389/fchem.2018.00446.

Marsh, Susan K.; Owen, Kartley; Wright, Bernard S. (1988): Conversion of methanol to gasoline. Angemeldet durch ExxonMobil Oil Corp. Anmeldenr: US81543885A. Prioriätsdaten: 31.12.1985.

Materazzi, Massimiliano; Foscolo, Pier Ugo (2019): Substitute natural gas from waste. Technical assessment and industrial applications of biochemical and thermochemical processes. London: Academic Press.

Matsakas, L.; Rova, U.; Christakopoulos, P. (2016): Strategies for enhanced biogas generation through anaerobic digestion of forest material – An overview. In: *BioResources* (11 (2)), S. 5482–5499. Online verfügbar unter https://bioresources.cnr.ncsu.edu/issues/vol11-issue2/page/19/, zuletzt geprüft am 23.11.2021.

Matthischke, Steffi; Krüger, Raphael; Rönsch, Stefan; Güttel, Robert (2016): Unsteady-state methanation of carbon dioxide in a fixed-bed recycle reactor — Experimental results for transient flow rate ramps. In: *Fuel Processing Technology* 153, S. 87–93. DOI: 10.1016/j.fuproc.2016.07.021.

Mauerhofer, Anna; Benedikt, Florian; Hammerschmid, Martin; Bartik, Alexander; Veress, Marton (2020): Reallabor zur Herstellung von Holzdiesel und Holzgas aus Biomasse und biogenen Reststoffen für die Land- und Forstwirtschaft.

Mazubert, Alex; Aubin, Joelle; Elgue, Sébastien; Poux, Martine (2014): Intensification of waste cooking oil transformation by transesterification and esterification reactions in oscillatory baffled and microstructured reactors for biodiesel production. In: *Green Processing and Synthesis* 3 (6), S. 1646. DOI: 10.1515/gps-2014-0057.

McPhy (2015): Audi E-Gas. Eine 6 MW Elektrolyse-Lösung für Audi. Eine 6 MW Elektrolyse-Lösung für Audi. Online verfügbar unter https://mcphy.com/de/industrieller-wasserstoff/audi/?cn-reloaded=1, zuletzt aktualisiert am 21.05.2015, zuletzt geprüft am 23.11.2021.

Meisel, Kathleen (2015): Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Bioethanol. Handreichung. Version 1.0. Leipzig: DBFZ.

Mellios, G.; Kastori, M.; Zierock, K-H. (2019): Technical support for the review obligations under Regulation (EU) 2016/1628 (NRMM). Draft Final Report. Hg. v. Europäische Kommission. Draft Final Report. Brüssel. Online verfügbar unter https://circabc.europa.eu/sd/a/4415ad0e-7946-4fa9-a432-d4c700c6915d/190503_NRMM_final_v3.pdf, zuletzt geprüft am 23.11.2021.

Menezes, Eliana Weber de; Cataluña, Renato (2008): Optimization of the ETBE (ethyl tert-butyl ether) production process. In: *Fuel Processing Technology* 89 (11), S. 1148–1152. DOI: 10.1016/j.fuproc.2008.05.006.

Methanol Institute (2021): Methanol price and supply/demand. Online verfügbar unter https://www.methanol.org/methanol-price-supply-demand/, zuletzt geprüft am 23.11.2021.

microbEnergy (2020): BiON® – Robust. Flexibel. Umweltfreundlich. Synthetisches Methan aus CO2 und H2. Online verfügbar unter https://www.microbenergy.de/fileadmin/user_upload/9451834_08-2020_DE.pdf, zuletzt geprüft am 23.11.2021.

Millinger, Markus; Ponitka, Jens; Arendt, Oliver; Thrän, Daniela (2017): Competitiveness of advanced and conventional biofuels. Results from least-cost modelling of biofuel competition in Germany. In: *Energy Policy* (107), S. 394–402. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.05.013.

Millinger, Markus; Tafarte, Philip; Jordan, Matthias; Hahn, Alena; Meisel, Kathleen; Thrän, Daniela (2021): Electrofuels from excess renewable electricity at high variable renewable shares. Cost, greenhouse gas abatement, carbon use and competition. In: *Sustainable Energy Fuels* 5 (3), S. 828–843. DOI: 10.1039/d0se01067g.

DIN ISO 8217 (2018): Mineralölerzeugnisse - Kraft- und Brennstoffe (Klasse_F) - Anforderungen an Schifffahrtsbrennstoffe (ISO_8217:2017) (2018).

ISO 16861 (2015): Mineralölerzeugnisse - Kraftstoffe (Klasse F) - Spezifikationen für Dimethylether (DME) (2015).

Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2020): Preiszusammensetzung. Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Kraftstoffe. Hg. v. Mineralölwirtschaftsverband e.V. Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Kraftstoffe. Online verfügbar unter https://www.mwv.de/statistiken/preiszusammensetzung/, zuletzt aktualisiert am 23.11.2021.

Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2021): Rohölpreise | Brent. Online verfügbar unter https://www.mwv.de/statistiken/rohoelpreise/, zuletzt aktualisiert am 25.05.2021, zuletzt geprüft am 24.11.2021.

Ministério da Agricultura (2015): Cronologia da Mistura Carburante Etanol Anidro - Gasolina no Brasil. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Hg. v. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Online verfügbar unter cronologia-da-mistura-carburante-etanol-anidro.pdf, zuletzt geprüft am 04.01.2022.

Ministério de Minas e Energia (2021): Série histórica do levantamento de preços. Online verfügbar unter https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/precos-revenda-e-de-distribuicao-combustiveis/serie-historica-do-levantamento-de-precos, zuletzt aktualisiert am 06.12.2021, zuletzt geprüft am 04.01.2022.

Minutillo, M.; Perna, A.; Forcina, A.; Di Micco, S.; Jannelli, E. (2020): Analyzing the levelized cost of hydrogen in refueling stations with on-site hydrogen production via water electrolysis in the Italian scenario. In: *International Journal of Hydrogen Energy. DOI:* 10.1016/j.ijhydene.2020.11.110.

Mock, Peter (2021): The European Commission's fitness program for climate protection sluggards | International Council on Clean Transportation. Online verfügbar unter https://theicct.org/blog/staff/european-commission-fitfor55-jul2021, zuletzt aktualisiert am 15.07.2021, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Mohsenzadeh, Abas; Zamani, Akram; Taherzadeh, Mohammad J. (2017): Bioethylene Production from Ethanol. A Review and Techno-economical Evaluation. In: *ChemBioEng Reviews* 4 (2), S. 75–91. DOI: 10.1002/cben.201600025.

Montoya Sanchez, Natalia; Cordoba, Fernando; Trujllo, Carlos Alexander; Gil, Ivan; Rodriguez, Gerardo (2011): Fusel Oil Separation Process. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/267309762_Fusel_Oil_Separation_Process, zuletzt aktualisiert am 19.10.2011, zuletzt geprüft am 22.06.2021.

Moretti, Christian; López-Contreras, Ana; Vrije, Truus de; Kraft, Axel; Junginger, Martin; Shen, Li (2021): From agricultural (by-)products to jet fuels. Carbon footprint and economic performance. In: *Science of The Total Environment* 775, S. 145848. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2021.145848.

Moshood, Taofeeq D.; Nawanir, Gusman; Mahmud, Fatimah (2021): Microalgae biofuels production. A systematic review on socioeconomic prospects of microalgae biofuels and policy implications. In: *Environmental Challenges* 5 (4), S. 100207. DOI: 10.1016/j.envc.2021.100207.

Motoki, Paulo Toshio (1994): Portarian No 23, de 6 de Junho de 1994. Online verfügbar unter https://sistemas.mre.gov.br/kitweb/datafiles/Cgpi/pt-br/file/portaria%20dnc%2023_1994.pdf, zuletzt geprüft am 04.01.2022.

Motorcyclesdata (2021): Global Motorcycles Market lost 9 million sales in 2020. In: *MotorCycles Data* (2021). Online verfügbar unter https://www.motorcyclesdata.com/2021/04/08/world-motorcycles-market/, zuletzt geprüft am 24.11.2021.

Müller, K.; Fleige, M.; Rachow, F.; Schmeißer, D. (2013): Sabatier based CO2-methanation of Flue Gas Emitted by Conventional Power Plants. In: *Energy Procedia* 40, S. 240–248. DOI: 10.1016/j.egypro.2013.08.028.

Müller-Langer, Franziska; Oehmichen, Katja; Dietrich, Sebastian; Zech, Konstantin M.; Reichmuth, Matthias; Weindorf, Werner (2019): PTG-HEFA Hybrid Refinery as Example of a SynBioPTx Concept—Results of a Feasibility Analysis. In: *Applied Sciences* 9 (19), S. 4047. DOI: 10.3390/app9194047.

Müller-Langer, Franziska; Schneider, Jens; Pohl, Marcel; Majer, Stefan (2016): Innovative erneuerbare Produkte durch Ausschöpfung von ynergien aus Bioenergie und Power-to-X (2016). Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Download/Extern/DBFZ_SynBioPTx_2016-09.pdfhttps://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Download/Extern/DBFZ_SynBioPTx_2016-09.pdf, zuletzt geprüft am 24.11.2021.

Müller-Langer, Franziska; Dögnitz, Niels; Marquardt, Christian; Zschocke, Alexander; Schripp, Tobias; Oehmichen, Katja et al. (2020): Multiblend JET A-1 in Practice. Results of an R&D Project on Synthetic Paraffinic Kerosenes. In: *Chem. Eng. Technol.* 43 (8), S. 1514–1521. DOI: 10.1002/ceat.202000024.

Munich Airport (2021): Weichenstellung für sauberes Fliegen am Flughafen München. Hg. v. Munich Airport. Online verfügbar unter https://www.munich-airport.de/presse-gruenes-licht-fuer-sustainable-fuels-11029201, zuletzt aktualisiert am 06.05.2021, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

NASA (2021): Carbon Dioxide. Online verfügbar unter https://climate.nasa.gov/vital-signs/carbon-dioxide/, zuletzt aktualisiert am 10.2021, zuletzt geprüft am 2310.2021.

Naumann, Karin (2021a): Potenzieller Beitrag fortschrittlicher Gaskraftstoffe zur THG-Quote und den Klimazielen. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ). Leipzig (2021). Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/Pilot_SBG/BKFG_2021/Vortraege_BKFG_2021/06_Naumann-Biokraftstoff-Fachgespraech-2021-DBFZ-Pilot-SBG.pdf, zuletzt geprüft am 10.01.2022.

Naumann, Karin; Müller-Langer, Franziska; Meisel, Kathleen; Majer, Stefan; Schröder, Jörg; Schmieder, Uta (2021b): Weiterentwicklung der deutschen Treibhausgasminderungsquote. Hintergrundpapier. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Hintergrundpapier. Leipzig. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin//user_upload/Referenzen/Statements/Hintergrundpapier_Weiterentwicklung_THG-Quote.pdf, zuletzt geprüft am 24.06.2021.

Naumann, Karin; Oehmichen, Katja; Remmele, Edgar; Thuneke, Klaus; Schröder, Jörg; Zeymer, Martin et al. (2016): Monitoring Biokraftstoffsektor. 3. Aufl. Leipzig (DBFZ-Report, 11). Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_11_3.pdf.

Naumann, Karin; Oehmichen, Katja; Zeymer, Martin; Meisel, Kathleen (2014): Monitoring Biokraftstoffsektor. 2. Aufl. Leipzig: DBFZ (DBFZ-Report, 11).

Naumann, Karin; Oehmichen, Katja; Zeymer, Martin; Müller-Langer, Franziska; Scheftelowitz, Mattes; Adler, Philipp et al. (2012): Monitoring Biokraftstoffsektor. Leipzig: DBFZ (DBFZ-Report, 11).

Naumann, Karin; Schröder, Jörg; Oehmichen, Katja; Etzold, Hendrik; Müller-Langer, Franziska; Remmele, Edgar et al. (2019): Monitoring Biokraftstoffsektor. 4. überarbeitete und erweiterte Auflage. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Leipzig (DBFZ-Report, Nr. 11).

NEP 2035 (2021): Netzentwicklungsplan Strom. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/de.

Neste (2021): Website - Führende Luftfahrt-Akteure starten erste In-Flight-Emissionsstudie mit 100 Prozent nachhaltigem Flugkraftstoff (SAF). Hg. v. Neste. Online verfügbar unter https://www.neste.de/releases-and-news/aviation/fuehrende-luftfahrt-akteure-starten-erste-flight-emissionsstudie-mit-100-prozent-nachhaltigem, zuletzt aktualisiert am 18.03.2021, zuletzt geprüft am 03.08.2021.

Neste Oyj (2019): Neste Renewable Diesel; Neste Renewable Diesel 100 %; Neste MY Renewable Diesel. Safety Data Sheet. Hg. v. Neste Oyj. Safety Data Sheet. Online verfügbar unter https://www.neste.fi/static/ktt/13898_eng.pdf, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

Neste Oyj (2020): Aviation Jet Fuel JET A-1 (JETA1). Safety Data Sheet. Hg. v. Neste. Safety Data Sheet. Online verfügbar unter https://www.neste.fi/static/ktt/10505_eng.pdf, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

Neste Oyj (2021): Neste maps. Hg. v. Neste Oyj. Online verfügbar unter https://www.neste.fi/asemat?orig=&dest=&field_geofield_distance%5Borigin%5D=&field_station_tuotteisto_value_9%5B1%5D=1, zuletzt geprüft am 13.05.2021.

NETL (2021): Gasifipedia. Online verfügbar unter https://netl.doe.gov/research/Coal/energy-systems/gasification/gasifipedia, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

Neuling, Ulf; Kaltschmitt, Martin; Hofbauer, Hermann (2018): Biokerosinherstellung. Dissertation.

Newbery, Charles (2021): COP26: Australia's FFI plans $8.4 billion green hydrogen project in Argentina. Hg. v. S&P Global. Online verfügbar unter https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/energy-transition/110121-cop26-australias-ffi-plans-84-billion-green-hydrogen-project-in-argentina, zuletzt aktualisiert am 01.11.2021, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

Norske (2020): Supplying your renewable fuel. Unlimited. The demonstration. Hg. v. Norkse e-Fuel AS. The demonstration. Online verfügbar unter https://www.norsk-e-fuel.com/en/, zuletzt geprüft am 16.01.2022.

NovaCana (2021): Raüizen fecha com Yara sua primiera venda de biometano a longo prazo. Online verfügbar unter https://www.novacana.com/n/industria/usinas/raizen-fecha-yara-primeira-venda-biometano-longo-prazo-210921, zuletzt aktualisiert am 21.09.2021, zuletzt geprüft am 29.10.2021.

NPM (2021): Wege für mehr Klimaschutz im Verkehr. AG1 - Bericht. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). AG1 - Bericht. Berlin. Online verfügbar unter https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2021/07/NPM_AG1_Wege-fuer-mehr-Klimaschutz.pdf, zuletzt geprüft am 07.01.2022.

Nylund, Nils-Olof; Aakko-Saksa, Päivi; Le Feuvre, Pharoah (2018): Air quality implications of transport biofuel consumption. Special Report. Hg. v. IEA AMF TCP. Special Report. Online verfügbar unter https://iea-amf.org/app/webroot/files/file/other%20publications/Renewables%202018_biofuels%20and%20air%20quality.pdf, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

Oberon Fuels (2021): Oberon's Process & Facilities. Online verfügbar unter https://oberonfuels.com/technology/oberon-process/, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

OICA (2021): Global Sales Statistics 2019 – 2020. Hg. v. International Organization of Motor Vehicle Manufacturers (OICA). Online verfügbar unter https://www.oica.net/wp-content/uploads/Passenger-Cars_Sales-2020.pdf, zuletzt geprüft am 31.05.2021.

Olsson, Olle; Bang, Christian; Borchers, Malgorzata; Hahn, Alena; Karjunen, Hannu; Thrän, Daniela; Tynjälä, Tero (2020a): Deployment of BECCS/U value chains. Technological pathways, policy options and business models. Technological pathways, policy options and business models. [s.l.] (IEA Bioenergy Task 40).

Olsson, Olle; Tynjälä, Tero; Bang, Christian; Thrän, Daniela (2020b): Deployment of BECCS/U – technologies, supply chain setup & Policy options. IEA Bioenergy Task 40 webinar. IEA Bioenergy (2020). Online verfügbar unter https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/06/BECCUS-Webinar-Slide-0020200616-final.pdf, zuletzt geprüft am 13.12.2021.

Omari, Ahmad; Heuser, Benedikt; Pischinger, Stefan (2017): Potential of oxymethylenether-diesel blends for ultra-low emission engines. In: *Fuel* 209 (12), S. 232–237. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.07.107.

Onthong, Usa; Juntarachat, Niramol (2017): Evaluation of Biogas Production Potential from Raw and Processed Agricultural Wastes. In: *Energy Procedia* 138, S. 205–210. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.10.151.

OrangeGas (2021): Locations - OrangeGas. Hg. v. OrangeGas. Online verfügbar unter https://orangegas.nl/en/refueling-locations, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

RID (2021): Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter. RID.

Ordóñez, Diego Freire; Guillén-Gosálbez, Gonzalo (2020): Techno-economic and Environmental Assessment of Electrofuels. A Case Study of Gasoline Production using a PEM Electrolyser. In: Sauro Pierucci, Flavio Manenti, Giulia Luisa Bozzano und Davide Manca (Hg.): Computer Aided Chemical Engineering : 30 European Symposium on Computer Aided Process Engineering, Bd. 48: Elsevier, S. 595–600.

Our World in Data (2021): Motor vehicle ownership, per 1000 inhabitants. Hg. v. ourworldindata.org. Online verfügbar unter https://ourworldindata.org/grapher/motor-vehicle-ownership-per-1000-inhabitants?country=~USA, zuletzt geprüft am 11.06.2021.

Overmaat, Bernd (2019): BioTfueL: Der Biokraftstoff der Zukunft entsteht aus Abfall. Online verfügbar unter https://engineered.thyssenkrupp.com/biotfuel-der-biokraftstoff-der-zukunft-entsteht-aus-abfall/, zuletzt aktualisiert am 04.06.2019, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

Ovsyannikova, Ekaterina; Kruse, Andrea; Becker, Gero C. (2020): Feedstock-dependent phosphate recovery in a pilot-scale hydrothermal liquefaction bio-crude production. In: *Energies* 13 (2), S. 379.

Parapouli, Maria; Vasileiadis, Anastasios; Afendra, Amalia-Sofia; Hatziloukas, Efstathios (2020): Saccharomyces cerevisiae and its industrial applications. In: *AIMS microbiology* 6 (1), S. 1–31. DOI: 10.3934/microbiol.2020001.

Park, Min Bum; Park, Eun Duck; Ahn, Wha-Seung (2019): Recent Progress in Direct Conversion of Methane to Methanol Over Copper-Exchanged Zeolites. In: *Frontiers in chemistry* 7, S. 514. DOI: 10.3389/fchem.2019.00514.

Paula, Eduardo Marostegan; da Silva, Lorrayny Galoro; Brandao, Virginia Lucia Neves; Dai, Xiaoxia; Faciola, Antonio Pinheiro (2019): Feeding Canola, Camelina, and Carinata Meals to Ruminants. In: *Animals : an open access journal from MDPI* 9 (10). DOI: 10.3390/ani9100704.

Pérez, Rena (1997): Feeding pigs in the tropics. Rome (FAO animal production and health paper, 132).

Peters, Dann; Stojcheva, Viktorija (2017): Crude tall oil low ILUC risk assessment. Comparing global supply and demand. Comparing global supply and demand. Online verfügbar unter https://www.upmbiofuels.com/siteassets/documents/other-publications/ecofys-crude-tall-oil-low-iluc-risk-assessment-report.pdf, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

Peters, Ralf (2020): Grünes Methanol – erfolgreiche Kostenkalkulation. Online verfügbar unter http://www.c3-mobility.de/news/gruenes-methanol-erfolgreiche-kostenkalkulation/, zuletzt geprüft am 24.08.2021.

Pfeifer, Peter; Biffar, Linus; Timm, Friedemann; Böltken, Tim (2020): Influence of Power-to-Fuel Plant Flexibility Towards Power and Plant Utilization and Intermediate Hydrogen Buffer Size. In: *Chemie Ingenieur Technik* 92 (12), S. 1976–1982. DOI: 10.1002/cite.202000084.

Pitt, Fernando D.; Domingos, Anabela M.; Barros, A. ChivangaA. (2019): Purification of residual glycerol recovered from biodiesel production. In: *South African Journal of Chemical Engineering* 29 (3), S. 42–51. DOI: 10.1016/j.sajce.2019.06.001.

POET (2021): Shell Rock, IA. Online verfügbar unter https://poet.com/shellrock, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

Porsche (2020): Porsche und Siemens Energy treiben mit Partnern die Entwicklung klimaneutraler eFuels voran. Online verfügbar unter https://newsroom.porsche.com/de/2020/unternehmen/porsche-siemens-energy-pilotprojekt-chile-forschung-entwicklung-synthetische-kraftstoffe-efuels-23020.html, zuletzt aktualisiert am 02.12.2020, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

Porter, Adam (2020): French gasoline rebound takes ethanol demand to record. Hg. v. Argus Media group. Online verfügbar unter https://www.argusmedia.com/en/news/2141745-french-gasoline-rebound-takes-ethanol-demand-to-record, zuletzt aktualisiert am 16.09.2020, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

Posmanik, Roy; Labatut, Rodrigo A.; Kim, Andrew H.; Usack, Joseph G.; Tester, Jefferson W.; Angenent, Largus T. (2017): Coupling hydrothermal liquefaction and anaerobic digestion for energy valorization from model biomass feedstocks. In: *Bioresour. Technol.* 233, S. 134–143.

Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Hg. v. Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB_2.pdf, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

COM(2021) 557 (2021): Proposal for a Directive of the European Parliament and oft he Council amending Directive (EU) 2018/2001,Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652. COM(2021) 557 vom 14.07.2021.

ETD (2021): Proposal for a Directive restructuring the Union framework for the taxation of energy products and electricity. ETD.

Proposal 2021/0205 (14.07.2021): Proposal for a Regulation on ensuring a level playing field for sustainable air transport. Proposal 2021/0205 vom 14.07.2021.

Proposal 2021/0223 (COD) (14.07.2021): Proposal for a regulation on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council. Proposal 2021/0223 (COD) vom 14.07.2021.

FuelEU Maritime (2021): Proposal for a Regulation on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport. FuelEU Maritime.

Prussi, Matteo; Panoutsou, Calliope; Chiaramonti, David (2022): Assessment of the Feedstock Availability for Covering EU Alternative Fuels Demand. In: *Applied Sciences* 12 (2), S. 740. DOI: 10.3390/app12020740.

Purr, Katja; Günther, Jens; Lehmann, Harry; Nuss, Philip (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. RESCUE -Studie. Hg. v. Umweltbundesamt. RESCUE -Studie. Dessau-Roßlau (CLIMATE CHANGE, 36/2019). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet.pdf, zuletzt geprüft am 06.10.2021.

Quartier, Dieter (2019): France and Sweden get Ford Kuga Flexfuel that runs on E85 bioethanol. Hg. v. FleetEurope. Belgien. Online verfügbar unter https://www.fleeteurope.com/en/new-energies/europe/features/france-and-sweden-get-ford-kuga-flexfuel-runs-e85-

bioethanol?a=DQU04&t%5B0%5D=France&t%5B1%5D=Sweden&t%5B2%5D=bioethanol&t%5B3%5D=E85&t%5B4%5D=CNG&curl=1, zuletzt aktualisiert am 21.02.2019, zuletzt geprüft am 01.12.2021.

Queensland University of Technology (2020): Response to ARENA Bioenergy Roadmap Call for Submissions. Hg. v. Queensland University of Technology. Online verfügbar unter https://cms.qut.edu.au/__data/assets/pdf_file/0005/1004594/10-June-2020-QUT-Response-to-ARENA-Bioenergy-Roadmap-Call-for-Submissions_4A7C-web-sm.pdf, zuletzt geprüft am 13.05.2021.

Quispe, César A.G.; Coronado, Christian J.R.; Carvalho Jr., João A. (2013): Glycerol. Production, consumption, prices, characterization and new trends in combustion. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 27 (3), S. 475–493. DOI: 10.1016/j.rser.2013.06.017.

Rajabihamedani, Sara (2018): Life cycle assessment of energy generation from agricultural biomass via innovative energy conversion systems. Online verfügbar unter https://iris.uniroma1.it/handle/11573/1128492?mode=full.1074.

Ramirez-Cadavid, David A.; Kozyuk, Oleg; Lyle, Parker; Michel, Frederick C. (2016): Effects of hydrodynamic cavitation on dry mill corn ethanol production. In: *Process Biochemistry* 51 (4), S. 500–508. DOI: 10.1016/j.procbio.2016.01.001.

Ramos, Camila Souza; Ribeiro, Ivo (2020): GranBio becomes a technology supplier. Paulo Nigro becomes the company's CEO in this new phase. Paulo Nigro becomes the company's CEO in this new phase. Online verfügbar unter http://www.granbio.com.br/en/site/noticias/granbio-becomes-a-technology-supplier/, zuletzt aktualisiert am 18.02.2020, zuletzt geprüft am 01.12.2021.

Rashid, Khalid T.; Mansour, Khalid; Abid, Mohammad F.; Ali, Salah M.; Abed, Kadhim N. (2019): Synthesis of dimethyl carbonate for enhancement of gasoline performance. In: *Journal of King Saud University - Engineering Sciences* 31 (2), S. 171–177. DOI: 10.1016/j.jksues.2018.11.006.

Rashid, M. M.; Al Mesfer, M. K.; Naseem, H.; Danish, M. (2015): Hydrogen Production by Water Electrolysis: A Review of Alkaline Water Electrolysis, PEM Water Electrolysis and High Temperature Water Electrolysis. In: *International Journal of Engineering and Advanced Technology 4* (4(3)), S. 80–93. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/273125977_Hydrogen_Production_by_Water_Electrolysis_A_Review_of_Alkaline_Water_Electrolysis_PEM_Water_Electrolysis_and_High_Temperature_Water_Electrolysis, zuletzt geprüft am 01.12.2021.

Red Rock Fuels (2021): Lakeview site. Online verfügbar unter https://www.redrockbio.com/lakeview-site/, zuletzt geprüft am 25.06.2021.

Reeve, Jennifer Sarah (2020): Modelling advanced reforming of bio-compounds for hydrogen production. Doktorarbeit. School of Chemical and Process Engineering.

Biokraft-NachV (2021): Referentenentwurf zur Neufassung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraft-NachV vom 31.03.2021.

Refhyne (2019): REFHYNE - Clean Refinery Hydrogen For Europe. Online verfügbar unter https://refhyne.eu/de/shell-rheinland-raffinerie-baubeginn-der-weltweit-grosten-wasserstoff-elektrolyse-2/, zuletzt aktualisiert am 28.06.2019, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Reichel, Johannes (2018): Volkswagen. R33 BlueDiesel senkt CO2-Emissionen. Hg. v. HUSS-VERLAG GmbH. R33 BlueDiesel senkt CO2-Emissionen. Online verfügbar unter https://www.vision-mobility.de/de/news/volkswagen-r33-bluediesel-senkt-co2-emissionen-2475.html, zuletzt aktualisiert am 08.05.2019.

Renewable Energy Group Inc. (2021): Website - Geismar Biorefinery. Online verfügbar unter https://www.regi.com/find-fuel/production-facilities/geismar, zuletzt aktualisiert am 2021, zuletzt geprüft am 01.12.2021.

REPOTEC (2018): Firmenseite. Online verfügbar unter http://www.repotec.at/index.php/ws-biomassekraftwerk-guessing.html, zuletzt geprüft am 01.12.2021.

Rezaei, Ebrahim; Dzuryk, Stephen (2019): Techno-economic comparison of reverse water gas shift reaction to steam and dry methane reforming reactions for syngas production. In: *Chemical Engineering Research and Design* 144 (70), S. 354–369. DOI: 10.1016/j.cherd.2019.02.005.

Rezende Pinho, Andrea de; Almeida, Marlon Brando Bezerra de; Mendes, Fabio Leal; Ximenes, Vitor Loureiro (2014): Production of lignocellulosic gasoline using fast pyrolysis of biomass and a conventional refining scheme. In: *Pure and Applied Chemistry* 86 (5), S. 859–865. DOI: 10.1515/pac-2013-0914.

Ricardo Energy & Environment (2016): The role of natural gas and biomethane in the transport sector.

Richtlinie (EU) 2015/1513: Richtlinie (EU) 2015/1513 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 9. September 2015 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Richtlinie (EU) 2015/1513. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 239), S. 1.

Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018): Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung). Richtlinie (EU) 2018/2001 vom 21.12.2018. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 61 (L 328), S. 82–209.

Richtlinie (EU) 2019/1161 (2019): Richtlinie (EU) 2019/1161 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge. Richtlinie (EU) 2019/1161 vom 20.06.2019. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L188), S. 116–130.

Richtlinie 2003/30/EG (2003): Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor. Richtlinie 2003/30/EG vom 08.05.2003. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 123), S. 42.

Richtlinie 2009/28/EG (2009): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. Richtlinie 2009/28/EG vom 23.04.2009. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 140), S. 16.

Richtlinie 2009/29/EG (23.04.2009): Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten (Text von Bedeutung für den EWR). Richtlinie 2009/29/EG vom 05.06.2009. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 52 (L140), S. 3–27.

Richtlinie 2014/94/EU (22.10.2014): Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe Text von Bedeutung für den EWR. Richtlinie 2014/94/EU vom 12.11.2021. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L307), S. 1–20.

Richtlinie 98/70/EG (13.10.1998): Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 1998 über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 93/12/EWG des Rates. Richtlinie 98/70/EG.

Rogers, Nick (2008): Trends in Motorcycles Fleet Worldwide. Lillehammer (2008). Online verfügbar unter https://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/lillehammer08rogers.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2021.

Rönsch, Stefan; Schneider, Jens; Matthischke, Steffi; Schlüter, Michael; Götz, Manuel; Lefebvre, Jonathan et al. (2016): Review on methanation – From fundamentals to current projects. In: *Fuel* 166, S. 276–296. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.10.111.

Royal Society and Royal Academy of Engineering (2018): Greenhouse gas removal. Hg. v. Royal Society and Royal Academy of Engineering. Online verfügbar unter https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/greenhouse-gas-removal/royal-society-greenhouse-gas-removal-report-2018.pdf, zuletzt geprüft am 21.12.2021.

Rutz, Dominik; Janssen, Rainer; Reumerman, Patrick; Spekreijse, Jurjen; Matschegg, Doris; Bacovsky, Dina et al. (2020): Technical Options for Retrofitting Industries with Bioenergy. München: WIP Renewable Energies. Online verfügbar unter https://www.biofit-h2020.eu/publications-reports/BioFitHandbook-2020-03-18.pdf.

Ryan, Chris (2021): An overview of Gevo´s biobased isobutanol production process. Gevo ferments residual starches and sugars to make Isobutanol, a useful building block to make energy-dense liquid hydrocarbons and renewable chemicals, and our process is a scalable, adaptive pathway to a variety of markets. Gevo ferments residual starches and sugars to make Isobutanol, a useful building block to make energy-dense liquid hydrocarbons and renewable chemicals, and our process is a scalable, adaptive pathway to a variety of markets. Online verfügbar unter https://gevo.com/wp-content/uploads/2021/05/Gevo-Whitepaper-%E2%80%93-Isobutanol-Production-Process.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Sacchi, Romain; Bauer, Christian; Cox, Brian; Mutel, Chris (2021a): carculator: an open-source tool for prospective environmental and economic life cycle assessment of vehicles. When, Where and How can battery-electric vehicles help reduce greenhouse gas emissions? submitted. In: *Submitted to Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Online verfügbar unter https://www.psi.ch/en/media/57994/download, zuletzt geprüft am 02.12.2021.

Sacchi, Romain; Bauer, Christian; Cox, Brian L. (2021b): Does Size Matter? The Influence of Size, Load Factor, Range Autonomy, and Application Type on the Life Cycle Assessment of Current and Future Medium- and Heavy-Duty Vehicles. In: *Environmental science & technology* 55 (8), S. 5224–5235. DOI: 10.1021/acs.est.0c07773.

Salkuyeh, Yaser; Adams, Thomas (2015): Co-Production of Olefins, Fuels, and Electricity from Conventional Pipeline Gas and Shale Gas with Near-Zero CO2 Emissions. Part I. Process Development and Technical Performance. In: *Energies* 8 (5), S. 3739–3761. DOI: 10.3390/en8053739.

Salomonsson, Per (2013): BioDME - Final report of the European BioDME Project. Ann Arbor (2013). Online verfügbar unter http://www.biodme.eu/wp/wp-content/uploads/DME5_BioDME_Salomonsson.pdf, zuletzt geprüft am 02.12.2021.

Sánchez-Bastardo, Nuria; Schlögl, Robert; Ruland, Holger (2020): Methane Pyrolysis for CO 2 -Free H 2 Production. A Green Process to Overcome Renewable Energies Unsteadiness. In: *Chemie Ingenieur Technik* 92 (10), S. 1596–1609. DOI: 10.1002/cite.202000029.

Santos, Catarina I.; Silva, Constança C.; Mussatto, Solange I.; Osseweijer, Patricia; van der Wielen, Luuk A.M.; Posada, John A. (2018): Integrated 1st and 2nd generation sugarcane bio-refinery for jet fuel production in Brazil. Techno-economic and greenhouse gas emissions assessment. In: *Renewable Energy* 129 (6), S. 733–747. DOI: 10.1016/j.renene.2017.05.011.

Sarno, Maria; Iuliano, Mariagrazia (2019): Biodiesel production from waste cooking oil. In: *Green Processing and Synthesis* 8 (1), S. 828–836. DOI: 10.1515/gps-2019-0053.

Schäfer, Dominik; Janßen, Tomke; Fang, Qingping; Merten, Frank; Blum, Ludger (2021): System-Supporting Operation of Solid-Oxide Electrolysis Stacks. In: *Energies* 14 (3), S. 544. DOI: 10.3390/en14030544.

Scheuermann, Armin (2021): Shell beauftragt Worley mit dem Bau einer Wasserstoff-Elektrolyse. 200-MW-Projekt in den Niederlanden. Hg. v. Chemietechnik. 200-MW-Projekt in den Niederlanden. Online verfügbar unter https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/shell-beauftragt-worley-mit-dem-bau-einer-wasserstoff-elektrolyse-338.html, zuletzt aktualisiert am 08.01.2021, zuletzt geprüft am 02.12.2021.

Schlagermann, Pascal; Göttlicher, Gerold; Dillschneider, Robert; Rosello-Sastre, Rosa; Posten, Clemens (2012): Composition of Algal Oil and Its Potential as Biofuel. In: *Journal of Combustion* 2012 (4571), S. 1–14. DOI: 10.1155/2012/285185.

Schlüter, Michael (2018): Die Niedertemperatursynthese von Methan in Thermoöl-temperierten Plattenreaktoren. Dissertation. [online]. Leipzig: DBFZ (DBFZ-Report, 31). Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_31.pdf.

Schmidt, Patrick; Weindorf, Werner; Roth, Arne; Batteiger, Valentin; Riegel, Florian (2016): Power-to-Liquids: Potentials and Perspectives. Hg. v. German Environment Agency. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/power-to-liquids-potentials-perspectives-for-the, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Schmieder, Lisa; Scheer, Dirk (2021): Regenerative Kraftstoffe im System betrachtet. Zur Rolle von reFuels in Energiesystemanalysen. Hg. v. reFuels. Zur Rolle von reFuels in Energiesystemanalysen. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/profile/Dirk-Scheer/publication/349139467_reFuels_-Kraftstoffe_neu_denken_wwwrefuelsde_Regenerative_Kraftstoffe_im_System_betrachtet_Zur_Rolle_von_reFuels_in_Energiesystemanalysen_Kontakt/links/602259c8458515893990733e/reFuels-Kraftstoffe-neu-denken-wwwrefuelsde-Regenerative-Kraftstoffe-im-System-betrachtet-Zur-Rolle-von-reFuels-in-Energiesystemanalysen-Kontakt.pdf?_sg%5B0%5D=iBEZQ-h4Js9liHgmIKWJS5goK6HoPoro4iurZBLzGAzyt230VWDIlvKYW5erNobBpqnqvEHKjl6JzjPQ_zodnw.jM3Sov0uGofAHODJdJw4jcKaDsUNS8GnrsoHXQ0TxWWaRmTyNAI071v3WyTtZIrWYTM1JGWfuF8ezlEulHCehQ&_sg%5B1%5D=EBkCzmHput5wCwjZBPTra2YDTxRYUwzX1pouK0t69VAEMlhiodyl-F1RkO7YuYjNuU9lDj77U4ESsPEoNsja2wBkzik7QJvvTi3gxI2nzqrB.jM3Sov0uGofAHODJdJw4jcKaDsUNS8GnrsoHXQ0TxWWaRmTyNAI071v3WyTtZIrWYTM1JGWfuF8ezlEulHCehQ&_iepl=, zuletzt geprüft am 13.01.2022.

Schmitz, Niklas; Homberg, Fabian; Berje, Jürgen; Burger, Jakob; Hasse, Hans (2015): Chemical Equilibrium of the Synthesis of Poly(oxymethylene) Dimethyl Ethers from Formaldehyde and Methanol in Aqueous Solutions. In: *Ind. Eng. Chem. Res.* 54 (25), S. 6409–6417. DOI: 10.1021/acs.iecr.5b01148.

Schönebein, Michael; Hochhaus, Karl-Heinz (2021): Abwracken. Hochhaus-Schiffsbetriebs. Hochhaus-Schiffsbetriebs. Online verfügbar unter https://hochhaus-schiffsbetrieb.jimdo.com/abwracken/, zuletzt geprüft am 02.12.2021.

Schröder, Jörg; Dietrich, Maren; Winkler, Markus; Wicht, Richard (2019): Element Contents in Biodiesel. In: *MTZ Worldw* 80 (10), S. 64–68. DOI: 10.1007/s38313-019-0099-8.

Schröder, Jörg; Görsch, Kati (2020a): Storage Stability and Material Compatibility of Poly(oxymethylene) Dimethyl Ether Diesel Fuel. In: *Energy Fuels* 34 (1), S. 450–459. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.9b03101.

Schröder, Jörg; Hartmann, Franziska; Eschrich, Robert; Worch, Denis; Böhm, Jürgen; Gläser, Roger; Müller-Langer, Franziska (2017): Accelerated performance and durability test of the exhaust aftertreatment system by contaminated biodiesel. In: *International Journal of Engine Research* 18 (10), S. 1067–1076. DOI: 10.1177/1468087417700762.

Schröder, Jörg; Müller-Langer, Franziska; Aakko-Saksa, Päivi; Winther, Kim; Baumgarten, Wibke; Lindgren, Magnus (2020b): Methanol as Motor Fuel. Summary Report. Summary Report. Online verfügbar unter https://iea-amf.org/content/publications/project_reports, zuletzt aktualisiert am 08.2020, zuletzt geprüft am 06.07.2021.

Schröder, P.; Beckers, B.; Daniels, S.; Gnädinger, F.; Maestri, E.; Marmiroli, N. et al. (2018): Intensify production, transform biomass to energy and novel goods and protect soils in Europe-A vision how to mobilize marginal lands. In: *The Science of the total environment* 616-617, S. 1101–1123. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2017.10.209.

SeaH2Land (2021): SeaH2Land Summary. Hg. v. SeaH2Land. Online verfügbar unter https://seah2land.nl/en/summary, zuletzt geprüft am 02.12.2021.

Shahbaz, Muhammad; AlNouss, Ahmed; Ghiat, Ikhlas; McKay, Gordon; Mackey, Hamish; Elkhalifa, Samar; Al-Ansari, Tareq (2021): A comprehensive review of biomass based thermochemical conversion technologies integrated with CO2 capture and utilisation within BECCS networks. In: *Resources, Conservation and Recycling* 173 (3), S. 105734. DOI: 10.1016/j.resconrec.2021.105734.

Sharafi, Yousef; Majidi, Mohammad Mahdi; Goli, Sayed Amir Hossein; Rashidi, Fatemeh (2014): Oil Content and Fatty Acids Composition in Brassica Species. In: *International Journal of Food Properties* 18 (10), S. 2145–2154. DOI: 10.1080/10942912.2014.968284.

Shell (2016): Shell LNG 3. Safety Data Sheet. Hg. v. Shell. Safety Data Sheet. Online verfügbar unter https://www.shell.de/business-customers/shell-commercial-fuels/supplier-and-contacts/_jcr_content/par/tabbedcontent_ceef/tab_b10c/textimage_9921.stream/1519807638613/a03492ab2dbc767ef99aaa715df074f098423d8e/lng-gasnor-de-en-180416.pdf, zuletzt geprüft am 06.10.2021.

Shell (2021a): GTL products. Online verfügbar unter https://www.shell.com.qa/en_qa/energy-and-innovation/gtl-products.html#vanity-aHR0cHM6Ly93d3cuc2hlbGwuY29tLnFhL2VuL3Byb2R1Y3RzLXNlcnZpY2VzL3BlYXJsLmh0bWw, zuletzt geprüft am 02.12.2021.

Shell (2021b): Pearl GTL - Overview. Key facts. Key facts. Online verfügbar unter https://www.shell.com/about-us/major-projects/pearl-gtl/pearl-gtl-an-overview.html, zuletzt geprüft am 02.12.2021.

Shell (2021c): Shell pledges financial supporte to bio-crude project in Norway. Online verfügbar unter https://www.shell.com/energy-and-innovation/new-energies/new-energies-media-releases/shell-pledges-financial-support-to-bio-crude-pilot-project-in-norway.html, zuletzt aktualisiert am 25.06.2021, zuletzt geprüft am 02.12.2021.

Sherrard, Alan (2017): HVO100, a biofuel hit for Swedish motorists and hauliers. Hg. v. Bioenergy International. Online verfügbar unter https://bioenergyinternational.com/markets-finance/hvo100-biofuel-hit-swedish-motorists-hauliers, zuletzt aktualisiert am 2017, zuletzt geprüft am 13.05.2021.

Siemens (2021): A new hydrogen reality: Fuel from wind and water. The next step towards decarbonizing the global transport sector begins in a windy region in the south of Chile. Explore the Haru Oni project. The next step towards decarbonizing the global transport sector begins in a windy region in the south of Chile. Explore the Haru Oni project. Online verfügbar unter https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/renewable-energy/hydrogen-solutions/haru-oni.html, zuletzt geprüft am 22.06.2021.

Siemens Energy (2021): Haru Oni: A new age of discovery. Hg. v. Siemens Energy. Online verfügbar unter https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2021/haru-oni.html, zuletzt geprüft am 02.12.2021.

Silva, Mauro; Rezende Pinho, Andrea de; Huziwara, Wilson Kenzo; Neto, Amílcar Pereira da Silva; Khalil, Carolos Nagib; Cabral, Júlio Amílcar Ramos et al. (2020): Catalytic cracking process for production of diesel from seeds of oleaginous plants. Angemeldet durch Petroleo Brasileiro SA Petrobras. Anmeldenr: BRPI0702541-6A. Prioriätsdaten: 21.06.2007.

Silva Green Fuel (2017): Demoanlegget. Online verfügbar unter https://www.silvagreenfuel.no/demoanlegget/, zuletzt geprüft am 22.06.2021.

Smith, Lawrence A.; Arganbright, Robert P. (1990): Process for the production of MTBE. Angemeldet durch Chemical Research and Licensing Co am 07.11.1990. Anmeldenr: US60975590A.

Sotelo-Boyás, Rogelio; Liu, Yanyong; Minowa, Tomoaki (2011): Renewable Diesel Production from the Hydrotreating of Rapeseed Oil with Pt/Zeolite and NiMo/Al 2 O 3 Catalysts. In: *Ind. Eng. Chem. Res.* 50 (5), S. 2791–2799. DOI: 10.1021/ie100824d.

Spath, P.; Aden, A.; Eggeman, T.; Ringer, M.; Wallace, B.; Jechura, J. (2005): Biomass to Hydrogen Production Detailed Design and Economics Utilizing the Battelle Columbus Laboratory Indirectly,. Hg. v. NREL. Online verfügbar unter https://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37408.pdf, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

ASTM D7566-20C (2020): Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons (2020).

ASTM D1655-20D (2020): Specification for Aviation Turbine Fuels (2020).

Stadt Hamburg (2021): Wasserstoffprojekt Hamburg-Moorburg. Vier Partner unterzeichnen Absichtserklärung über 100 Megawatt Elektrolyse. Hg. v. Stadt Hamburg. Vier Partner unterzeichnen Absichtserklärung über 100 Megawatt Elektrolyse. Online verfügbar unter https://www.hamburg.de/pressearchiv-fhh/14847126/2021-01-21-bukea-wasserstoffprojekt-am-standort-moorburg/, zuletzt aktualisiert am 22.01.2021, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Starck, Laurie; Pidol, Ludivine; Jeuland, Nicolas; Chapus, Thierry; Bogers, Paul; Bauldreay, Joanna (2016): Production of Hydroprocessed Esters and Fatty Acids (HEFA) – Optimisation of Process Yield. In: *Oil Gas Sci. Technol. – Rev. IFP Energies nouvelles* 71 (1), S. 10. DOI: 10.2516/ogst/2014007.

Steeper Energy (2017): Steeper Energy announces EUR 50,6 M (DKK 377 M) advanced biofuel project with norwegian-swedish joint venture silva green fuel in licensing deal. Online verfügbar unter https://steeperenergy.com/2017/12/15/steeper-energy-announces-eur-50-6-m-dkk-377-m-advanced-biofuel-project-with-norwegian-swedish-joint-venture-silva-green-fuel-in-licensing-deal/, zuletzt aktualisiert am 15.12.2017, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Stoffels, Felix (2020): Die ältesten Flieger der Lufthansa-Gruppe | aeroTELEGRAPH. Online verfügbar unter https://www.aerotelegraph.com/das-sind-die-aeltesten-flieger-der-lufthansa-gruppe, zuletzt aktualisiert am 09.04.2020, zuletzt geprüft am 28.05.2021.

Stora Enso (2020): Sunila Mill. Key Facts. Key Facts. Online verfügbar unter https://www.storaenso.com/en/about-stora-enso/stora-enso-locations/sunila-mill, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

SuM4All (2017): Global Mobility Report 2017. Tracking Sector Performance. Hg. v. Sustainable Mobility for All. Tracking Sector Performance. Online verfügbar unter https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/28542/120500.pdf?sequence=6, zuletzt geprüft am 15.06.2021.

Sun, Qiming; Xie, Zaiku; Yu, Jihong (2018): The state-of-the-art synthetic strategies for SAPO-34 zeolite catalysts in methanol-to-olefin conversion. In: *National Science Review* 5 (4), S. 542–558. DOI: 10.1093/nsr/nwx103.

Sunde, Kathrin; Brekke, Andreas; Solberg, Birger (2011): Environmental Impacts and Costs of Hydrotreated Vegetable Oils, Transesterified Lipids and Woody BTL—A Review. In: *Energies* 4 (6), S. 845–877. DOI: 10.3390/en4060845.

sunfire (2020): GrInHy2.0: Sunfire liefert weltweit größten Hochtemperatur-Elektrolyseur an Salzgitter Flachstahl. Online verfügbar unter https://www.sunfire.de/de/news/detail/sunfire-liefert-weltweit-groessten-hochtemperatur-elektrolyseur-an-salzgitter-flachstahl, zuletzt aktualisiert am 25.08.2020, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Surgenor, Christopher (2021): apan Airlines and ANA operate SAF flights with fuels made from wood chips and microalgae. Online verfügbar unter https://www.greenairnews.com/?p=1239, zuletzt aktualisiert am 22.06.2021, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

(2020): Sustainable and Smart Mobility Strategy -putting European transport on track for the future. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/transport/sites/default/files/legislation/com20200789-annex.pdf, zuletzt geprüft am 26.08.2021.

Swedish Energy Agency (2008): Swedish Pulp Mill Blorefineries. A vision of future possibilities. A vision of future possibilities. Online verfügbar unter https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/951488, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Taghipour, Alireza; Ramirez, Jerome A.; Brown, Richard J.; Rainey, Thomas J. (2019): A review of fractional distillation to improve hydrothermal liquefaction biocrude characteristics; future outlook and prospects. In: *Renew. Sust. Energ. Rev.* 115, S. 109355.

Terry Marker (2005): Opportunities for Biorenewables in Oil Refineries. Final Technical Report. Unter Mitarbeit von John Petri, Tom Kalnes, Mike McCall, Dave Mackowiak, Bob Jerosky, Bill Reagan, Lazlo Nemeth, Mark Krawczyk, Stefan Czernik, Doug Elliott, David Shonnard. Hg. v. UOP. Final Technical Report. Illinois/USA. Online verfügbar unter https://www.osti.gov/servlets/purl/861458, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

TFZ (2021): Riesenweizengras (Agropyron elongatum). Online verfügbar unter https://www.tfz.bayern.de/rohstoffpflanzen/mehrjaehrigekulturen/086025/index.php, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

The Maritime Executive (2017): The Global Fleet Revealed. In: *The Maritime Executive* (2017). Online verfügbar unter https://www.maritime-executive.com/article/the-global-fleet-revealed, zuletzt geprüft am 09.06.2021.

The World Bank (2021): Population. Online verfügbar unter https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL, zuletzt geprüft am 06.07.2021.

Thema, M.; Bauer, F.; Sterner, M. (2019): Power-to-Gas. Electrolysis and methanation status review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 112 (7), S. 775–787. DOI: 10.1016/j.rser.2019.06.030.

ThyssenKrupp (2021): Erstes Projekt für grünen Wasserstoff wird Realität: thyssenkrupp installiert 88 Megawatt-Wasserelektrolyse für Hydro-Québec in Kanada. Online verfügbar unter https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemeldungen/pressedetailseite/erstes-projekt-fur-grunen-wasserstoff-wird-realitat--thyssenkrupp-installiert-88-megawatt-wasserelektrolyse-fur-hydro-quebec-in-kanada-93776, zuletzt aktualisiert am 18.01.2021, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Timmerberg, Sebastian; Bullerdiek, Nils; Kaltschmitt, Martin; Gnann, Till; Neumann, Fabian; Wietschel, Martin (2019): Teilstudie „Import von Stromkraftstoffen für den Verkehr – Lkw, Binnen-/Seeschiffe, Flugzeuge. Wissenschaftliche Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Wissenschaftliche Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Hamburg.

Toch, K.; Thybaut, J. W.; Arribas, M. A.; Martínez, A.; Marin, G. B. (2017): Steering linear 1-alkene, propene or gasoline yields in ethene oligomerization via the interplay between nickel and acid sites. In: *Chemical Engineering Science* 173, S. 49–59. DOI: 10.1016/j.ces.2017.07.025.

Tommaso, Giovana; Chen, Wan-Ting; Li, Peng; Schideman, Lance; Zhang, Yuanhui (2015): Chemical characterization and anaerobic biodegradability of hydrothermal liquefaction aqueous products from mixed-culture wastewater algae. In: *Bioresour. Technol.* 178, S. 139–146.

TotalEnergies (2019): Website - Total Starts Up the La Mède Biorefinery. News. News. Online verfügbar unter https://totalenergies.com/media/news/press-releases/total-starts-la-mede-biorefinery, zuletzt aktualisiert am 03.07.2019, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

TotalEnergies (2020): Dieselkraftstoff. Sicherheitsdatenblatt. Hg. v. TotalEnergies. Sicherheitsdatenblatt. Online verfügbar unter https://services.totalenergies.de/sites/g/files/wompnd2336/f/atoms/files/sicherheitsdatenblatt_dieselkraftstoff_0.pdf, zuletzt geprüft am 16.10.2021.

Transport & Enviroment (2021): Draft FuelEU Maritime proposal. Quantifying the risks of a climate and environmental disaster in the making. Quantifying the risks of a climate and environmental disaster in the making. Online verfügbar unter https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2021_06_TE_analysis_Draft_FuelEU_Maritime_proposal.pdf, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Tremel, Alexander; Wasserscheid, Peter; Baldauf, Manfred; Hammer, Thomas (2015): Techno-economic analysis for the synthesis of liquid and gaseous fuels based on hydrogen production via electrolysis. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 40 (35), S. 11457–11464. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.01.097.

Tretbar, Maik; Witzel, Thomsen; Hauffe, Anika; Junghans, Ulrike; Bulc, Aleš; Pufky-Heinrich, Daniela (2018): Feasibility Study on the Etherification of Fermentative-Produced Isobutylene to Fully Renewable Ethyl Tert-Butyl Ether (ETBE). In: *Catalysts* 8 (11), S. 514. DOI: 10.3390/catal8110514.

Tschöke, Helmut; Marohn, Ralf (Hg.) (2019): 11. Tagung Einspritzung und Kraftstoffe 2018. Diesel · Benzin · Gas · Alternative Kraftstoffe · Medien für SCR · Wasser. Diesel · Benzin · Gas · Alternative Kraftstoffe · Medien für SCR · Wasser. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden (Proceedings). Online verfügbar unter https://doi.org/10.1007/978-3-658-23181-1.

U.S. Department of Agriculture (2019): Corn, sweet, yellow, raw. Online verfügbar unter https://fdc.nal.usda.gov/fdc-app.html#/food-details/169998/nutrients, zuletzt aktualisiert am 01.04.2019, zuletzt geprüft am 22.06.2021.

UBA (2016): Power-to-Liquids. Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel. Unter Mitarbeit von Patrick Schmidt, Werner Weindorf und Arne Roth. Hg. v. Umweltbundesamt. Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/161005_uba_hintergrund_ptl_barrierrefrei.pdf, zuletzt geprüft am 05.01.2022.

UBA (2020): Weltweiter Autobestand. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/bild/weltweiter-autobestand, zuletzt aktualisiert am 31.05.2021, zuletzt geprüft am 31.05.2021.

UBA (2021a): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2021. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2019. Umweltbundesamt – UNFCCC-Submission. Hg. v. Umweltbundesamt. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2019. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-19_cc_43-2021_nir_2021_1.pdf, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

UBA (2021b): Renewable energies in figures. Hg. v. Umwelt Bundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/en/topics/climate-energy/renewable-energies/renewable-energies-in-figures, zuletzt aktualisiert am 04.03.2021, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

UBA (2021c): EU-Emissionshandel im Luftverkehr. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/Luftfahrzeugbetreiber/Emissionshandel/emissionshandel-im-luftverkehr_node.html, zuletzt aktualisiert am 31.05.2021, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

UBA (2021d): Emissionsübersichten in den Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/dokument/emissionsuebersichten-in-den-sektoren-des, zuletzt aktualisiert am 15.10.2021, zuletzt geprüft am 15.10.2021.

Uddin, Md Mosleh; Simson, Amanda; Wright, Mark Mba (2020): Techno-economic and greenhouse gas emission analysis of dimethyl ether production via the bi-reforming pathway for transportation fuel. In: *Energy* 211, S. 119031. DOI: 10.1016/j.energy.2020.119031.

UFOP (2006): Bericht 2005/2006. Hg. v. Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V. Berlin. Online verfügbar unter https://www.ufop.de/files/5013/3935/7008/UFOP_Bericht_06.pdf, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

UFOP (2009): Bericht 2008/2009. Hg. v. Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V. Berlin. Online verfügbar unter https://www.ufop.de/files/1213/3935/7068/UFOP_GB_2008_09_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

UFOP (2018): Biodiesel 2017/2018. Assessment report and outlook – Excerpt from the UFOP annual report. Hg. v. Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V. Assessment report and outlook – Excerpt from the UFOP annual report. Online verfügbar unter https://www.ufop.de/files/5315/3994/5756/WEB_UFOP_1605_Biodieselauszug_EN_191018.pdf, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

UFOP (2021): Biodiesel & Co. 2020/2021. Sachstandsbericht und Perspektive – Auaszug aus dem UFOP-Jahresbericht. Hg. v. Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V. Sachstandsbericht und Perspektive – Auaszug aus dem UFOP-Jahresbericht. Berlin. Online verfügbar unter https://www.ufop.de/files/4016/3394/3275/DE_UFOP_1795_GB_Biodieselauszug_2021_111021.pdf, zuletzt geprüft am 13.10.2021.

Ulfah, M.; Firdaus; Octavia, S.; Suherman, H.; Subagjo (2019): Biodiesel Production Through Waste Cooking Oil (WCO) Esterification Using Sulfated Alumina as Catalyst. In: *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.* 543, S. 12007. DOI: 10.1088/1757-899X/543/1/012007.

DIN EN ISO 14044 (2006): Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006) (2006).

DIN EN ISO 14040 (2006): Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006); (2006).

UNECE (2021): European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Inland Waterways. ADN. ADN. Online verfügbar unter https://unece.org/about-adn, zuletzt aktualisiert am 20.05.2021, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

UNFCCC (2021a): The Paris Agreement. Online verfügbar unter https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement, zuletzt aktualisiert am 20.05.2021, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

UNFCCC (2021b): United Nations Framework Convention on Climate Change. Online verfügbar unter https://unfccc.int/process-and-meetings/the-convention/what-is-the-united-nations-framework-convention-on-climate-change, zuletzt aktualisiert am 20.05.2021, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

UNICA (2020): Licenciamento anual de autoveículos novos no Brasil (ciclo Otto) por tipo de combustível. União da Indústria de Cana-de-Açúcar. União da Indústria de Cana-de-Açúcar. Online verfügbar unter https://www.unicadata.com.br/listagem.php?idMn=54, zuletzt geprüft am 29.10.2021.

United Nations (2016): 7. d Paris Agreement. Online verfügbar unter https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=IND&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=_en, zuletzt aktualisiert am 20.05.2021, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

UPEI (2021): Compatibility of retail station infrastructure with higher biofuel blends. UPEI Guidance document. Hg. v. UPEI. UPEI Guidance document. Online verfügbar unter https://www.upei.org/library/download/1361/1066/17?method=view, zuletzt geprüft am 07.01.2022.

UPM (2021): Producing advanced biofuels. Online verfügbar unter https://www.upmbiofuels.com/about-upm-biofuels/production/, zuletzt geprüft am 28.10.2021.

UPM Biofuels (2022): UPM Lappeenranta Biorefinery. Online verfügbar unter https://www.upmbiofuels.com/about-upm-biofuels/production/upm-lappeenranta-biorefinery/, zuletzt aktualisiert am 2022, zuletzt geprüft am 13.01.2022.

USDA (2013): Biofuels Annual: EU Biofuels Annual 2013. Unter Mitarbeit von Bob Flach, Karin Bendz, Roswitha Krautgartner und Sabine Lieberz. Hg. v. USDA Foreign Agricultural Service (GAIN Report, NL3034). Online verfügbar unter https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/report/downloadreportbyfilename?filename=Biofuels%20Annual_The%20Hague_EU-27_8-13-2013.pdf, zuletzt geprüft am 04.08.2021.

USDA (2016): Biofuels Annual: EU Biofuels Annual 2016. Unter Mitarbeit von Bob Flach, Sabine Lieberz, Marcela Rondon, Barry Williams und Candice Wilson. Hg. v. USDA Foreign Agricultural Service (GAIN Report, NL6021). Online verfügbar unter https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/report/downloadreportbyfilename?filename=Biofuels%20Annual_The%20Hague_EU-28_6-29-2016.pdf, zuletzt geprüft am 04.08.2021.

USDA (2018): Biofuels Annual: EU Biofuels Annual 2018. Unter Mitarbeit von Bob Flach, Sabine Lieberz, Jennifer Lappin und Sophie Bolla. Hg. v. USDA Foreign Agricultural Service (GAIN Report). Online verfügbar unter https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/report/downloadreportbyfilename?filename=Biofuels%20Annual_The%20Hague_EU-28_7-3-2018.pdf, zuletzt geprüft am 04.08.2021.

USDA (2020): Biofuels Annual: EU Biofuels Annual 2020. Unter Mitarbeit von Bob Flach, Sabine Lieberz und Sophie Bolla. Hg. v. USDA Foreign Agricultural Service (GAIN Report). Online verfügbar unter https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_The%20Hague_European%20Union_06-29-2020, zuletzt geprüft am 04.08.2021.

USDA (2021): Oilseeds: World Markets and Trade. India Implements Further Cuts to Palm Oil Duties. India Implements Further Cuts to Palm Oil Duties. Online verfügbar unter https://apps.fas.usda.gov/psdonline/circulars/oilseeds.pdf, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

USDA Foreign Agricultural Service (2011): 2nd Generation Biofuel Company Declares Insolvency. Online verfügbar unter https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/report/downloadreportbyfilename?filename=2nd%20Generation%20Biofuel%20Company%20Declares%20Insolvency_Berlin_Germany_07-13-2011.pdf, zuletzt geprüft am 25.06.2021.

USDA Foreign Agricultural Service; GAIN (2021): Biofuel Mandates in theEU by Member State and United Kingdom -2021. Unter Mitarbeit von Sabine Lieberz und Kirsten Luxebacher. Berlin. Online verfügbar unter https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuel%20Mandates%20in%20the%20EU%20by%20Member%20State%20and%20United%20Kingdom%20-%202021_Berlin_European%20Union_06-06-2021.pdf, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Uslu, Samet; Celik, M. Bahattin (2020): Combustion and emission characteristics of isoamyl alcohol-gasoline blends in spark ignition engine. In: *Fuel* 262 (5), S. 116496. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.116496.

Vakkilainen, Esa; Välimäki, Erkki (2009): Effect of Lignin Separation to Black Liquor and Recovery Boiler Operation.

Valente, Antonio; Iribarren, Diego; Gálvez-Martos, José-Luis; Dufour, Javier (2019): Robust eco-efficiency assessment of hydrogen from biomass gasification as an alternative to conventional hydrogen. A life-cycle study with and without external costs. In: *The Science of the total environment* 650 (Pt 1), S. 1465–1475. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2018.09.089.

Valmet (2020a): First LignoBoost plants producing large volumes of kraft lignin to the market place. Online verfügbar unter https://www.valmet.com/media/articles/up-and-running/new-technology/PEERS1stLignoBoostPlants/, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Valmet (2020b): New Valmet technology purifies methanol in Kraft pulp mills. Online verfügbar unter https://www.valmet.com/pulp/other-value-adding-processes/methanol-purification/, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

van der Drift, A.; Boerrigter, H. (2006): Synthesis Gas from Biomass for fuels and chemicals. Online verfügbar unter http://www.ieatask33.org/app/webroot/files/file/publications/syngasFromBiomassvanderDrift.pdf, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

van Dyk, Susan; Saddler, Jack (2021): Progress in Commercialization of Biojet/Sustainable Aviation Fuels (SAF). Technologies, potential and challenges. Hg. v. IEA Bioenergy: Task 39. Technologies, potential and challenges. Online verfügbar unter http://task39.sites.olt.ubc.ca/files/2021/08/Task-39-Progress-in-the-commercialisation-of-biojet-fuels-FINAL-August-2021.pdf, zuletzt geprüft am 27.10.2021.

van Dyk, Susan; Su, Jianping; Mcmillan, James D.; Saddler, Jack (2018): Potential synergies of drop-in biofuel production with further co-processing at oil refineries. In: *Biofuels, Bioprod. Bioref.* 13 (3), S. 760–775. DOI: 10.1002/bbb.1974.

van Dyk, Susan; Su, Jianping; Mcmillan, James D.; Saddler, Jack N. (2019): 'DROP-IN' BIOFUELS: The key role that co-processing will play in its production. Online verfügbar unter https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2019/09/Task-39-Drop-in-Biofuels-Full-Report-January-2019.pdf, zuletzt aktualisiert am 01.2019, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Varone, Alberto; Ferrari, Michele (2015): Power to liquid and power to gas. An option for the German Energiewende. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45, S. 207–218. DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.049.

VCI Online (2021): REACH-Revision. Online verfügbar unter https://www.vci.de/themen/chemikaliensicherheit/reach/vci-position-zur-reach-revision.jsp, zuletzt aktualisiert am 26.08.2021, zuletzt geprüft am 26.08.2021.

Veipa, Agate; Kirsanovs, Vladimirs; Barisa, Aiga (2020): Techno-Economic Analysis of Biofuel Production Plants Producing Biofuels Using Fisher Tropsch Synthesis. In: *Environmental and Climate Technologies* 24 (2), S. 373–387. DOI: 10.2478/rtuect-2020-0080.

Velocys (2021a): Altalto. Online verfügbar unter https://www.velocys.com/projects/altalto/, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Velocys (2021b): Bayou Fuels. Online verfügbar unter https://www.velocys.com/projects/bayou-fuels/, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

VERBIO Schwedt GmbH (2021): VERBIO Bioethanol-Standort. Online verfügbar unter https://www.verbio.de/unternehmen/konzernstruktur/verbio-schwedt-gmbh/, zuletzt aktualisiert am 15.10.2021, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

DV THG-Quote (2016): Verbrauchsteuern / Ordnungsrechtliche Förderung von Biokraftstoffen durch die Biokraftstoffquote; Veröffentlichung der vorläufigen Fassung der „Dienstvorschrift zur Überwachung der Einhaltung der Treibhausgasminderung nach § 37a Absatz 4 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (DV THG-Quote)". DV THG-Quote vom 21.01.2016. In: *Elektronische Vorschriftensammlung Bundes-Finanzverwaltung* (N 04 2016 Nr. 22).

Verordnung (EU) 2016/1718 (2016): Verordnung (EU) 2016/1718 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 582/2011 hinsichtlich der Emissionen von schweren Nutzfahrzeugen in Bezug auf die Bestimmungen über Prüfungen mit portablen Emissionsmesssystemen (PEMS) und das Verfahren zur Prüfung der Dauerhaltbarkeit von emissionsmindernden Einrichtungen für den Austausch (Text von Bedeutung für den EWR). Verordnung (EU) 2016/1718 vom 20.09.2016. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 59 (L 259), S. 1–41.

Verordnung (EU) 2018/842 (19.06.2018): Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013. Verordnung (EU) 2018/842 vom 19.06.2018. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 61 (L 156), S. 26–42.

Verordnung (EU) 2018/842 (30.05.2018): Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 (Text von Bedeutung für den EWR). Verordnung (EU) 2018/842 vom 19.06.2018. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 61 (L156), S. 26–42.

Verordnung (EU) 2018/858 (30.05.2018): Verordnung (EU) 2018/858 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 über die Genehmigung und die Marktüberwachung von Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern sowie von Systemen, Bauteilen und selbstständigen technischen Einheiten für diese Fahrzeuge, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 715/2007 und (EG) Nr. 595/2009 und zur Aufhebung der Richtlinie 2007/46/EG (Text von Bedeutung für den EWR.). Verordnung (EU) 2018/858 vom 26.09.2021. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 61 (L151), S. 1–218.

Verordnung (EU) 167/2013 (05.02.2013): Verordnung (EU) Nr. 167/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Februar 2013 über die Genehmigung und Marktüberwachung von land- und forstwirtschaftlichen Fahrzeugen Text von Bedeutung für den EWR. Verordnung (EU) 167/2013 vom 18.04.2019. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 56 (L 60), S. 1–51.

Verordnung (EU) 168/2013 (15.01.2013): Verordnung (EU) Nr. 168/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Januar 2013 über die Genehmigung und Marktüberwachung von zwei- oder dreirädrigen und vierrädrigen Fahrzeugen Text von Bedeutung für den EWR. Verordnung (EU) 168/2013 vom 14.11.2020. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 56 (L60), S. 52–128.

(2013): Verordnung (EU) Nr. 490/2013 der Kommission vom 27. Mai 2013 zur Einführung eines vorläufigen Antidumpingzolls auf die Einfuhren von Biodiesel mit Ursprung in Argentinien und Indonesien. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 141), S. 6.

Verordnung (EU) Nr. 582/2011 (25.05.2011): Verordnung (EU) Nr. 582/2011 der Kommission vom 25. Mai 2011 zur Durchführung und Änderung der Verordnung (EG) Nr. 595/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich der Emissionen von schweren Nutzfahrzeugen (Euro VI) und zur Änderung der Anhänge I und III der Richtlinie 2007/46/EG des Europäischen Parlaments und des Rates. Verordnung (EU) Nr. 582/2011 vom 01.01.2021.

Verordnung (EU) 64/2012 (23.01.2012): Verordnung (EU) Nr. 64/2012 der Kommission vom 23. Januar 2012 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 582/2011 zur Durchführung und Änderung der Verordnung (EG) Nr. 595/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich der Emissionen von schweren Nutzfahrzeugen (Euro VI). Verordnung (EU) 64/2012 vom 31.01.2012. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 55 (L 28), S. 1–23.

Biokraft-NachV (2009): Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen. Biokraft-NachV vom 05.10.2009. In: *BGBl* 2009 (Teil I Nr. 65), S. 3182.

AwSV (18.04.2017): Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen.

AwSV vom 19.06.2020 (2020): Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen. In: *Bundesgesetzblatt* 2020 (Teil 1 Nr. 29).

10. BImSchV (2019): Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen. 10. BImSchV vom 13.12.2019. In: *BGBl*.

BetrSichV vom 28.05.2021 (2021): Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Verwendung von Arbeitsmitteln. In: *Bundesgesetzblatt* 2021 (Teil Nr. 49).

37. BImSchV (2017): Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote. 37. BImSchV vom 15.05.2017. In: *BGBl* (Heft I Nr. 28), S. 1195.

UERV (2018): Verordnung zur Anrechnung von Upstream-Emissionsminderungen auf die Treibhausgasquote. UERV vom 22.01.2018. In: *BGBl* (Heft I Nr. 5), S. 169.

EnergieStV (2006): Verordnung zur Durchführung des Energiesteuergesetzes. EnergieStV vom 31.07.2006.

38. BImSchV (2021): Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen. 38. BImSchV vom 12.11.2021. In: *BGBl* (Heft I Nr. 79), S. 4932.

Bio-NachAnpV (2021): Verordnung zur Neufassung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung und zur Änderung der Besonderen Gebührenverordnung BMEL. Bio-NachAnpV vom 02.12.2021.

Europäisches Klimagesetz (04.03.2021): Verordnung zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität. Europäisches Klimagesetz.

Verordnung (EU) 2016/1628 (14.09.2014): Verordung (EU) 2016/162 über die Anforderungen in Bezug auf die Emissionsgrenzwerte für gasförmige Schadstoffe und luftverunreinigende Partikel und die Typgenehmigung für Verbrennungsmotoren für nicht für den Straßenverkehr bestimmte mobile Maschinen und Geräte, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1024/2012 und (EU) Nr. 167/2013 und zur Änderung und Aufhebung der Richtlinie 97/68/EG. Verordnung (EU) 2016/1628 vom 30.06.2021. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* 59 (L 252), p. 53–117.

Viebahn, P.; Horst, J.; Scholz, A.M Zelt, O. (2018): Technologiebericht 4.4 Verfahren der CO2-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft. Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7062/file/7062_CO2-Abtrennung.pdf, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Viebahn, Peter; Scholz, Alexander; Zelt, Ole (2019): The Potential Role of Direct Air Capture in the German Energy Research Program—Results of a Multi-Dimensional Analysis. In: *Energies* 12 (18), S. 3443. DOI: 10.3390/en12183443.

COM(2016) 767 (2017): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung). COM(2016) 767 vom 23.02.2017.

KOM(2001) 547 (2001): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen. KOM(2001) 547 vom 07.11.2001.

COM/2021/555 (14.07.2021): Vorschlag für eine Verordnung zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/842 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris. COM/2021/555 vom 14.07.2021.

Walker, Graeme; Stewart, Graham (2016): Saccharomyces cerevisiae in the Production of Fermented Beverages. In: *Beverages* 2 (4), S. 30. DOI: 10.3390/beverages2040030.

Wan Isahak, Wan Nor Roslam; Che Ramli, Zatil Amali; Ismail, Manal; Mohd Jahim, Jamaliah; Yarmo, Mohd Ambar (2014): Recovery and Purification of Crude Glycerol from Vegetable Oil Transesterification. In: *Separation & Purification Reviews* 44 (3), S. 250–267. DOI: 10.1080/15422119.2013.851696.

Wang, Lei; Quiceno, Raul; Price, Catherine; Malpas, Rick; Woods, Jeremy (2014): Economic and GHG emissions analyses for sugarcane ethanol in Brazil. Looking forward. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 40, S. 571–582. DOI: 10.1016/j.rser.2014.07.212.

Wang, Wei-Cheng; Tao, Ling; Markham, Jennifer; Zhang, Yanan; Tan, Eric; Batan, Liaw et al. (2016): Review of Biojet Fuel Conversion Technologies. Hg. v. NREL. Online verfügbar unter https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66291.pdf, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

Warnqvist, Jan; Släger, Johan Olsson; Eliasson, Anders (2015): Process for removal of sulphur from raw methanol. Veröffentlichungsnr: US10160706B2. Prioriätsdaten: 11.10.2013.

Wassermann, Timo; Schnuelle, Christian; Kenkel, Philipp; Zondervan, Edwin (2020): Power-to-Methanol at Refineries as a Precursor to Green Jet Fuel Production. A Simulation and Assessment Study 48, S. 1453–1458. DOI: 10.1016/B978-0-12-823377-1.50243-3.

DIN EN 17124 (2019): Wasserstoff als Kraftstoff_- Produktfestlegung und Qualitätssicherung_- Protonenaustauschmembran(PEM)-Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge; Deutsche Fassung EN_17124:2018 (2019).

WEF (2021): Guidelines for a Sustainable Aviation Fuel Blending Mandate in Europe. Insight report. Hg. v. World Economic Forum. Insight report. Online verfügbar unter https://www3.weforum.org/docs/WEF_CST_EU_Policy_2021.pdf, zuletzt geprüft am 16.01.2022.

Wernet, Gregor; Bauer, Christian; Steubing, Bernhard; Reinhard, Jürgen; Moreno-Ruiz, Emilia; Weidema, Bo (2016): The ecoinvent database version 3 (part I). Overview and methodology. In: *Int J Life Cycle Assess* 21 (9), S. 1218–1230. DOI: 10.1007/s11367-016-1087-8.

Wess, Johannes; Brinek, Martin; Boles, Eckhard (2019): Improving isobutanol production with the yeast Saccharomyces cerevisiae by successively blocking competing metabolic pathways as well as ethanol and glycerol formation. In: *Biotechnol Biofuels* 12, S. 173. DOI: 10.1186/s13068-019-1486-8.

WHO (2021): WHO global air quality guidelines. Particulate matter (PM2.5 and PM10), oone, nitrogen dioxide, sulfur dioxide and carbon monoxide. Hg. v. World Health Organization (WHO). Particulate matter (PM2.5 and PM10), oone, nitrogen dioxide, sulfur dioxide and carbon monoxide. Online verfügbar unter https://apps.who.int/iris/bitstream/handle/10665/345329/9789240034228-eng.pdf, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Wijeyekoon, Suren; Torr, Kirk; Corkran, Hilary; Bennett, Paul (2020): Commercial status of direct thermochemical liquefaction technologies. Hg. v. IEA Bioenergy. Online verfügbar unter https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/09/Direct-Thermochemical-Liquefaction_Commercialization_Overview.pdf, zuletzt geprüft am 19.10.2021.

Williams (2021): Raizen will provide biomethane for yara ammonia production. Online verfügbar unter http://williams.com.br/raizen-will-provide-biomethane-for-yara-ammonia-production/, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag (2020): Energiespeicher der Elektromobilität. Entwicklung der Energiedichten. Hg. v. Deutscher Bundestag. Entwicklung der Energiedichten (Sachstand, WD 8 - 3000 - 090/20). Online verfügbar unter https://www.bundestag.de/resource/blob/819220/31128d3d32638f43627fa8a99bd3cb83/WD-8-090-20-pdf-data.pdf, zuletzt geprüft am 22.09.2021.

Witte, Julika (Hg.) (2019): Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Strategien für eine nachhaltige Bioenergienutzung. Strategien für eine nachhaltige Bioenergienutzung. München, Halle (Saale), Mainz: acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften; Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e.V. - Nationale Akademie der Wissenschaften; Union der Deutschen Akademien der Wissenschaften e.V (Stellungnahme). Online verfügbar unter http://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:gbv:3:2-105631.

WKO (2021): Tankstellendichte in Europa. Dichtes Versorgungsnetz für Mobilität. Hg. v. Wirtschaftskammer Österreich. Dichtes Versorgungsnetz für Mobilität. Online verfügbar unter https://newsletter.wko.at/WKO%20FV%20Mineraloelindustrie/Tankstellendichte-in-Europa-Dichtes-Versorgungsnetz-fuer-Mobilitaet-.aspx?sub=2356bed7-f175-4779-9e21-29079f264586&cmp=3dcc2c59-0927-412f-a9d2-2ccdbf2f57fb&chk=a33992f3-c33c-4fa1-a3f5-5e26aeba7117&clt=ea6ba666-2863-4be8-97f7-98c4b85172d6&tid=0-fiswK-2jxVIM, zuletzt aktualisiert am 22.06.2021, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Wolf, Andreas; Jess, Andreas; Kern, Christoph (2016): Syngas Production via Reverse Water-Gas Shift Reaction over a Ni-Al 2 O 3 Catalyst. Catalyst Stability, Reaction Kinetics, and Modeling. In: *Chem. Eng. Technol.* 39 (6), S. 1040–1048. DOI: 10.1002/ceat.201500548.

Wright, Madison (2020): Examples of ground transport biofuel mandates around the world. Fact Sheet 6. Hg. v. IATA. Fact Sheet 6. Online verfügbar unter https://www.iata.org/contentassets/d13875e9ed784f75bac90f000760e998/biofuel-mandates_fact-sheet6-biofuel.pdf, zuletzt geprüft am 13.05.2021.

Wulf, Christina; Zapp, Petra; Schreiber, Andrea (2020): Review of Power-to-X Demonstration Projects in Europe. In: *Front. Energy Res.* 8, S. 227. DOI: 10.3389/fenrg.2020.00191.

Wyas2H (2020): Website. Our process and products. Our process and products. Online verfügbar unter https://ways2h.com/about-us/, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Yan, Yongliang; Manovic, Vasilije; Anthony, Edward J.; Clough, Peter T. (2020): Techno-economic analysis of low-carbon hydrogen production by sorption enhanced steam methane reforming (SE-SMR) processes. In: *Energy Conversion and Management* 226, S. 113530. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.113530.

Yao, Jingang; Kraussler, Michael; Benedikt, Florian; Hofbauer, Hermann (2017): Techno-economic assessment of hydrogen production based on dual fluidized bed biomass steam gasification, biogas steam reforming, and alkaline water electrolysis processes. In: *Energy Conversion and Management* 145 (Supplement 1), S. 278–292. DOI: 10.1016/j.enconman.2017.04.084.

Yao, Pin; You, Shengping; Qi, Wei; Su, Rongxin; He, Zhimin (2020): Investigation of fermentation conditions of biodiesel by-products for high production of β-farnesene by an engineered Escherichia coli. In: *Environmental science and pollution research international* 27 (18), S. 22758–22769. DOI: 10.1007/s11356-020-08893-z.

Yara (2021): Yara anuncia aquisição de biometano e dá primeiro passo para a produção de amônia verde no Brasil. Online verfügbar unter https://www.yarabrasil.com.br/noticias-e-eventos/press-releases/biometano/, zuletzt aktualisiert am 21.09.2021, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Yates, Jonathon; Daiyan, Rahman; Patterson, Robert; Egan, Renate; Amal, Rose; Ho-Baille, Anita; Chang, Nathan L. (2020): Techno-economic Analysis of Hydrogen Electrolysis from Off-Grid Stand-Alone Photovoltaics Incorporating Uncertainty Analysis. In: *Cell Reports Physical Science* 1 (10), S. 100209. DOI: 10.1016/j.xcrp.2020.100209.

Zech, Konstantin; Oehmichen, Katja; Grasemann, Elias; Michaelis, Julia; Funke, Simon; Seiffert, Michael (2015): Technical, economic and environmental assessment of technologies for the production of biohydrogen and its distribution. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 40 (15), S. 5487–5495. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.01.177.

Zech, Konstantin M.; Meisel, Kathleen; Brosowski, André; Toft, Lars Villadsgaard; Müller-Langer, Franziska (2016): Environmental and economic assessment of the Inbicon lignocellulosic ethanol technology. In: *Applied Energy* 171, S. 347–356. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.03.057.

Zech, Konstantin M.; Schneider, Uwe A. (2019): Technical biofuel production and GHG mitigation potentials through healthy diets in the EU. In: *Agricultural Systems* 168 (5), S. 27–35. DOI: 10.1016/j.agsy.2018.10.004.

Zhang, Peng; Su, Xin; Yi, Chengshan; Chen, Hao; Xu, Hongming; Geng, Limin (2020): Spray, atomization and combustion characteristics of oxygenated fuels in a constant volume bomb. A review. In: *Journal of Traffic and Transportation Engineering (English Edition)* 7 (3), S. 282–297. DOI: 10.1016/j.jtte.2020.05.001.

Zhao, Xianhui; Joseph, Babu; Kuhn, John; Ozcan, Soydan (2020): Biogas Reforming to Syngas. A Review. In: *iScience* 23 (5), S. 101082. DOI: 10.1016/j.isci.2020.101082.

Zheng, Lei; Chen, Jingang; Zhao, Mingyue; Cheng, Shikun; Wang, Li-Pang; Mang, Heinz-Peter; Li, Zifu (2020): What Could China Give to and Take from Other Countries in Terms of the Development of the Biogas Industry? In: *Sustainability* 12 (4), S. 1490. DOI: 10.3390/su12041490.

Zheng, Yun; Wang, Jianchen; Yu, Bo; Zhang, Wenqiang; Chen, Jing; Qiao, Jinli; Zhang, Jiujun (2017): A review of high temperature co-electrolysis of H2O and CO2 to produce sustainable fuels using solid oxide electrolysis cells (SOECs). Advanced materials and technology. In: *Chemical Society reviews* 46 (5), S. 1427–1463. DOI: 10.1039/c6cs00403b.

Zhou, Chen; Wang, Nanyi; Qian, Yanan; Liu, Xiaoxing; Caro, Jürgen; Huang, Aisheng (2016): Effiziente Synthese von Dimethylether aus Methanol in einem Membranreaktor mit bifunktioneller Membran. In: *Angew. Chem.* 128 (41), S. 12869–12873. DOI: 10.1002/ange.201604753.

Zitscher, Tjerk; Neuling, Ulf; Habersetzer, Antoine; Kaltschmitt, Martin (2020): Analysis of the German Industry to Determine the Resource Potential of CO2 Emissions for PtX Applications in 2017 and 2050. In: *Resources* 9 (12), S. 149. DOI: 10.3390/resources9120149.

Zoll (2020): Vorläufige Statistische Angaben über die Erfüllung der Treibhausgasquote - Quotenjahr 2019. Hg. v. Generalzolldirektion. Online verfügbar unter https://www.zoll.de/SharedDocs/Downloads/DE/Links-fuer-Inhaltseiten/Fachthemen/Verbrauchsteuern/quotenerfuellung_2019.pdf, zuletzt aktualisiert am 01.11.2020, zuletzt geprüft am 20.01.2021.

Zoll (2021): Vorläufige Statistische Angaben über die Erfüllung der fortschrittlichen Quote - Quotenjahr 2020*. Hg. v. Generalzolldirektion, zuletzt geprüft am 13.01.2021.

ZVEI (2013): Spannungsklassen in der Elektromobilität. Hg. v. ZVEI - Zentralverband Elektrotechnikund Elektronikindustrie e.V. Online verfügbar unter https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Publikationen/2014/januar/Spannungsklassen_in_der_Elektromobilitaet/Spannungsklassen-Elektromobilitaet.pdf, zuletzt geprüft am 14.07.2021.

Anhang

GABRIEL COSTA DE PAIVA, KARIN NAUMANN, JÖRG SCHRÖDER UND NIELS DÖGNITZ

Der nachfolgende Anhang enthält zu einzelnen Aspekten aus den vorangegangenen Abschnitten ergänzende Daten und Erläuterungen.

INHALTSVERZEICHNIS ANHANG:

A-1: Umrechnungstabelle Energieeinheiten 327
A-2: Umrechnungstabelle Heizwerte ausgewählter Energieträger 328
A-3: Weltweite Produktion von ausgewählten Biomassen 328
A-4: Ressourcenherkunft der in Deutschland verwendeten Biokraftstoffe 329
A-5: Ressourcenbasis für die in Deutschland genutzten Kraftstoffe FAME und HVO-Diesel 330
A-6: Ressourcenbasis für in Deutschland als Kraftstoff genutztes Bioethanol 330
A-7: Ressourcenbasis für in Deutschland produziertes Biomethan 330
A-8: Ressourcenbasis für in der EU genutztes FAME und HVO-Diesel 331
A-9: Ressourcenbasis für in der EU als Kraftstoff genutztes Bioethanol 332
A-10: Ressourcenbasis für weltweit produzierten FAME und HVO-Diesel 333
A-11: Ressourcenbasis des weltweit produzierten Bioethanols 334
A-12: Weltweite Nachfrage an Methanol 335
A-13: Weltweite Maisproduktion und ihr Verwendungsbereich 336
A-14: Weltweite Palmölproduktion und ihr Verwendungsbereich 337
A-15: Weltweite Produktion von Schwarzlauge 338
A-16: Produktion erneuerbarer Strom 339
A-17: Ressourcenbezogene Gestehungskosten für kommerziell verfügbare erneuerbare Energieträger 340

A-1: UMRECHNUNGSTABELLE ENERGIEEINHEITEN

Tabelle A-1 Umrechnungstabelle Energieeinheiten

Energieeinheit	Megajoule (MJ)	Kilowattstunde (kWh)	Petajoule (PJ)	Megatonne Öleinheiten (Mtoe)
Megajoule (MJ)	1	0,2778	0,000000001	2,39E-11
Kilowattstunde (kWh)	3,6	1	0,0000000036	8,6E-11
Petajoule (TJ)	1.000.000.000	277.777.778	1	0,0239
Megatonne Öleinheiten (Mtoe)	41.868.000.000	11.630.000.000	41,868	1

A-2: Umrechnungstabelle Heizwerte ausgewählter Energieträger

Tabelle A-2 Umrechnungstabelle für Heizwerte ausgewählter Energieträger

Kraftstoffart	BImSchG [DV THG-Quote (2016)]	RED II [Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018)]
Ethanol	21 MJ/l	21 MJ/l bzw. 27 MJ/kg
Ethyl-tertiär-butylether	27 MJ/l	27 MJ/l bzw. 36 MJ/kg
Methanol	16 MJ/l	16 MJ/l bzw. 20 MJ/kg
Methyl-tertiär-butylether	26 MJ/l	26 MJ/l bzw. 35 MJ/kg
Dimethylether	19 MJ/l	19 MJ/l bzw. 28 MJ/kg
tert-Amylethylether	29 MJ/l	29 MJ/l bzw. 38 MJ/kg
Butanol	27 MJ/l	27 MJ/l bzw. 33 MJ/kg
Fettsäuremethylester	33 MJ/l	33 MJ/l bzw. 37 MJ/kg
Fischer-Tropsch-Diesel	34 MJ/l	34 MJ/l bzw. 44 MJ/kg
Fischer-Tropsch-Naphtha		33 MJ/l bzw. 44 MJ/kg
Fischer-Tropsch-Kerosin		33 MJ/l bzw. 44 MJ/kg
HVO-Diesel	34 MJ/l	34 MJ/l bzw. 44 MJ/kg
HVO-Naphtha		30 MJ/l bzw. 45 MJ/kg
HEFA-SPK		34 MJ/l bzw. 44 MJ/kg
Pflanzenöl	34 MJ/l	34 MJ/l bzw. 37 MJ/kg
Biomethan	50 MJ/kg	50 MJ/kg
Flüssiggas (LPG)		24 MJ/l bzw. 46 MJ/kg
Fossiler Ottokraftstoff	32 MJ/l	32 MJ/l bzw. 43 MJ/kg
Fossiler Dieselkraftstoff	36 MJ/kg	36 MJ/l bzw. 43 MJ/kg
Wasserstoff		120 MJ/kg

A-3: Weltweite Produktion von ausgewählten Biomassen

Die Auswahl der zur Kultivierung geeigneten Nutzpflanzen ist von zahlreichen Faktoren abhängig und daher regional sehr unterschiedlich. Abbildung A-1 zeigt die kontinentale Aufteilung (massenbezogen) der Hauptanbaupflanzen. Soja wird hauptsächlich in Amerika produziert (87 %, aufgeteilt in 57 % Südamerika und 43 % Nordamerika). Mais wird hauptsächlich in Amerika (49 %) und Asien (32 %) produziert. Europa ist führend bei der Produktion von Zuckerrüben (67 %) und Raps (34 %). Zuckerrohr und Ölfrüchte werden vor allem in Amerika (53 % bzw. 37 %) und Asien (41 % bzw. 48 %) produziert. Ozeanien und Afrika haben in allen genannten Kulturen Produktionsanteile von weniger als 10 %. [FAO (2021)]

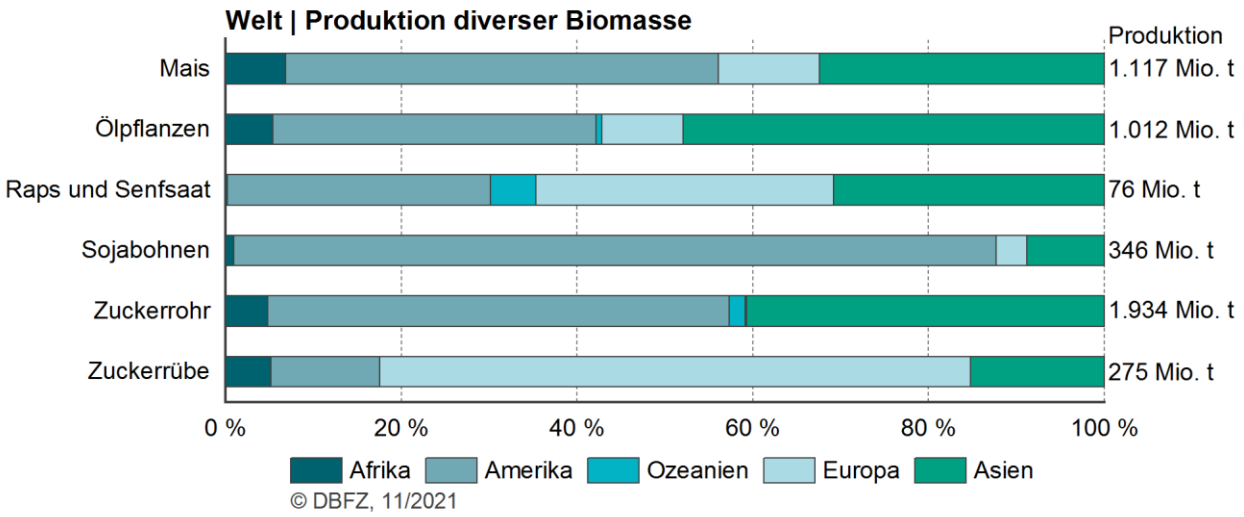


Abbildung A-1 Anteil der Produktion diverser Biomasse, aufgeteilt nach Kontinenten, Datenbasis: [FAO (2021)]

A-4: Ressourcenherkunft der in Deutschland verwendeten Biokraftstoffe

Die Abbildung A-2 veranschaulicht die Herkunft der Biomassen (energiebezogen), die zur Herstellung von Biokraftstoffen verwendet wurden, welche 2020 in Deutschland eingesetzt wurden. Der größte Teil der Biomasse stammt aus Europa (46,8 %), wovon 14,4 % in Deutschland produziert wurden. Andere Biomassen wurden fast vollständig von anderen Kontinenten importiert, was bei Soja (96,4 % aus Südamerika), Zuckerrohr (66,7 % aus Südamerika und 33,4 % aus Mittelamerika) und Palmöl (90,9 % aus Asien und 8,3 % aus Mittelamerika) der Fall ist. Drei Biomassen wurden hauptsächlich in Deutschland produziert: Zuckerrübe (91,9 %), Gerste (85,5 %) und Silomais (100 %). [BLE (2021d)]

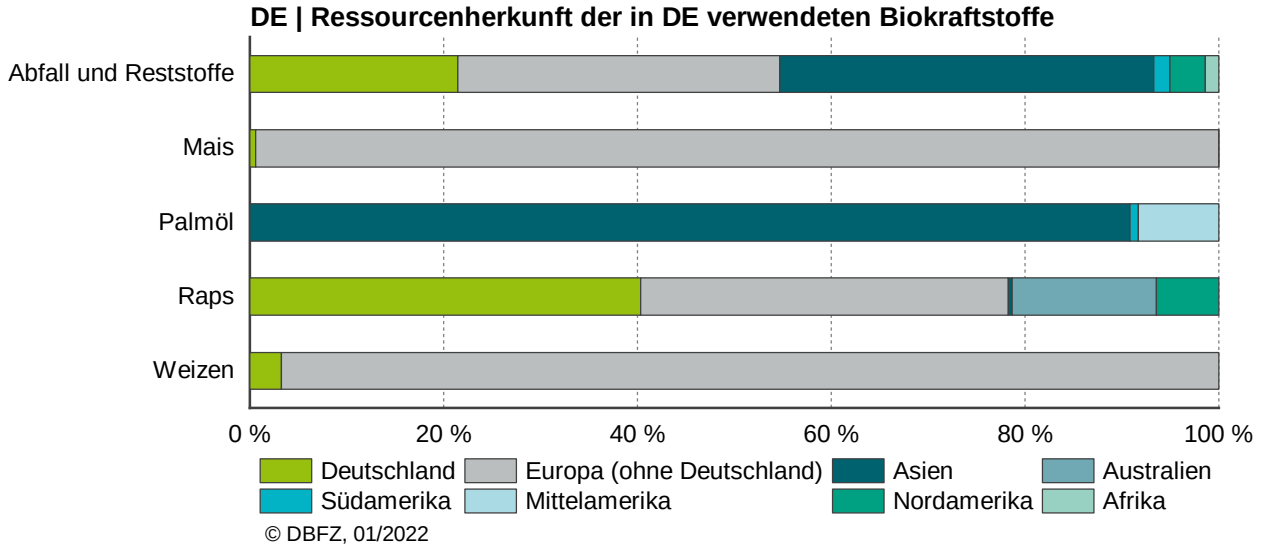


Abbildung A-2 Herkunft der zur Produktion von Biokraftstoffen genutzten Biomassen in Deutschland im Jahr 2020, Hinweis: energiebezogene Verteilung, Datenbasis: [BLE (2021d)]

A-5: Ressourcenbasis für die in Deutschland genutzten Kraftstoffe FAME und HVO-Diesel

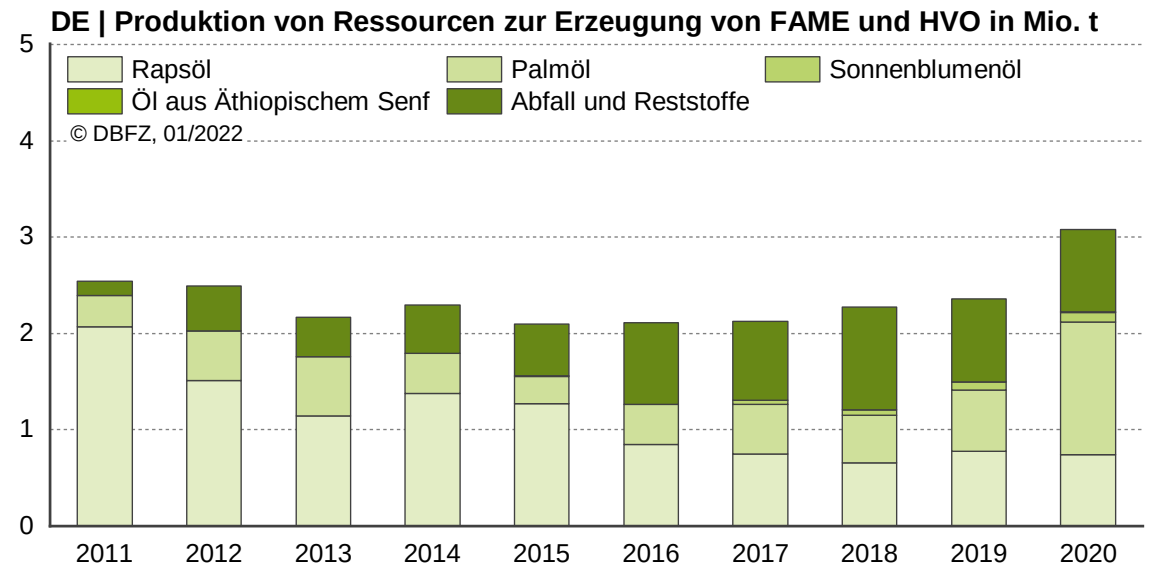


Abbildung A-3 Ressourcenbasis von den in Deutschland genutzten Kraftstoffen FAME und HVO, Datenbasis: [BLE (2012), (2013), (2014), (2015), (2016), (2017), (2018), (2019), (2020), (2021d)]

A-6: Ressourcenbasis für in Deutschland als Kraftstoff genutztes Bioethanol

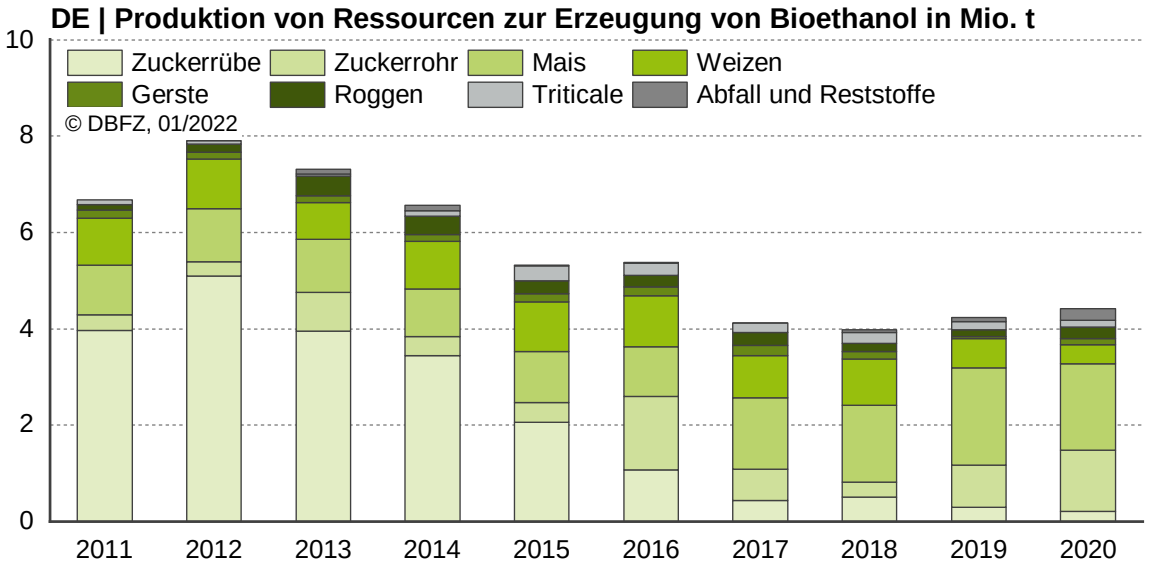


Abbildung A-4 Ressourcenbasis von in Deutschland als Kraftstoff genutztem Bioethanol, Datenbasis: [BLE (2012), (2013), (2014), (2015), (2016), (2017), (2018), (2019), (2020), (2021d)]

A-7: Ressourcenbasis für in Deutschland produziertes Biomethan

Wie in Abbildung A-5 ersichtlich, stieg der Anteil von Biomethan aus Abfall- und Reststoffen ab 2011 von etwa 71 % auf 100 % bis 2017. Die Anteile von Biomethan aus Abfall- und Reststoffen sanken auf 94 % im Jahr 2018 und auf 73 % im Jahr 2020. Die Menge von Maissilage zur Produktion von Biomethan betrug 71,9 Tsd. t im Jahr 2011, gefolgt von einem Anstieg auf 114,2 Tsd. t bzw. 112,7 Tsd. t in den Jahren 2012 und 2013. Im Jahr 2014 wurden nur noch 24,5 Tsd. t Maissilage zur Produktion von

Biomethan eingesetzt, gefolgt von drei Jahren (2015 bis 2017), in denen Maissilage gar nicht als Ressource für Biomethan genutzt wurde. In den Jahren 2018, 2019 und 2020 stiegen die Produktionsmengen für Maissilage deutlich auf 59,3 Tsd. t, 364,1 Tsd. t bzw. 476,8 Tsd. t an. Im Jahr 2020 lag der Anteil von Biomethan aus Futterrüben, Getreide, Gras und Zuckerrüben insgesamt bei 1,9%. [BLE (2012), (2013), (2014), (2015), (2016), (2017), (2018), (2019), (2020), (2021d)]

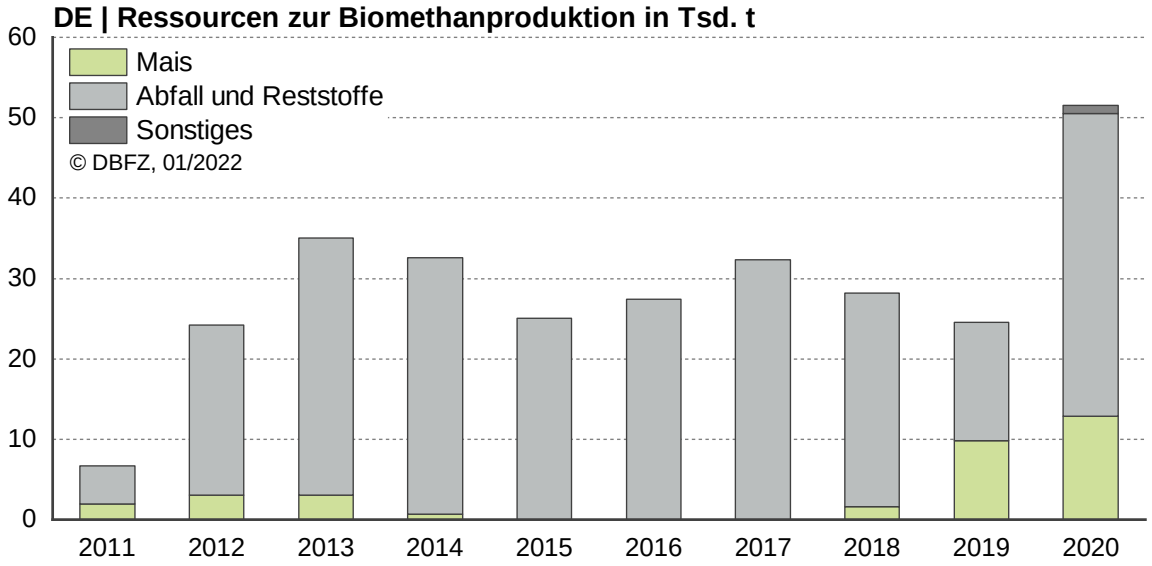


Abbildung A-5 Ressourcenbasis von in Deutschland produziertem Biomethan, Datenbasis: [BLE (2012), (2013), (2014), (2015), (2016), (2017), (2018), (2019), (2020), (2021d)]

A-8: Ressourcenbasis für in der EU genutztes FAME und HVO-Diesel

In Abbildung A-6 ist die Entwicklung der Ressourcenbasis für die Produktion von FAME und HVO-Diesel in Europa seit 2006 dargestellt. FAME wurde bis 2010 in Europa größtenteils aus Rapsöl, gefolgt von Soja- und Palmöl, produziert. Die absolute jährliche Menge des produzierten FAME blieb in der EU seit 2016 nahezu konstant und lag zwischen 12,9 und 13,9 Mio. t, wofür 13,7 bis 14,7 Mio. t Pflanzenöl oder UCO benötigt werden. Vor allem die Menge des aus UCO produzierten FAME nahm seit 2008 kontinuierlich zu und war im Jahr 2020 auf über 3,5 Mio. t gestiegen, was einer Ressourcenmenge von 3,9 Mio. t entspricht. Die theoretisch berechnete Menge an Raps- und Sojaschrot, welche als Eiweißfuttermittel eingesetzt wird, belief sich bei den aktuellen FAME-Produktionsmengen innerhalb der EU auf ca. 13,4 Mio. t/a. [USDA (2013), (2016), (2018), (2020)]

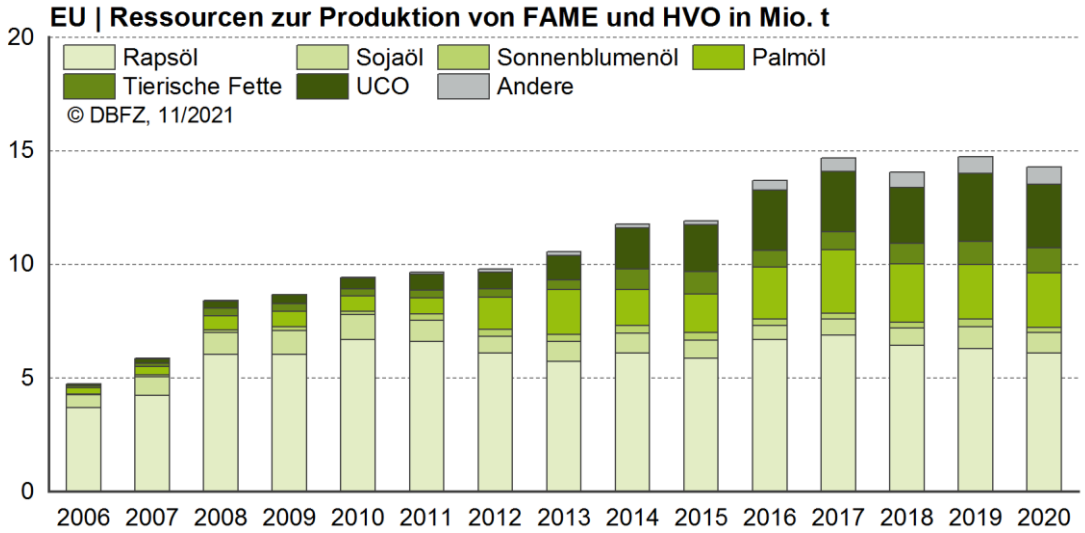


Abbildung A-6 Ressourcenbasis für in der EU genutztes FAME und HVO, Datenbasis; [USDA (2013), (2016), (2018), (2020)]

A-9: Ressourcenbasis für in der EU als Kraftstoff genutztes Bioethanol

Die wesentliche Ressourcenbasis für die Herstellung von Bioethanol als Kraftstoff in der Europäischen Union bilden Getreide, Zuckerrüben und Mais. Während im Jahr 2006 der überwiegende Anteil getreidebasiert bereitgestellt wurde, verschob sich der Schwerpunkt bis 2008 deutlich hin zu Zuckerrüben und Mais. Bis 2017 stieg die absolute Menge des in der EU aus Getreide bereitgestellten Bioethanols auf etwa 1,9 Mio. t, was einer Getreidemenge von 6,8 Mio. t entspricht. Danach sank die absolute Bioethanolmenge auf etwa 1,1 Mio. t bis zum Jahr 2020 (aus 4,2 Mio. t Getreide). Die aus Zuckerrüben bereitgestellte Bioethanolmenge lag im Jahr 2020 bei 0,9 Mio. t. Im Jahr 2020 wurde nahezu ausschließlich Bioethanol über die Ressource Mais realisiert (6,4 Mio. t Mais für 1,97 Mio. t Bioethanol). Die bis jetzt höchste Produktionsmenge von Bioethanol wurde im Jahr 2017 erreicht, in dem 4,7 Mio. t Bioethanol aus 20,6 Mio. t Ressource produziert wurden. In Abhängigkeit der Ressource fallen bei der Herstellung von Ethanol Koppelprodukte an, die vor allem als Futtermittel (z. B. Trockenschlempe, engl.: Dried Distillers Grains with Solubles - DDGS) eingesetzt werden, aber auch in einem zweiten Konversionsschritt über anaerobe Vergärung zu Biogas und damit einen weiteren Energieträger verarbeitet werden können. Theoretisch fallen bei der derzeitigen Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in der EU (2020) ca. 3,2 Mio. t/a DDGS an. [USDA (2013), (2016), (2018), (2020)]

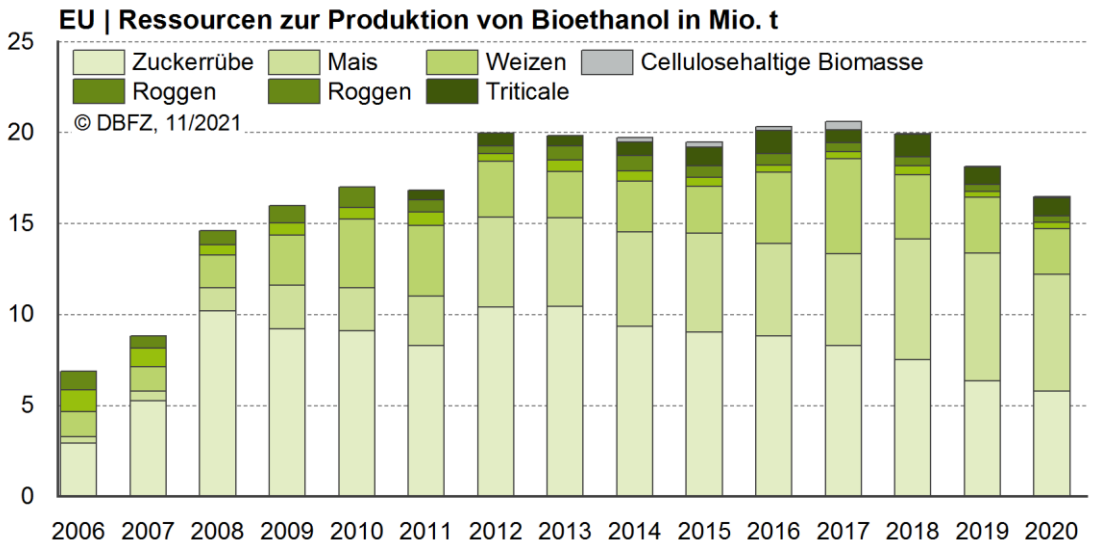


Abbildung A-7 Ressourcenbasis für in der EU als Kraftstoff genutztes Bioethanol, Datenbasis: [USDA (2013), (2016), (2018), (2020)]

A-10: Ressourcenbasis für weltweit produzierten FAME und HVO-Diesel

Wie in Abbildung A-8 gezeigt, veränderte sich die Ressourcenbasis für die weltweite Produktion von FAME und HVO-Diesel vergleichsweise stark: Im Jahr 2006 war Rapsöl mit einem Anteil von 60 % die dominante Ressource. Die absolute Menge von rapsölbasiertem FAME verdoppelte sich bis 2011 fast, blieb seitdem etwa konstant und lag im Jahr 2020 bei 6,9 Mio. t, was einer Rapsölmenge von 6,7 Mio. t entspricht (etwas höher aufgrund der Reaktion mit Methanol). Demgegenüber stiegen die Anteile von FAME aus Soja- und Palmöl sowie UCO stark an. Im Jahr 2013 lag eine nahezu gleichmäßige Verteilung auf die Ressourcen Raps-, Soja- und Palmöl sowie UCO vor. In den vergangenen Jahren verringerte sich der absolute und relative Anteil von Rapsöl zugunsten von UCO. Im Jahr 2020 lag die Verteilung der eingesetzten Ressourcen bei 31 % Palmöl, 25 % Sojaöl, 21 % UCO, 16 % Rapsöl und 7 % sonstige Öle. [F.O. Licht (2011a), (2011b), (2015a), (2016a), (2017a), (2018a); IHS Markit (2018)-(2020), (2020a)]

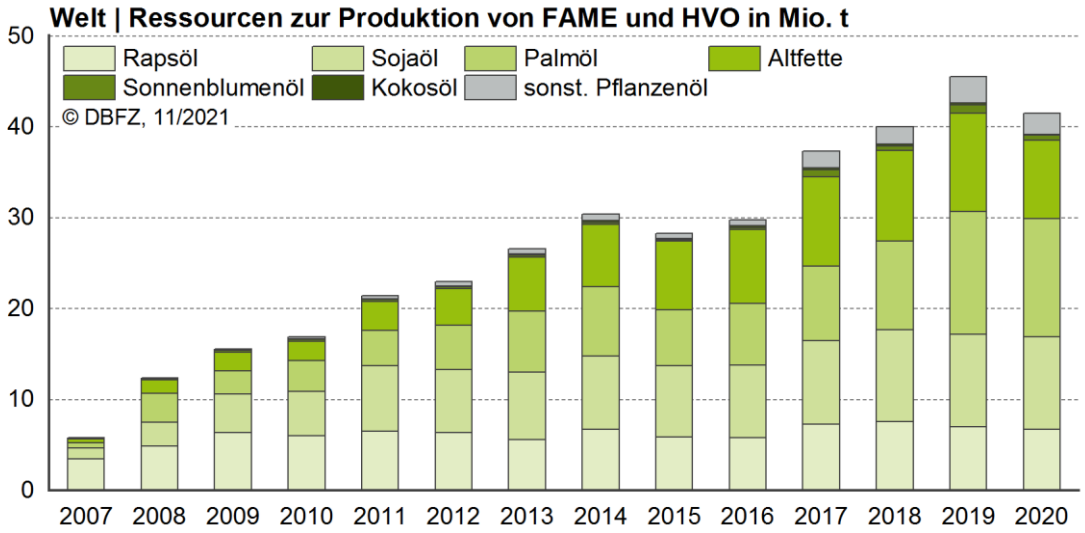


Abbildung A-8 Ressourcenbasis der weltweit produzierten FAME und HVO, Datenbasis: [F.O. Licht (2011a), (2011b), (2015a), (2016a), (2017a), (2018a); IHS Markit (2018)-(2020), (2020a)]

A-11: Ressourcenbasis des weltweit produzierten Bioethanols

Während in den USA Bioethanol aus Maisstärke hergestellt wird, kommt in Brasilien vor allem Zuckerrohr zum Einsatz, obwohl auch dort in den letzten Jahren der Anteil von Bioethanol aus Mais zunahm. Wie in Abbildung A-9 dargestellt, kamen im Jahr 2006 ca. 94 % der weltweit genutzten Bioethanol-Ressourcen in Produktionsanlagen in den USA und Brasilien zum Einsatz – dieser Wert reduzierte sich bis zum Jahr 2020 auf etwa 85 %. Die verbleibenden 15 % im Jahr 2020 setzen sich im Wesentlichen zusammen aus 5 % Mais aus anderen Ländern, 3 % Zuckerrohr aus anderen Ländern, 5 % Melasse, 1 % Zuckerrübe und 1 % Maniok. Vor allem in Asien stieg in den letzten Jahren die Nutzung von Maniok, wenngleich auf geringem Niveau. [F.O. Licht (2011a), (2011b), (2015a), (2016a), (2017a), (2018a); IHS Markit (2018)-(2020), (2020a)]

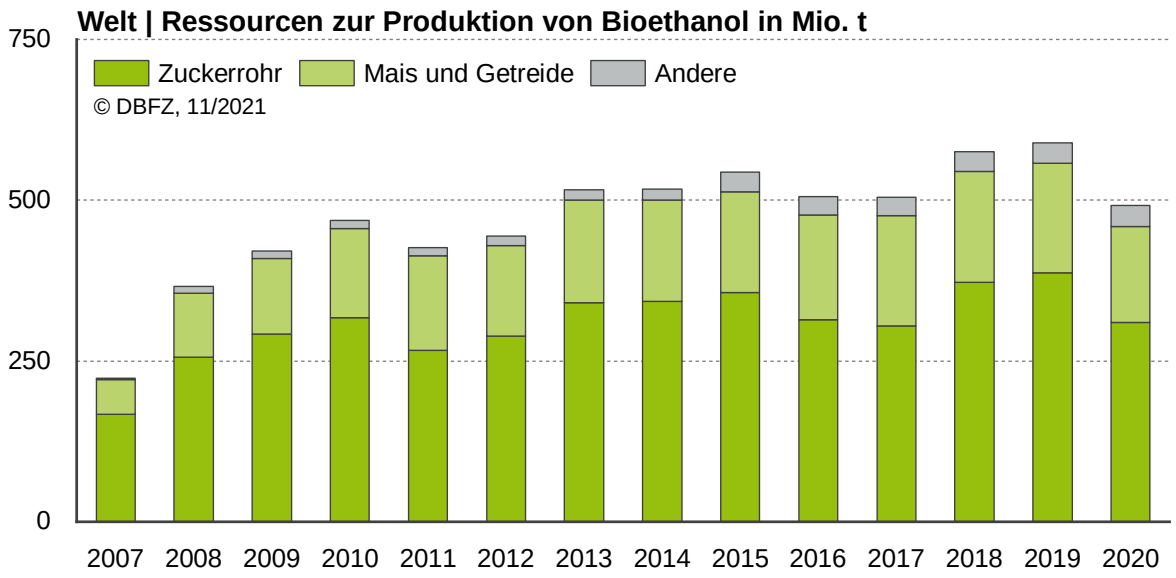


Abbildung A-9 Ressourcenbasis des weltweit produzierten Bioethanols, Datenbasis: [F.O. Licht (2011a), (2011b), (2015a), (2016a), (2017a), (2018a); IHS Markit (2018)-(2020), (2020a)]**A-12: Weltweite Nachfrage an Methanol**

Die Produktion von Methanol und die Aufteilung der Nutzung in den Jahren 2016 bis 2021 (für 2021 als Prognose) sind in Abbildung A-10 dargestellt. Der Gesamtanstieg der Methanolproduktion betrug 29 % (jährlicher Anstieg um 5,8 %). Den größten Zuwachs gab es bei der Verwendung von Methanol zur Herstellung von Olefinen, die in diesem Zeitraum um 79 % zunahm, gefolgt von der Verwendung zur Herstellung von Biodiesel (77 %). Die Verwendung von Methanol zur Herstellung von DME ging in diesem Zeitraum um 20 % zurück. [IRENA (2021c); Methanol Institute (2021)]

Die derzeitige weltweite Methanolproduktionskapazität aus erneuerbaren Quellen beträgt ca. 1,71 Mio. t/a, die sich auf verschiedene technologische Produktionspfade aufteilt. Die Kapazität an erneuerbarem Methanol, die sich im Bau oder in der Planungsphase befindet, beträgt ca. 4,0 Mio. t/a, was bei vollständiger Realisierung eine Gesamtkapazität von 5,6 Mio. t/a ergeben würde. Selbst wenn diese Projekte fertiggestellt werden, würde dies nur 3,7 % der tatsächlichen Produktionskapazität ausmachen, die für 2020 auf 153,1 Mio. t/a geschätzt wird, wie in Abbildung A-10 dargestellt ist [IRENA (2021c); Schröder (2020b)].

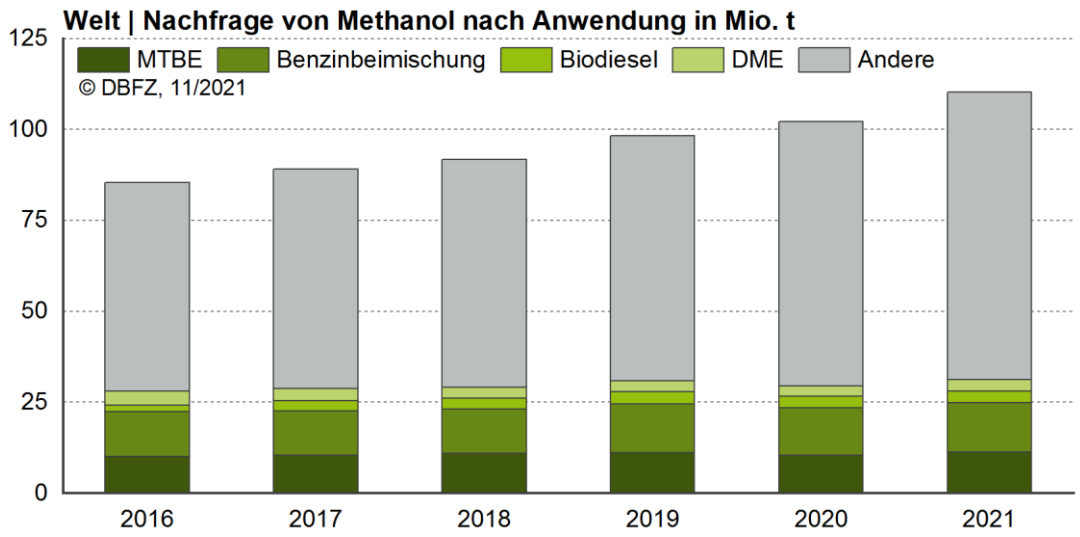


Abbildung A-10 Weltweite Nachfrage an Methanol, Datenbasis: [Methanol Institute (2021)]

A-13: Weltweite Maisproduktion und ihr Verwendungsbereich

Der weltweite Verbrauch von Mais im Zeitraum von 2012 bis 2021 ist in Abbildung A-11 nach Anwendung dargestellt. Die Gesamtproduktion von Mais stieg von 901 Mio. t im Jahr 2012 auf 1.192 Mio. t im Jahr 2021, was einer Steigerung um 32 % entspricht. Im Jahr 2012 teilte sich der Maisverbrauch zu 55 % für die Futtermittelverwendung, zu 12 % für die Lebensmittelverwendung, zu 13 % für die Produktion von Bioethanol, zu 19 % für die sonstige Nutzung auf. Im Jahr 2021 lag die Aufteilung bei 60 % Futtermittelverwendung, 11 % Lebensmittelverwendung, 12 % Produktion von Bioethanol sowie 17 % sonstige Nutzung. Den größten Zuwachs verzeichnete der Verbrauch als Futtermittel, der im Jahr 2012 bei 495 Mio. t und im Jahr 2021 bei 717 Mio. t lag, was einem Anstieg um 45 % entspricht. Der Maisverbrauch für die Herstellung von Bioethanol stieg von 120 Mio. t auf 140 Mio. t, was einem Anstieg um 17 % entspricht. [IGC (2021)]

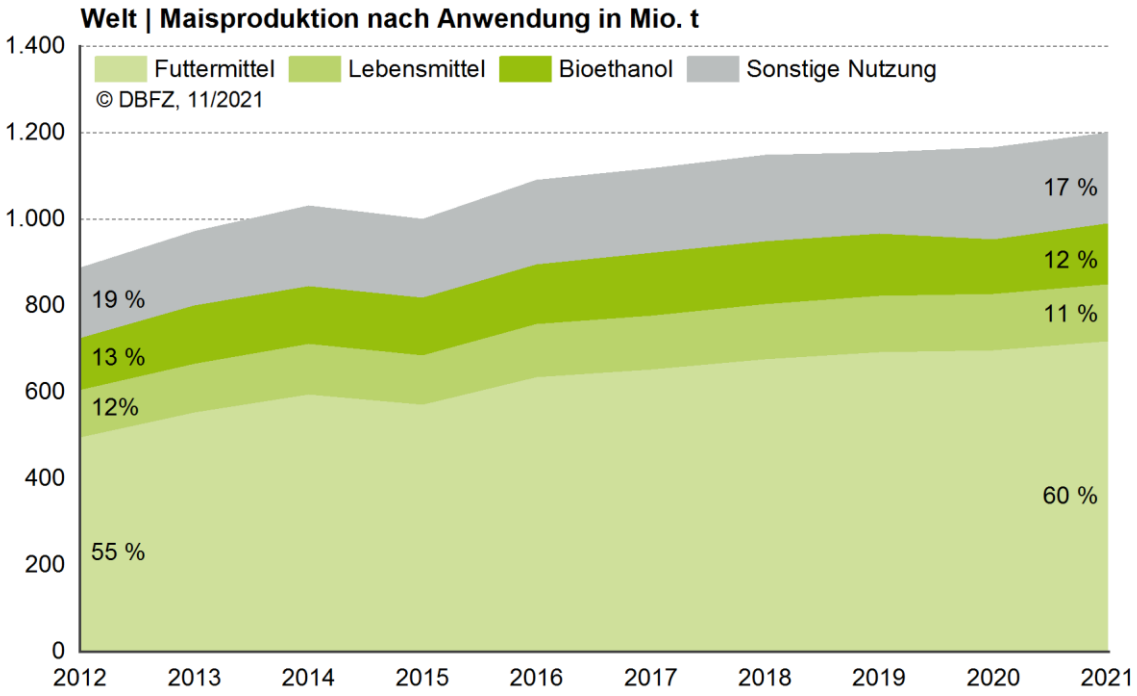


Abbildung A-11 Weltweite Maisproduktion und ihr Verwendungsbereich, Datenbasis: [IGC (2021)]

A-14: Weltweite Palmölproduktion und ihr Verwendungsbereich

Eine weitere Pflanzenkultur, deren Produktion stark anstieg, war Palmkern, dessen Öl zur Herstellung von Biodiesel verwendet wird. Die weltweite Produktion von Palmöl stieg von 41,5 Mio. t im Jahr 2008 auf 75,1 Mio. t im Jahr 2020, was einer Steigerung um 69 % entspricht. Im Jahr 2008 lag die Aufteilung der Palmölnutzung bei 72 % Lebensmittelverwendung, 11 % Biodieselproduktion sowie 16 % sonstige Nutzung. Im Jahr 2020 entfielen 67 % des produzierten Palmöls auf die Nahrungsmittelverwertung, 18 % auf die Biodieselproduktion und 14 % auf die sonstige industrielle Nutzung. Den größten Anstieg verzeichnete die Verwendung von Palmöl zur Produktion von Biodiesel, die im Jahr 2008 bei 5,1 Mio. t und im Jahr 2020 bei 13,5 Mio. t lag, was einem Zuwachs um 165 % entspricht. [FNR (2016); USDA (2021)]

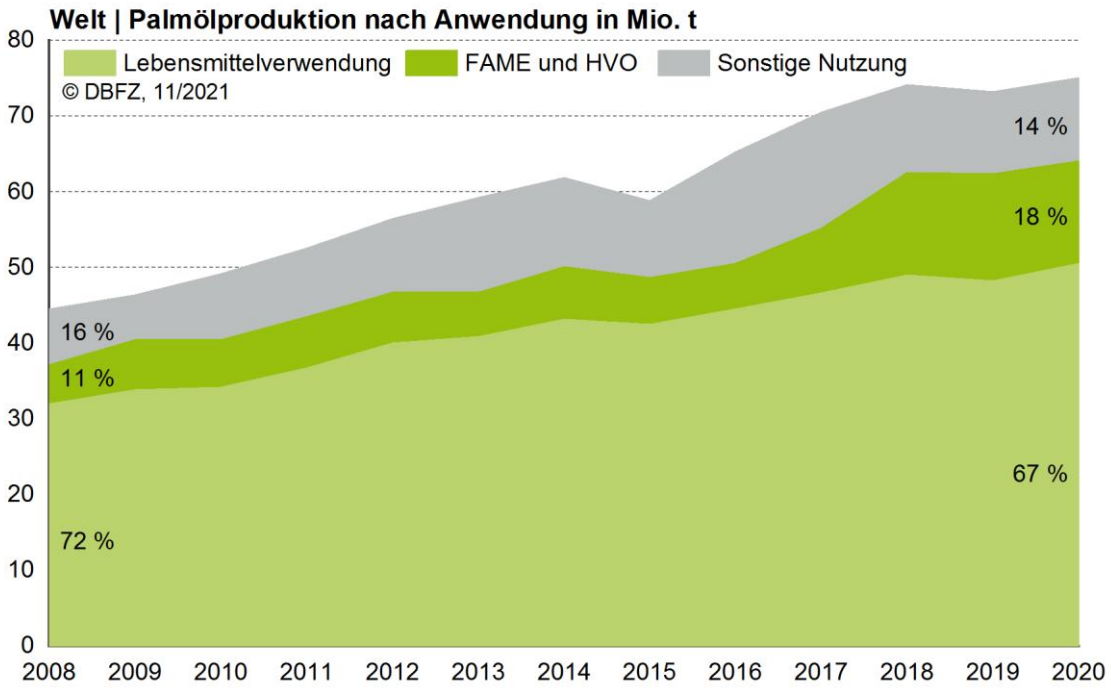


Abbildung A-12 Weltweite Palmölproduktion und ihr Verwendungsbereich, Datenbasis: [USDA (2021)]

A-15: Weltweite Produktion von Schwarzlauge

Der Energiegehalt von Schwarzlauge, als Nebenprodukt der Zelluloseherstellung, kann innerhalb des Produktionsprozesses leicht variieren. Unter Einbeziehung des unteren Heizwerts von 12 MJ/kg (TS) [Swedish Energy Agency (2008)] ergibt sich für die Abschätzung des weltweiten theoretischen Energiegehalts in Schwarzlauge ein Wert von 2,74 EJ im Jahr 2019. Obwohl es einige Beispiele für die Extraktion von Lignin aus Schwarzlauge gibt [Andritz (2020); Stora Enso (2020); Valmet (2020a)], ist die Verwendung von Schwarzlauge über die energetische Nutzung hinaus nicht signifikant, und es kann davon ausgegangen werden, dass der gesamte Energiegehalt zur Energie- und Dampferzeugung genutzt wird. Darüber hinaus ist die Menge an Schwarzlauge begrenzt, die in einem alternativen Prozess zur Herstellung von Biokraftstoffen verwendet werden könnte. Laut Vakkilainen können bis zu 20 % der Schwarzlauge ohne signifikante Auswirkungen auf den Zelluloseherstellungsprozess entfernt werden, aber ab etwa 30 % Schwarzlaugenentfernung beginnt der Prozess problematisch zu werden. Unter Berücksichtigung dessen sollten etwa 0,55 EJ (2019) das maximale technische Potenzial der Schwarzlauge sein, wenn die aktuellen industriellen Kapazitäten berücksichtigt sind [Vakkilainen (2009)].

In Anbetracht dessen, dass pro Tonne Zellstoff ca. 7,3 bis 15 kg Methanol als Nebenprodukt im Kraft-Prozess anfallen, lässt sich das Potenzial der Rückgewinnung von Methanol für das Jahr 2019 auf den mittleren Wert von 36,87 PJ abschätzen [Jensen (2012)].

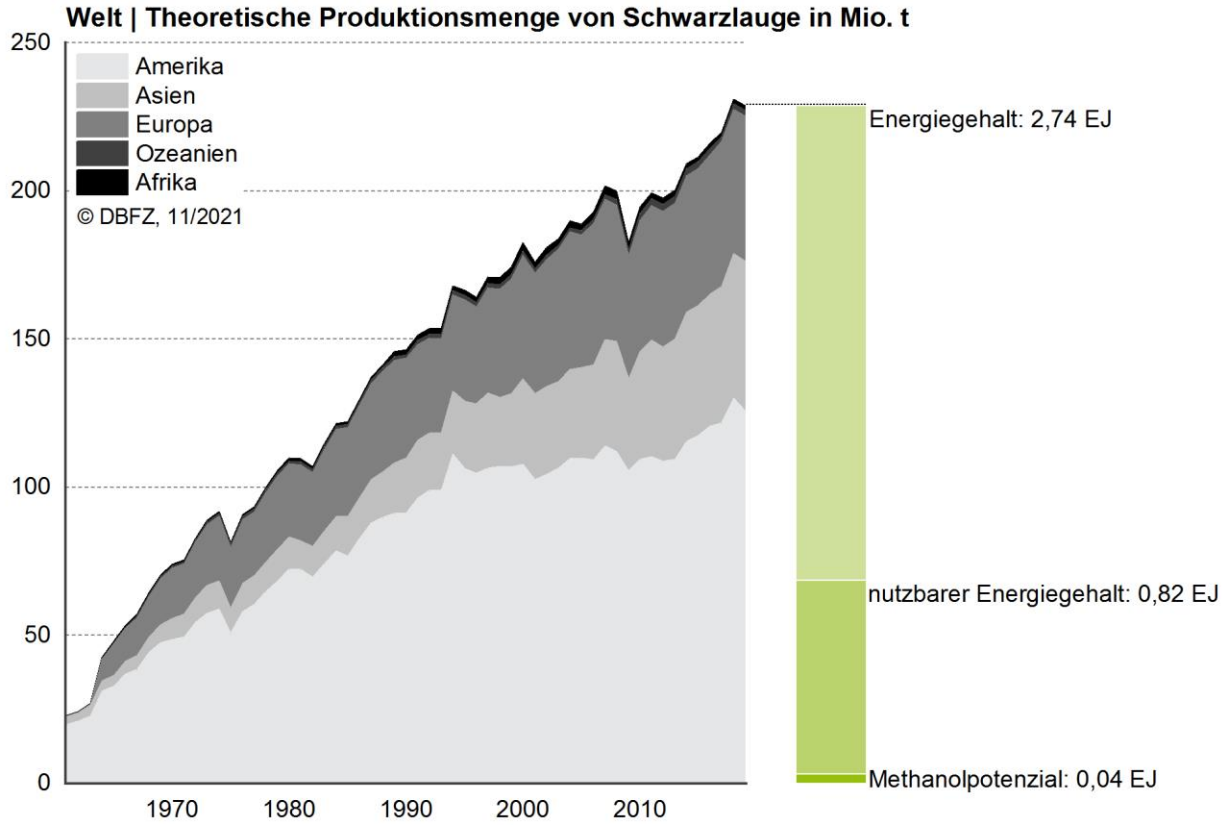


Abbildung A-13 Abschätzung der weltweiten Produktion von Schwarzlauge nach Energiegehalt und der nutzbaren Menge für die Herstellung von Biokraftstoffen sowie Abschätzung des im Kraftprozess erzeugten Methanols (eigene Berechnung auf Basis von [FAO (2021); Kim (2019); Swedish Energy Agency (2008); Vakkilainen (2009)])

A-16: Produktion erneuerbarer Strom

Tabelle A-3 Nutzung von erneuerbarem Strom aufgeteilt nach Energiequelle im Jahr 2019, Datenbasis: [IEA (2021c)]

	Welt	Europa	Deutschland
Bioenergie	543 TWh	180 TWh	44 TWh
Geothermie	91 TWh	22 TWh	0,2 TWh
Gezeitenkraftwerke	1 TWh	0,5 TWh	0 TWh
Photovoltaik	681 TWh	151 TWh	46 TWh
Sonnenkraftwerke	13 TWh	6 TWh	0 TWh
Verbrennungsanlage	37 TWh	6 TWh	6 TWh
Wasserkraftwerke	4.329 TWh	656 TWh	26 TWh
Wind (onshore und offshore)	1.427 TWh	463 TWh	126 TWh
Summe	7.159 TWh (25.772 PJ)	1.485 TWh (5.344 PJ)	248 TWh (894 PJ)

A-17: Ressourcenbezogene Gestehungskosten für kommerziell verfügbare erneuerbare Energieträger

Tabelle A-4 Übersicht über Gestehungskosten nach Verfahren und Ressource normiert auf 2020

	Ressource	Gestehungskosten	Quelle
Bioethanol	Zuckerrübe	23,3 EUR_{2020}/GJ	[Millinger (2017)]
Bioethanol	Zuckerrohr	12,8 EUR_{2020}/GJ	[Wang (2014)]
Bioethanol	Lignocellulose	24,8 – 43,0 EUR_{2020}/GJ	[IEA Bioenergy (2020a); Kalligeros (2018); Macrelli (2012); Millinger (2017)]
Biodiesel (FAME)	Raps	17,0 – 23,3 EUR_{2020}/GJ	[Jungmeier (2016); Millinger (2017)]
Biodiesel (FAME)	Soja	13,9 – 21,4 EUR_{2020}/GJ	[Jungmeier (2016)]
Biodiesel (FAME)	Palm	7,9 – 21,6 EUR_{2020}/GJ	[Jungmeier (2016); Sunde (2011)]
Biodiesel (FAME)	Altspeiseöle und -fette	17,9 – 30,5 EUR_{2020}/GJ	[Jungmeier (2016); Kalligeros (2018)]
Pflanzenöl	Raps	20,4 – 24,8 EUR_{2020}/GJ	[Dressler (2016)]
Methan	Strom	32 – 62 EUR_{2020}/GJ	[Liebich (2020)]

PUBLIKATIONEN

Bisher veröffentlichte Reports:

DBFZ Report Nr. 43 Beitrag zur Optimierung des Pelletierverhaltens von Gärresten und Landschaftspflegeheu sowie deren Mischungen
DBFZ Report Nr. 42 Rahmenbedingungen für einen optimierten Betrieb von kleinen biomassebasierten BHKW
DBFZ Report Nr. 41 National Resource Monitoring for Biogenic Residues, By-products and Wastes – Development of a Systematic Data Collection, Management and Assessment for Germany
DBFZ Report Nr. 40 Basics of Anaerobic Digestion - Biochemical Conversion and Process Modelling
DBFZ Report Nr. 39 Optimierte Regelungsstrategien für Pellet-Solar-Kombiheizanlagen zur Steigerung der Systemeffizienz bei gleichzeitiger Minimierung der Energiekosten
DBFZ Report Nr. 38 Hydrothermal processing of biogenic residues in Germany - A technology assessment considering development paths by 2030
DBFZ Report Nr. 37 Economic assessment of biogas plants as a flexibility option in future electricity systems
DBFZ Report Nr. 36 BioplanW: Systemlösungen Bioenergie im Wärmesektor im Kontext zukünftiger Entwicklungen
DBFZ Report Nr. 35 Leitfaden zur Substrat- und Effzienzbewertung an Biogasanlagen
DBFZ Report Nr. 34 Entwicklung einer Methode zur Verwendung der Daten des Schornsteinfegerhandwerks für die energiewirtschaftliche Berichterstattung - Dissertationsschrift
DBFZ Report No. 33 Recommendations for reliable methane emission rate quantification at biogas plants
DBFZ Report Nr. 32 Wärmenutzung von Biogasanlagen
DBFZ Report Nr. 31 Die Niedertemperatursynthese von Methan in Thermoöl-temperierten Plattenreaktoren – Dissertationsschrift –
DBFZ Report Nr. 30 Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland
DBFZ Report Nr. 29 Effiziente Bioenergie für Regionen - Ergebnisse der technisch-ökonomischen Begleitforschung zur Fördermaßname Bioenergie-Regionen 2012-2015
DBFZ Report Nr. 28 Potenziale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen - Energetische Effizienz von Repoweringmaßnahmen
DBFZ Report Nr. 27 Neuartiger emissionsarmer Kaminofen (DBU-NEKO)
DBFZ Report Nr. 26 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Entwickoungspotenziale künftiger und bestehender Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse - Dissertationsschrift
DBFZ Report Nr. 25 Nachrüstlösung zum katalytischen Abbau von gasförmigen organischen Emissionen aus Kaminöfen
DBFZ Report Nr. 24 Biomasse zur Wärmeerzeugung– Methoden zur Quantifizierung des Brennstoffeinsatzes
DBFZ Report Nr. 23 Technisch-ökonomische Begleitforschung des Bundeswettbewerbes „Bioenergie-Regionen“
DBFZ Report Nr. 22 Die Biokraftstoffproduktion in Deutschland – Stand der Technik und Optimierungsansätze
DBFZ Report Nr. 21 Entwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG
DBFZ Report Nr. 20 KlimaCH4 – Klimaeffekte von Biomethan
DBFZ Report Nr. 19 Hy-NOW – Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse
DBFZ Report Nr. 18 Kleintechnische Biomassevergasung – Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung
DBFZ Report Nr. 17 Grünlandenergie Havelland – Entwicklung von übertragbaren Konzepten zur naturverträglichen energetischen Nutzung von Gras und Schilf am Beispiel der Region Havelland
DBFZ Report Nr. 16 Algae biorefinery – material and energy use of algae
DBFZ Report Nr. 15 Politics and Economics of Ethanol and Biodiesel Production and Consumption in Brazil
DBFZ Report Nr. 14 Holzpelletbereitstellung für Kleinfeuerungsanlagen
DBFZ Report Nr. 13 Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung
DBFZ Report Nr. 12 Monitoring zur Wirkung des Eneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse
DBFZ Report Nr. 11 Monitoring Biokraftstoffsektor
DBFZ Report Nr. 10 Ermittlung des Verbrauchs biogener Festbrennstoffe im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD-Sektor) – Endbericht
DBFZ Report Nr. 9 Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse
DBFZ Report Nr. 8 – Kompakt – Sammelband
DBFZ Report Nr. 7 Final Report – Global and Regional Spatial Distribution of Biomass Potentials – Status quo and options for specication –
DBFZ Report Nr. 6 Katalytisch unterstützte Minderung von Emissionen aus Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen
DBFZ Report Nr. 5 Optimierung und Bewertung von Anlagen zur Erzeugung von Methan, Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen
DBFZ Report Nr. 4 Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der Biomassenutzung
DBFZ Report Nr. 3 Feinstaubminderung im Betrieb von Scheitholzkaminöfen unter Berücksichtigung der toxikologischen Relevanz
DBFZ Report Nr. 2 Methodische Vorgehensweise zur Standortidentifikation und Planung der Biomassebereitstellung für Konversionsanlagen am Beispiel von Bio-SNG-Produktionsanlagen
DBFZ Report Nr. 1 Bewertung und Minderung von Feinstaubemissionen aus häuslichen Holzfeuerungsanlagen

Weitere Informationen and Downloads:
www.dbfz.de/pressemediathek/publikationsreihen-des-dbfz/dbfz-reports/

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
D-04347 Leipzig
Phone: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: info@dbfz.de

www.dbfz.de