



Erneuerbare Energien im Verkehr

Monitoringbericht

www.dbfz.de/monitoring-ee-im-verkehr

Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH



Impressum

ERNEUERBARE ENERGIEN IM VERKEHR

Monitoringbericht

Herausgebende:

Jörg Schröder und Kati Görsch

1. Auflage

Leipzig, 2025

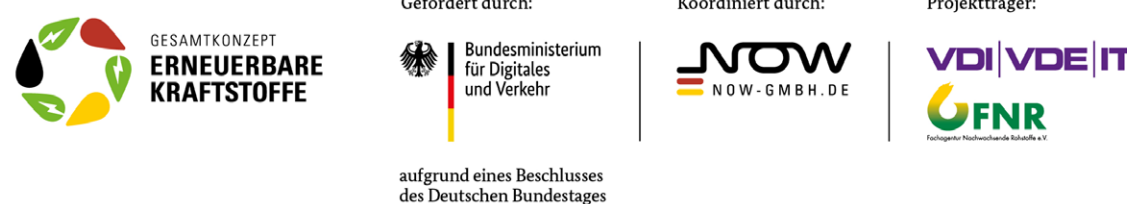
Zitierempfehlung:

Schröder, J.; Görsch, K. (Hrsg.) (2025): Erneuerbare Energien im Verkehr. Monitoringbericht. Leipzig: DBFZ. 205 S. ISBN: 978-3-949807-23-7. DOI: 10.48480/w11j-9w27.

www.dbfz.de/Monitoring-EE-im-Verkehr

Die Erstellung des Monitoringberichts „Erneuerbare Energie im Verkehr“ wurde größtenteils aus Eigenmitteln des DBFZ und der Institutionen der Co-Autoren finanziert. Im Bericht wurden ausgewählte Ergebnisse der Projekte InnoFuels (FKZ 16RK34002F) und REF4FU (FKZ 16RK24001C) verwendet. Die beiden Projekte wurden im Rahmen des Gesamtkonzepts Erneuerbare Kraftstoffe mit insgesamt 12,66 Mio. Euro durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr gefördert. Die Förderrichtlinie für die Entwicklung regenerativer Kraftstoffe wird von der NOW GmbH koordiniert und durch die Projektträger VDI/VDE Innovation + Technik GmbH sowie die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. umgesetzt.

Gefördert durch:



Kontakt:

Jörg Schröder
Joerg.Schroeder@dbfz.de
Tel.: +49 341 2434 522

Kati Görsch
Kati.Goersch@dbfz.de
Tel.: +49 341 2434 329

Grafische Gestaltung: Jan Lauter (www.lauterdesign.de), Rico Ehrentraut (DBFZ)

AUTORINNEN UND AUTOREN:



Jörg Schröder, Kati Görsch, Niels Dögnitz, Stephanie Hauschild, Karin Naumann, Inga Katharina Götz, Christian Klüpfel, Karl-Friedrich Cyffka, Selina Nieß, Kathleen Meisel, Hendrik Etzold, Chiara Naomi Lenz, Gabriel Costa de Paiva



Klaus Thuneke, Edgar Remmele, Peter Emberger

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



Wolfram Tuschewitzki, Tobias Prieß, Felix Mender, Ulf Neuling, Tjerk Zitscher

Technische Universität Hamburg (TU Hamburg)
Am Schwarzenberg-Campus 1
D-21073 Hamburg



Christian Bauer, Romain Sacchi

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



Jakob Köchermann

Fraunhofer-Zentrum für Chemisch-Biotechnologische Prozesse (CBP)
Am Haupttor (Tor 12, Bau 1251)
D-06237 Leuna

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 2434-112
info@dbfz.de
www.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:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

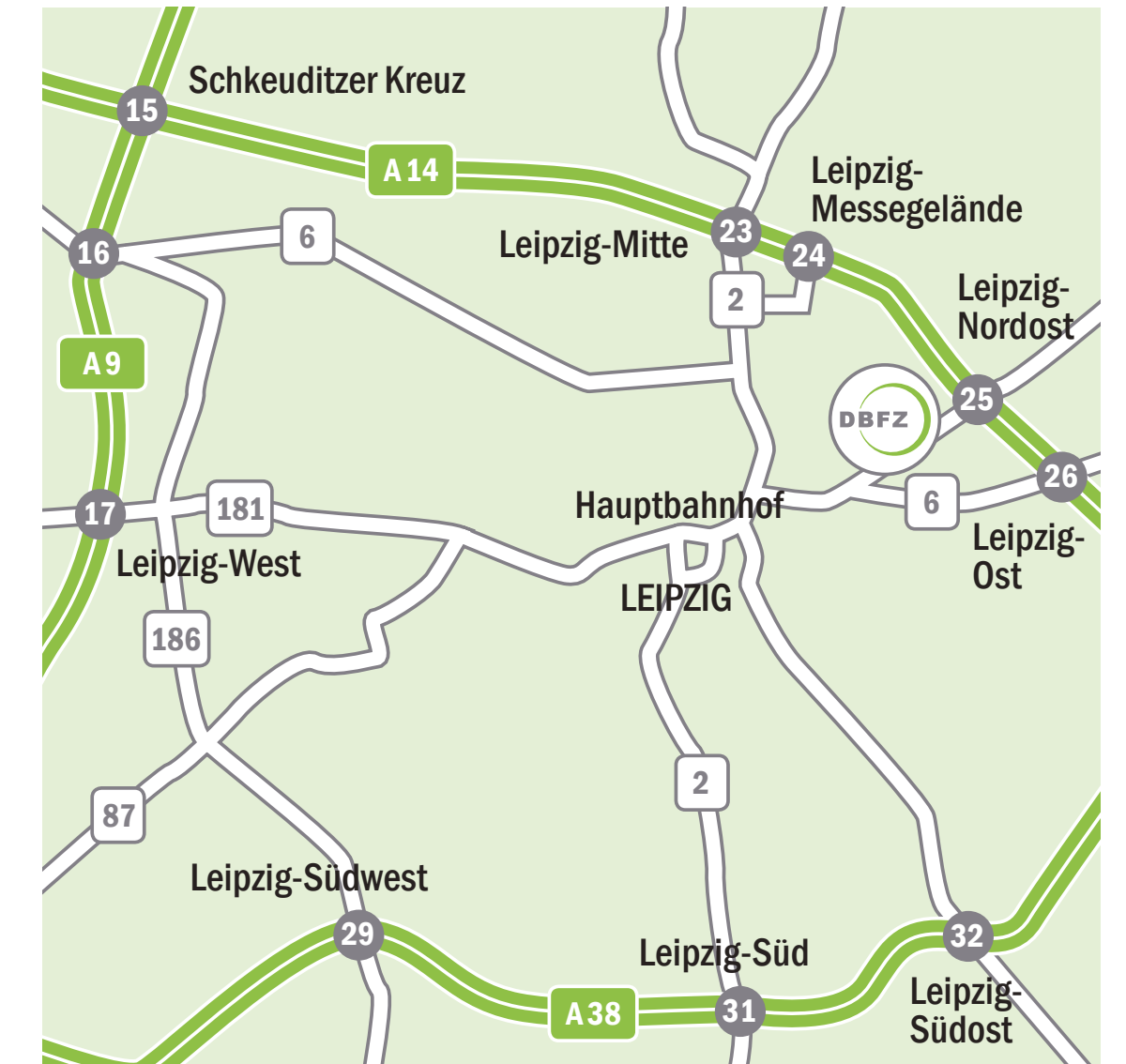
Geschäftsführung:

Prof. Dr. mont. Michael Nelles
(Wissenschaftlicher Geschäftsführer)
Dr. Christoph Krukenkamp
(Administrativer Geschäftsführer)

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

Bilder: Sofern nicht am Bild vermerkt: www.freepik.com

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



Anfahrt:

Mit dem Zug: Ankunft Leipzig Hauptbahnhof; Straßenbahnlinie 3/3E (Richtung Taucha/Sommerfeld) bis Haltestelle Bautzner Straße; Straße überqueren, Parkplatz rechts 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“)

<u>Inhalt</u>	Zusammenfassung	Ausblick	Verkehr	Regularien	Technologien	Ressourcen	Marktkennzahlen	Anwendung	Ökologie	Ökonomie
Vorwort	1									
Zusammenfassung	2									
1 Herausforderung Energiewende im Verkehr	5									
1.1 Endenergiebedarf	6									
1.2 Zukünftige Energiebereitstellung	7									
1.3 Sensitivität ausgewählter Annahmen	11									
1.4 Faktoren für eine erfolgreiche Energiewende	14									
Impuls Energiewende in der Luftfahrt – Technische Herausforderungen	17									
Impuls Technische und regulatorische Herausforderungen der maritimen Energiewende	19									
Impuls Erneuerbare Antriebsenergien in der Land- und Forstwirtschaft	20									
2 Verkehr und seine Infrastruktur	22									
2.1 Verkehrsleistung	23									
2.2 Fahrzeugbestand	24									
Exkurs Verbrauch und Alter spezifischer Verkehrsmittel	28									
2.3 Tank- und Ladeinfrastruktur	29									
2.4 Endenergieverbrauch	30									
2.5 Treibhausgasemissionen	32									
3 Politischer und rechtlicher Rahmen	33									
3.1 Kraftstoffe	36									
Exkurs Mehrfachanrechnungen – sinnvoller Hebel für den Hochlauf erneuerbarer Energien? ...	42									
		3.2 Verkehrsinfrastruktur	50							
		Exkurs Umsetzungszeitraum europäischer Verordnungen am Beispiel der RED II	51							
		3.3 Fahrzeuge	52							
		4 Technologien zur Kraftstoffbereitstellung	54							
		4.1 Technologierouten im Überblick	55							
		4.2 Technischer Entwicklungsstand	55							
		4.3 Alkoholische Fermentation und Folgetechnologien	57							
		4.4 Anaerobe Fermentation und Folgetechnologien	59							
		4.5 Pflanzenölgewinnung	60							
		4.6 Ver- und Umesterung	61							
		4.7 Hydrotreatment	62							
		4.8 Elektrolyseverfahren	63							
		4.9 Synthesegasbereitstellung	64							
		4.10 Fischer-Tropsch-Synthese	68							
		4.11 Katalytische Methanisierung	68							
		4.12 Methanolsynthese und Folgetechnologien	69							
		4.13 Ammoniaksynthese	70							
		4.14 Hydrothermale Verflüssigung	71							
		4.15 Pyrolyse	72							
		4.16 Mitraffination	73							
		4.17 Hybridtechnologien	74							
		5 Ressourcen und ihre Mobilisierung	77							
		5.1 Hintergrund und Überblick geeigneter Ressourcen	78							
		Exkurs Die Pflanze als „Multi-Produkt-System“	80							
		Exkurs Kaskadennutzung und Kreislaufwirtschaft	81							
		5.2 Status quo Ressourcennutzung zur Produktion erneuerbarer Kraftstoffe	82							
		Exkurs Fortschrittliche Biokraftstoffe – Betrugsrisiken und Lösungsansätze	84							
		5.3 Ressourcenpotenziale	87							
		Exkurs Biogenes Kohlenstoffdioxid für die geologische Speicherung (BECCS)	95							
		5.4 Kraftstoffpotenziale	96							
		Exkurs Notwendigkeit einer umfassenden Biomassestrategie	97							
		6 Marktkennzahlen	101							
		6.1 Kapazitäten	102							
		6.2 Produktion	106							
		6.3 Handel	108							
		6.4 Nutzung	111							
		Exkurs Bioethanol als Kraftstoff in Brasilien	112							
		7 Anwendung	113							
		7.1 Kraftstoffnormen und -kennzeichnungen	115							
		7.2 Kraftstoffqualitätsparameter	117							
		7.3 Sicherheitsaspekte und Handling erneuerbarer Energieträger	121							
		7.4 Anforderungen an Tankinfrastruktur und Kraftstoffdistribution	126							
		7.5 Motorische Nutzung von erneuerbaren Energieträgern	128							
		Exkurs Etablierung von E85 als erneuerbarer Kraftstoff in Frankreich	131							
		8 Ökologische Einordnung	132							
		8.1 Kraftstoffe	134							
		8.2 Abgasemissionen	141							
		8.3 THG-Emissionen im Fahrzeug-Lebenszyklus	142							
		9 Ökonomische Evaluierung und Bewertung	144							
		9.1 Kosten und Preise kommerziell verfügbarer erneuerbarer Energieträger	145							
		9.2 Kosten erneuerbarer Energieträger im Demonstrationsstadium	147							
		Glossar	149							
		Abkürzungsverzeichnis	150							
		Abbildungsverzeichnis	154							
		Tabellenverzeichnis	157							
		Literaturverzeichnis	158							
		Anhang	188							

Vorwort

Nur noch 20 Jahre bis zur Klimaneutralität in Deutschland, nur noch 25 Jahre, um weltweit klimaneutral zu werden. Mit durchschnittlich 20% der Treibhausgasemissionen kommt dem Verkehrssektor und implizit der Mobilität eine Schlüsselrolle zu. Namhafte Szenariountersuchungen zur Erreichung der Pariser Klimaziele und den jeweils nationalen Umsetzungen dieser zeigen, dass Klimaneutralität nur gelingen kann, wenn alle denkbaren Maßnahmen für eine umfassende Transformation in der Praxis umgesetzt werden und so auch wirksam werden können. Hier sind alle Bausteine erforderlich: Vermeidung, Verlagerung von Verkehr auf klimafreundlichere Optionen, Wechsel zu erneuerbaren Kraftstoffen und alternativen Antrieben sowie digitale Vernetzung. Zudem muss klar sein: ohne integrierte Verkehrs- und Energiewende kein Klimaschutz. Was heißt das konkret für Deutschland?

Anspruch ist die größtmögliche Reduzierung des Gesamttreibhausgasbudgets.

Die Treibhausgasreduzierungsquote ist seit 2015 das zentrale Instrument zur Reduzierung der Treibhausgase im Verkehrssektor. Dennoch werden unter den aktuellen Rahmenbedingungen die Reduktionsziele gemäß Klimaschutzgesetz nicht erreicht. Noch immer emittiert Deutschlands Verkehr deutlich mehr als eigentlich zulässig für die jährliche und – für das Klima entscheidend – kumulierte Emissionsmenge; in 2023 mit 146 Millionen Tonnen ca. 9 % mehr als eigentlich zulässig.

Grundvoraussetzung ist die größtmögliche Reduzierung des Endenergieverbrauchs im Verkehr.

Der Endenergieverbrauch wird nicht nur über die Art und Effizienz der Verkehrsträger bestimmt, sondern v. a. auch über die Verkehrsleistung. Diese steigt Prognosen zufolge weiterhin. Je höher also der Gesamtendenergieverbrauch im Verkehr, umso höher ist der faktische Mengenbedarf an erneuerbaren Energieträgern (v. a. Kraftstoffe) insgesamt. Alle nationalen und internationalen Szenarien gehen zur Erreichung der Klimaziele von einer Reduzierung des Endenergieverbrauchs in Größenordnungen von 10 bis 70 % von heute bis 2050 aus. Der heute kraftstoffdominierte Endenergieverbrauch zeigt jenseits der Pandemiejahre keine signifikante Reduzierung: In Deutschland wurden

„Die reinste Form des Wahnsinns ist es, alles beim Alten zu lassen und gleichzeitig zu hoffen, dass sich etwas ändert.“ Albert Einstein

im Jahr 2022 ca. 2,5 Exajoule im Verkehr verbraucht, nur knapp 2 % davon über den Energieträger Strom. Lediglich 6,6 % (ca. 0,16 Exajoule) des Endenergieverbrauchs wurde über erneuerbare Energieträger gedeckt; maßgeblich über Biokraftstoffe (ca. 82 % flüssig, 3 % gasförmig) und zu einem deutlich geringeren Anteil über Strom (ca. 15 %).

Alle verfügbaren technischen Optionen sind zur Emissionsreduzierung zu nutzen und Energieträger strategisch sinnvoll einzusetzen.

Unerlässlich sind eine gleichzeitige starke Elektrifizierung, d. h. eine Transformation der Antriebe für Neufahrzeuge in allen Bereichen, in denen dies möglich ist, und eine deutlich umfangreichere Nutzung von nachhaltigen erneuerbaren Kraftstoffen, d. h. eine Transformation der Kraftstoffe für Bestandsfahrzeuge und nicht elektrifizierbare Antriebe im Schwerlast-, Luft- und Schiffsverkehr. Deutschland hat den Anteil an Elektrofahrzeugen im Jahr 2024 zwar auf ca. 3 % steigern können, bleibt jedoch weit hinter den einst gesetzten Zielen zurück. Erneuerbare Kraftstoffe kommen mit wenigen Ausnahmen maßgeblich über die Beimischung zu Mineralölkraftstoffen zur Anwendung. Diskutierte mögliche Anpassungen im Kontext der europäischen CO₂-Flottenregulierung („Verbrenneraus“) sowie insbesondere am Instrument der deutschen Treibhausgasreduzierungsquote führen zu einer erheblichen Vergrößerung der zu füllenden Lücke zur Erreichung der Klimaschutzziele. Diese Lücke müsste dann durch andere emissionsreduzierende Maßnahmen geschlossen werden.

Technologieentwicklung und Marktetablierung erneuerbarer Kraftstoffe fördern.

Bei den Diskussionen um für Wettbewerbsfähigkeit erforderliche niedrige Energiepreise tritt oft in den Hintergrund: Es wird dringend ein Ausphasen von fossilen Energieträgern und insbesondere im Verkehr ein „Weg vom Mineralöl“ benötigt. Eine umfassende Elektrifizierung aller Verkehrssektoren ist nach derzeitigem Stand der Entwicklung kaum möglich, woraus sich auch langfristig die Notwendigkeit ergibt, erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr bereitzustellen. Dies hat Einfluss auf die weltweiten Entwicklungen. Eine vereinfachte Einordnung zeigt:

Soll der Endenergieverbrauch im Verkehr in den sehr optimistischen Nullemissionsszenarien der Internationalen Energieagentur (IEA) oder auch nach Einschätzung der Internationalen Organisation für erneuerbare Energien (IRENA) bis zum Jahr 2050 über erneuerbare Energien erfolgen und neben dem aktuellen Bestand (ca. 4 Exajoule) alle weltweit in Planung befindlichen Kraftstoffkapazitäten (ca. 2 Exajoule) in Kürze wirklich realisiert werden, bedeutet dies einen zusätzlichen erforderlichen Kapazitätsaufbau in der Größenordnung von Faktor 10 (auf ca. 32 bis 58 Exajoule) innerhalb der nächsten 25 Jahre. Folglich werden alle nachhaltig produzier- und bereitstellbaren erneuerbaren Kraftstoffe zwingend benötigt und sind in ihrem jeweiligen regionalen Kontext zu bewerten; keine Option ist per se gut oder schlecht. Der Ausbau ist nicht allein über bisher am Markt etablierte und weltweit gehandelte erneuerbare Kraftstoffoptionen möglich. Es bedarf v. a. erheblicher Anstrengungen, diese bestehenden Technologien weiterzuentwickeln und neue Technologien zur Marktreife zu führen. Dabei muss auch mitgedacht werden, wie sich heutige Mineralölraffinerien als Multi-Produkt-Anlagen für viele Anwendungen in anderen Sektoren mittel- bis langfristig teils auf erneuerbare Ressourcen und innovative Verfahren umstellen lassen können. Werden diese v. a. fortschrittlichen erneuerbaren Kraftstoffe, die häufig technisch komplexer und kostenintensiver sind, in Bezug auf technische Reife und damit Mengenverfügbarkeit jetzt nicht weiter über geeignete Förderprogramme für Forschung und Entwicklung sowie Übergang in den Markt unterstützt, stehen diese mittel- und langfristig nicht zur Verfügung. Erhebliche Emissionsreduktionspotenziale bleiben so ungenutzt.

Ergänzende Maßnahmen erforderlich.

Ehrgeizige Strategien und Ziele schaffen nicht automatisch einen Rahmen, der den Ausbau oder die Entwicklung innovativer Technologien entlang der gesamten Wertschöpfungskette ermöglicht. Hierfür sind begleitend harmonisierte technologie- und marktfördernde Maßnahmen sowie eine umfassende Überwachung ihrer Auswirkungen erforderlich. Dazu gehören auch Steuerungsinstrumente zur Sicherung der Finanzierung, um das Risiko von Investitionen und des Anlagenbetriebs zu senken. Die Transformation des Verkehrs- und anderer Sektoren hin zu einer

nachhaltigen erneuerbaren Gesellschaft ist hochkomplex und erfordert das Zusammenspiel von technologischer Entwicklung, regulatorischer Anpassung, Marktdynamik und internationaler Zusammenarbeit. Dies geht nicht ohne Übergangsphasen, die es ermöglichen, mit vielversprechenden Technologieoptionen zu beginnen, Erfahrungen zu sammeln und Lehren für kontinuierliche Verbesserungen zu ziehen. Es bleibt keine Zeit mehr, auf optimierte Optionen zu warten, die alle Facetten der Nachhaltigkeit von Anfang an erfüllen könnten. Die nationale Umsetzung der Revision der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (kurz RED) als Überarbeitung der bestehenden Treibhausgasreduzierungsquote duldet keinen Aufschub, um verbindliche Ziele und Planbarkeit, aber auch Vertrauen für alle Akteure zu schaffen. Sie muss nicht nur in der Fortschreibung über das Jahr 2030 hinaus gehen und den Aufbau hiesiger Kraftstoffkapazitäten besonders in den Blick nehmen, sondern als Antwort auf zweifelhafte Beiträge zur Erfüllung der Quote durch entschlossene Maßnahmen robuste Zertifizierungssysteme zum Nachweis von Nachhaltigkeit schaffen.

Abschließend ein großes Dankeschön an alle Beteiligten, die diesen umfangreichen Monitoringbericht mit viel Engagement möglich gemacht haben, die Einladung an alle Lesenden, uns Feedback zu geben, und v. a. der Appell an alle, im beruflichen und persönlichen Kontext bestmöglich zu nachhaltiger Mobilität und Klimaschutz im Verkehr beizutragen.



Dr. Franziska Müller-Langer
**Leiterin des Fachbereichs
Bioraffinerien am DBFZ,
Februar 2025**

Zusammenfassung

Im neuen Monitoringbericht „Erneuerbare Energien im Verkehr“ wird der Status quo der Energiewende im Verkehr dargestellt. Dabei stehen erneuerbare biomasse- und strombasierte Kraftstoffe sowie erneuerbarer Strom im Kontext sich ändernder Rahmenbedingungen im Fokus. Einführend wird ein Ausblick auf die Energiewende im Verkehr beschrieben, dabei werden der zukünftige Bedarf an erneuerbaren Energieträgern und deren Bereitstellung gegenübergestellt. Darüber hinaus werden der aktuelle Stand im Verkehr und dessen Infrastruktur sowie der derzeitige rechtliche Rahmen und die grundlegenden politischen Zielstellungen für erneuerbare Energien sowie die wesentlichen Schritte in der Bereitstellungs- und Nutzungskette von erneuerbaren Energien dargelegt, gefolgt von einer ökologischen und ökonomischen Einordnung.

Der Bericht ist eine Fortsetzung und Erweiterung der bisherigen DBFZ-Reports Nr. 11 (Monitoring Biokraftstoffsektor) [Naumann (2019)] und Nr. 44 (Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr) [Schröder (2022)] in neuem Layout. Der Monitoringbericht wird nur digital bereitgestellt, einzelne Abbildungen können zusätzlich von der zugehörigen Webseite heruntergeladen werden.

→ [weiterführende Informationen](#) 🌐

Mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität ist die Elektrifizierung in allen sich bietenden Verkehrsbereichen aufgrund der hohen energetischen Einsparpotenziale zu präferieren. Gleichwohl zeigt der Ausblick (Abschnitt 1), dass Teile des Verkehrs auch weiterhin mit Kraftstoffen betrieben werden. Für die Bereiche, in denen eine vollständige Elektrifizierung aus heutiger Sicht nicht möglich ist, liegt es nahe, neben einer zumindest teilweisen Elektrifizierung der Antriebe gezielt erneuerbare Reinkraftstoffe einzusetzen. Die Herausforderungen bei der Herstellung erneuerbarer Kraftstoffe werden allerdings mit steigender Nachfrage massiv zunehmen, da die Potenziale der heute verbreiteten Biokraftstoffe in Abhängigkeit von den eingesetzten Rohstoffen stark begrenzt sind. Eine Erweiterung der verfügbaren Technologien und nutzbaren Rohstoffe auf bisher nicht am Markt etablierte Optionen ist sowohl für biomasse- und strombasierte als auch hybride Konzepte zwingend erforderlich. Umso wichtiger ist es, die Elektrifizierung der Antriebe in allen Verkehrsbereichen – auch in den schwer zu elektrifizierenden Segmenten Luftfahrt und Schifffahrt – parallel voranzutreiben, um den resultierenden

Kraftstoffbedarf möglichst gering zu halten. Dazu braucht es langfristig wirkende ordnungspolitische Vorgaben, die Investitionen in den Aufbau von Strom-, Wasserstoff- und Kraftstoffkapazitäten sowie der dafür notwendigen Infrastruktur fördern, und an vielen Stellen weiterhin massiven Forschungs- und Entwicklungsbedarf (z. B. bei der Entwicklung und Marktintegration von Produktionstechnologien oder der Erfassung und Bewertung verfügbarer Ressourcenpotenziale).

In Deutschland werden über 50 Millionen Fahrzeuge genutzt, der Großteil wird mit Verbrennungsmotoren und fossilen Kraftstoffen mit geringen erneuerbaren Anteilen betrieben. Im Jahr 2045 muss der dann deutlich kleinere Anteil an Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor mit erneuerbaren Kraftstoffen versorgt werden. Die Art des Energieträgers hängt dabei stark vom jeweiligen Verkehrsmittel und der Leistungsanforderung des Antriebs ab. In Abbildung Z-1 werden die gesammelten Kraftstoffinformationen des Berichts anhand verschiedener Bewertungskriterien (Tabelle Z-1) als Graphical Abstract dargestellt und im Sinne einer möglichen Einteilung nach perspektivischen Anwendungsbereichen für Deutschland im Jahr 2045 interpretiert (linke Seite der Abbildung). Diese Interpretation erfolgte im Sinne einer technischen Realisierbarkeit mit dem Ziel eines wirksamen Klimaschutzes. Ergänzt wird Abbildung Z-1 durch kompakte Matrices zum Status quo für Infrastruktur und Anwendung (Mitte) bzw. zum Status quo der Produktion (rechte Seite der Abbildung).

Pkw, leichte Nutzfahrzeuge und Krafträder können nahezu vollständig batterieelektrisch angetrieben werden. Andere Antriebsoptionen (Verbrennungsmotor oder Elektroantrieb mit Brennstoffzelle) dürften in diesen drei Segmenten aufgrund der deutlich schlechteren Antriebsleistung zukünftig nicht mehr konkurrenzfähig sein. Aus heutiger Sicht ist jedoch klar absehbar, dass es auch im Jahr 2045 noch einen großen Bestand an Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor geben wird. Dieser Bestand muss dann überwiegend mit erneuerbaren Kraftstoffen wie Diesel aus hydroprozessierten Pflanzenölen (HVO) und Methanol-to-Gasoline (MTG) in Mischung mit Bioethanol betrieben werden.

Auch **Lkw und Sattelzugmaschinen** sollten bis 2045 soweit wie möglich elektrifiziert sein. Insbesondere Nutzfahrzeuge bis ca. 18 t Gesamtgewicht dürften bei weiter steigender Energiedichte der Batterien und einem Ausbau der Ladepunkte für den batterieelektrischen Antrieb geeignet sein. Gleiches gilt für schwere Lkw und Sattelzugmaschinen im regionalen Verkehr. Im überregionalen Schwerlastverkehr ist mit einem deutlich breiteren

Spektrum an Antrieben und Energieträgern zu rechnen. Diskutiert werden derzeit elektrische Antriebe mit Brennstoffzelle (Wasserstoff), aber auch Verbrennungsmotoren mit erneuerbarem verflüssigtem Methan (LNG), Wasserstoff sowie Dieselsubstitute wie Fischer-Tropsch (FT)- und HVO-Diesel. Welche dieser Technologien sich durchsetzen wird oder ob alle Optionen nebeneinander bestehen werden, ist schwer abzuschätzen. Gerade vor dem Hintergrund, dass es sich bei diesem Segment um einen sehr stark transnationalen Verkehr handelt, müssen hier europäische Lösungen gefunden werden.

Ähnlich wie im Straßengüterverkehr stellen sich die Antriebsoptionen für **Busse** im Jahr 2045 sehr heterogen dar. Während der Stadt- und Regionalverkehr weitgehend elektrifiziert sein kann (Batterie oder Brennstoffzelle), ist im überregionalen Verkehr tendenziell mit erneuerbaren Flüssigkraftstoffen (inkl. LNG) und Wasserstoff zu rechnen.

Bei nicht straßengebundenen mobilen Maschinen und Geräten (NRMM), darunter **Land-, Forst- und Baumaschinen**, hängt die Wahl des Antriebs ebenfalls stark von den Leistungsanforderungen ab (siehe auch Impuls „Erneuerbare Antriebsenergien in der Land- und Forstwirtschaft“). Während NRMM mit geringer Leistung mittelfristig einen hohen Elektrifizierungsgrad aufweisen können, werden elektrifizierte Angebote für leistungsstärkere Maschinen erst bis 2045 verfügbar sein. Spezifische Anwendungen werden auch im Jahr 2045 mit flüssigen Energieträgern betrieben werden, da z. B. saisonal sehr hohe Leistungen wie bei Erntemaschinen abgerufen werden und eine schnelle Aufladung von Batterien oder Wasserstofftanks aufgrund der örtlichen Gegebenheiten z. B. bei Forstarbeiten und Baustellen nicht möglich ist. Zudem sind Stromerzeugungsaggregate wie Netzersatzanlagen in ihrer Grundfunktion auf Kraftstoffe angewiesen. Für alle Maschinen, die zukünftig nicht elektrifiziert werden können, bieten sich die gleichen Energieträgeroptionen wie im Straßengüterverkehr an. Insbesondere für saisonal betriebene Maschinen oder Stromerzeugungsaggregate sind paraffinische Kraftstoffe wie FT- und HVO-Diesel aufgrund ihrer hohen Lagerstabilität besonders geeignet. Für Land- und Forstmaschinen ist Pflanzenölkraftstoff aus regionaler Produktion eine attraktive Option.

Schienenfahrzeuge sind bereits heute weitgehend elektrifiziert. Die Stromversorgung erfolgt für einen Großteil des Schienennetzes über Oberleitungen. Weitere Bahnstrecken sollen bis 2045 mit Oberleitungen ausgebaut werden, sodass nur noch Fahrzeuge auf wenigen Nebenstrecken oder teilweise Rangier-

lokomotiven oberleitungsunabhängige Antriebe benötigen. Hier kommen entweder Batterie- oder Brennstoffzellenantrieb und für den Rest die erneuerbaren Flüssigdieselsubstitute wie HVO- oder FT-Diesel zum Einsatz. In beiden Fällen ist eine Umstellung auf erneuerbare Antriebe schnell möglich, da zum einen der Fahrzeugbestand gering ist und zum anderen der Schienenverkehr nahezu unabhängig von anderen Verkehrsträgern agiert.

Aufgrund der hohen Leistungsanforderungen und des internationalen Handlungsrahmens gelten **Schifffahrt und Luftfahrt** als die am schwierigsten zu elektrifizierenden Verkehrssysteme (siehe auch Impulse „Technische und regulatorische Herausforderungen der maritimen Energiewende“ und „Energiewende in der Luftfahrt – Technische Herausforderungen“). Am ehesten können z. B. kleinere Binnenschiffe oder leichte Flugzeuge für Kurzstrecken elektrifiziert werden. Der Großteil der Schiffe und Flugzeuge wird aus heutiger Sicht weiterhin flüssige Kraftstoffe benötigen, die langfristig (ggf. deutlich nach 2045) vollständig erneuerbar sein werden. In Frage kommen hier erneuerbare Flugkraftstoffe wie Alcohol-to-Jet (ATJ), Methanol-to-Jet (MTJ), synthetische paraffinische Kerosine (SPK) aus hydroprozessierten Estern und Fettsäuren (HEFA) oder FT-SPK bzw. Schiffskraftstoffe wie Biodiesel (FAME), LNG, HVO- und FT-Diesel sowie Methanol.

Mit Blick auf das Jahr 2045 ist es denkbar, dass heute etablierte erneuerbare Optionen wie FAME oder Bioethanol an Bedeutung verlieren. Die heute für FAME verwendeten Ressourcen Pflanzen- und Altspeisefette können beispielsweise auch in HVO/HEFA-Anlagen eingesetzt werden, die ein breiteres Spektrum an erneuerbaren Kraftstoffoptionen (v. a. Diesel und Kerosin) erzeugen können, welche auch für schwer zu elektrifizierende Verkehrsbereiche geeignet sind. Ethanolkraftstoff wiederum wird heute überwiegend als Mischkraftstoff in Ottomotoren von Pkw verwendet. Diese Motoren werden voraussichtlich am ehesten durch Elektroantriebe verdrängt, sodass der Bedarf an Bioethanol im Straßenverkehr zurückgehen wird. Die frei werdenden Kapazitäten könnten anschließend für die Produktion von ATJ verwendet werden oder finden Anwendung in anderen Bereichen.

In allen Verkehrsbereichen werden weitere erneuerbare Energieträger als zukünftige Optionen diskutiert, beispielsweise Ammoniak oder hydrierte Pyrolyseöle in der Schifffahrt, Dimethylether (DME) und Oxymethylenether (OME) als Dieselsubstitute. Diese Energieträger befinden sich aktuell in einem frühen Stadium der Kraftstoffentwicklung und werden im Bericht nur teilweise mit betrachtet.

Einsatzbereich von ausgewählten erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2045

Status quo Infrastruktur und Anwendung

Status quo Produktion

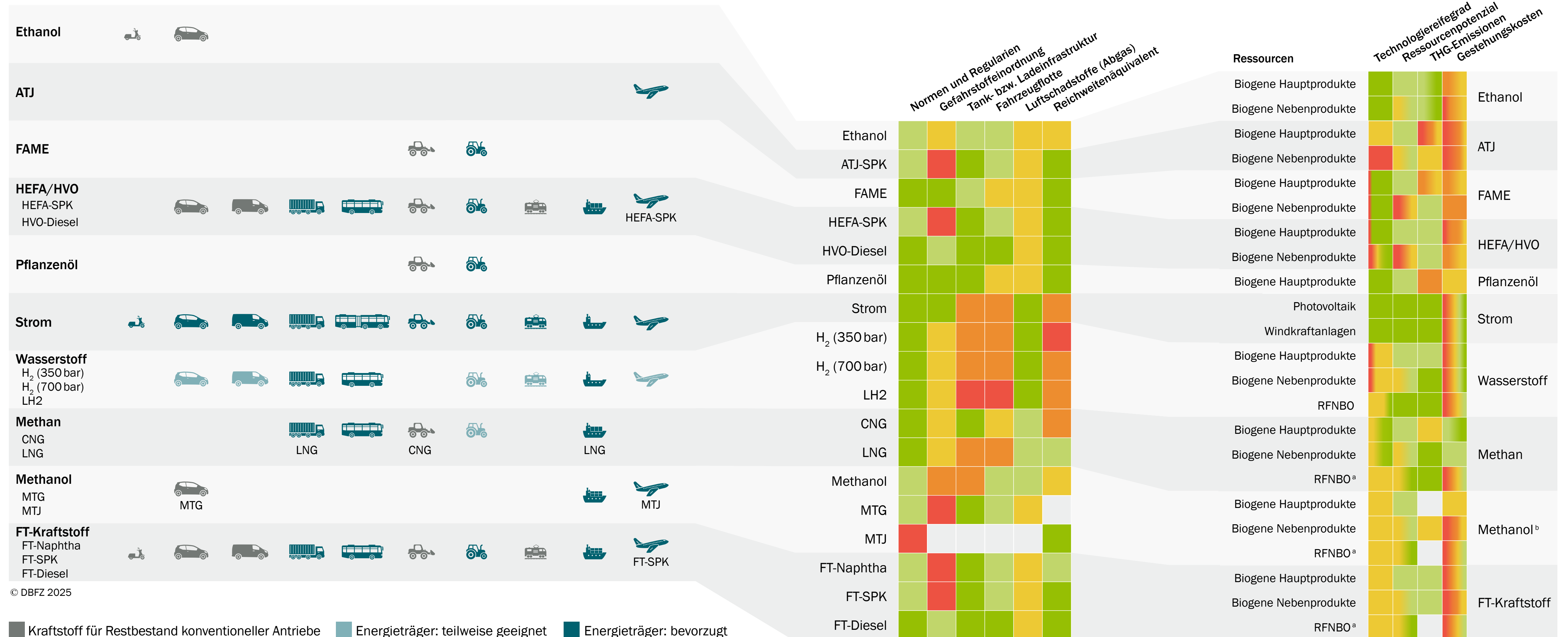


Abb. z-1 Graphical Abstract zum Monitoringbericht „Erneuerbare Energien im Verkehr“; Hinweis: Bewertung nach Tabelle Z-1, ^a Begrenzte Verfügbarkeit von CO₂, ^b Status quo der Produktion von Methanol bezieht sich nur auf Methanol und nicht auf MTG oder MTJ.

Lesebeispiel Graphical Abstract (Abbildung Z-1)

Die Darstellung im Graphical Abstract wird nachfolgend am Beispiel von Methanol und mit Bezug auf die einzelnen Kriterien (siehe auch Tabelle Z-1) erläutert:

- Methanol wird perspektivisch (Bezugsjahr 2045) als Brennstoff in der maritimen Schifffahrt eingesetzt, darüber hinaus werden die auf Methanol basierenden Kraftstoffe Methanol-to-Gasoline (MTG) und Methanol-to-Jet (MTJ) als Benzin- und Kerosinsubstitute im Pkw-Bereich und in der Luftfahrt zum Einsatz kommen. MTG sollte jedoch nur in den Bestandsfahrzeugen mit Verbrennungsmotor eingesetzt werden.
- Methanol als Kraftstoff ist heute als Blendkomponente in einer Kraftstoffnorm (EN 228) beschrieben und dieser normierte Kraftstoff ist nach 10. BImSchV auch für den Straßenverkehr in Deutschland zugelassen. Weitere Kraftstoffstandardisierungen, wie die für die Schifffahrt relevanten M85- oder M100-Normen stehen noch aus.
- Methanol weist mit drei GHS-Gefahrensymbolen ein deutlich höheres Gefahrenpotenzial als andere Kraftstoffe auf.
- Eine Tankinfrastruktur für Methanol in der Schifffahrt befindet sich derzeit im Aufbau, ist aber für eine flächendeckende Anwendung noch nicht ausreichend.
- Der Einsatz von Methanol in Schiffen ist heute bereits gut erprobt, jedoch noch nicht in nennenswertem Umfang umgesetzt.
- Das Potenzial von Methanol zur Reduzierung der abgasseitigen Schadstoffemissionen wird als sehr hoch eingeschätzt, allerdings werden bei der Verbrennung weiterhin Emissionen freigesetzt.
- Die Reichweite von einem Liter Methanol in einem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor ist in etwa halb so groß wie die von einem Liter Diesel.
- Die Herstellung von erneuerbarem Methanol kann sowohl aus konventioneller Anbaubiomasse, aus biogenen Nebenprodukten und Reststoffen sowie aus nicht-biogenen Ressourcen (RFNBO) erfolgen.
- Für alle drei genannten Ressourcenoptionen sind Technologien verfügbar und auf dem Weg zur Marktreife, wobei der verfügbare technologische Maßstab tendenziell als Demonstrationsmaßstab einzustufen ist.

- Das Ressourcenpotenzial (dargestellt als technisches Potenzial) biogener und nicht-biogener Ressourcen, die technologisch für die Produktion von erneuerbarem Methanol geeignet sind, wird als mittel bis hoch bewertet. Gemäß den Abschnitten 5.3.1 sowie 5.4 und Tabelle 5-9, ist das Umsetzungspotenzial für den Verkehrssektor stark von Rahmenbedingungen und Nutzungskonkurrenzen abhängig und entsprechend begrenzter als das technische Potenzial.

- Die Treibhausgasemissionen liegen für biogene Nebenprodukte im mittleren Bereich (20 bis 30 kg_{CO2-Äq}/GJ).
- Laut den gesichteten Studien liegen die Gestehungskosten für erneuerbares Methanol über 10 EUR₂₀₂₄/GJ. In verschiedenen Studien werden auch Kosten von über 50 EUR₂₀₂₄/GJ angegeben. Die große Bandbreite kann ein Indiz für die großen Unsicherheiten in der aktuellen Studienlage sein.

Tab. Z-1 Bewertungskriterien für Abbildung Z-1

Kriterium	Einteilung Farbskala					Kommentar (Verweis im Bericht)
	Keine Freigabe, Keine Norm verfügbar	Keine Freigabe, Kraftstoffnorm für Blend- oder Reinkraftstoff verfügbar	Keine Freigabe, Kraftstoffnorm für Blend- und Reinkraftstoff verfügbar	Freigabe erfolgt, Kraftstoffnorm für Blend- oder Reinkraftstoff verfügbar	Freigabe erfolgt, Kraftstoffnorm für Blend- und Reinkraftstoff verfügbar	
Regularien und Normen	Keine Freigabe, Keine Norm verfügbar	Keine Freigabe, Kraftstoffnorm für Blend- oder Reinkraftstoff verfügbar	Keine Freigabe, Kraftstoffnorm für Blend- und Reinkraftstoff verfügbar	Freigabe erfolgt, Kraftstoffnorm für Blend- oder Reinkraftstoff verfügbar	Freigabe erfolgt, Kraftstoffnorm für Blend- und Reinkraftstoff verfügbar	Freigabe nach 10. BImSchV, Flug- und maritime Schiffs-kraftstoffe benötigen keine solche Freigabe (Abschnitt 7.1)
Gefahrstoffeinordnung	> 3	3	2	1	0	Anzahl der GHS-Piktogramme (Abschnitt 7.3)
Tankinfrastruktur	Keine Infrastruktur vorhanden	Neue Infrastruktur im Aufbau	Größere Anpassungen bei etablierter Infrastruktur notwendig	Kleinere Anpassungen bei etablierter Infrastruktur notwendig	Keine Anpassungen bei etablierter Infrastruktur notwendig	Kompatibilität von Reinkraftstoffen mit bestehender Infrastruktur (Abschnitt 7.4)
Fahrzeugflotte	Keine Fahrzeugflotte vorhanden	Neue Fahrzeugflotte im Aufbau	Größere Anpassungen bei etablierter Fahrzeugflotte notwendig	Kleinere Anpassungen bei etablierter Fahrzeugflotte notwendig	Keine Anpassungen bei etablierter Fahrzeugflotte notwendig	Kompatibilität von Reinkraftstoffen in Bestandsflotte (Abschnitt 7.5.2)
Luftschadstoffe (Abgas)	Alle Schadstoffe schlechter	Einzelne Schadstoffe schlechter	Keine wesentlichen Unterschiede	Einzelne Schadstoffe entfallen	Keine Emissionen	Luftschadstoffe im Abgas von Reinkraftstoffen im Verhältnis zu Benzin, Kerosin oder Diesel (Abschnitt 8.2)
Reichweitenäquivalent	< 20 %	20 - 39 %	40 - 59 %	60 - 89 %	90 - 100 %	Darstellung für Reinkraftstoffe (Abschnitt 7.5.2)
Technologiereifegrad	1 - 4	(Abstufung entfällt)	5 - 8	(Abstufung entfällt)	9 - 11	TRL-Skala (Abschnitt 4.1)
Ressourcenpotenzial	Niedrig	(Abstufung entfällt)	Mittel	Hoch	Sehr hoch	Ressourcenpotenzial dargestellt als technisches Potenzial (Umsetzungspotenzial stark abhängig von Rahmenbedingungen sowie Nutzungskonkurrenzen und daher entsprechend begrenzter als das technische Potenzial) (Abschnitt 5.4)
THG-Emissionen	> 50	30 - 50	20 - 30	10 - 20	< 10	in kg _{CO2-Äq} /GJ (Abschnitt 8.1.3)
Gestehungskosten	> 50	30 - 50	20 - 30	10 - 20	< 10	in EUR ₂₀₂₄ /GJ (Abschnitt 9)



1 Herausforderung Energiewende im Verkehr

Jörg Schröder, Kati Görsch, Chiara Naomi Lenz

1.1	Endenergiebedarf	6
1.2	Zukünftige Energiebereitstellung	7
1.3	Sensitivität ausgewählter Annahmen	11
1.4	Faktoren für eine erfolgreiche Energiewende	14
Impuls	Energiewende in der Luftfahrt – Technische Herausforderungen	17
Impuls	Technische und regulatorische Herausforderungen der maritimen Energiewende	19
Impuls	Erneuerbare Antriebsenergien in der Land- und Forstwirtschaft	20

Schröder, J.; Görsch, K.; Lenz, C. N. (2025): Herausforderung Energiewende im Verkehr. In: Schröder, J.; Görsch, K. (Hrsg.): *Erneuerbare Energien im Verkehr. Monitoringbericht*. S. 5-21. Leipzig: DBFZ. ISBN: 978-3-949807-23-7. DOI: 10.48480/w11j-9w27

Der Verkehrssektor verursacht heute rund 20 % der globalen Treibhausgasemissionen (Abschnitt 2.5). Ohne eine umfassende Transformation des Sektors wird ein klimaneutraler Verkehr kaum möglich sein. Im Mittelpunkt steht dabei die Verkehrswende, die auf einen Umbau des Verkehrssystems und auf eine gesamtgesellschaftlich umweltverträglichere Mobilität abzielt. Das wichtigste der drei Kernelemente der Verkehrswende, die einen Umbau des Verkehrssystems und umweltfreundliche Mobilität zum Ziel hat, ist die Vermeidung von Personen- und Güterverkehr, wo immer dies möglich ist. Nicht vermeidbarer Verkehr soll auf umweltfreundlichere Verkehrsträger verlagert und im dritten Kernelement der Verkehrswende durch bessere Organisation und neue Technologien optimiert werden [VCD (2021)]. Ein weiterer, zentraler Bestandteil zur Erreichung der Klimaziele im Verkehrssektor ist die Energiewende im Verkehr, die auf den Ersatz fossiler Kraftstoffe wie Benzin, Diesel und Kerosin durch erneuerbare Energien abzielt. Erneuerbare Energien und zum Teil auch deren Ausgangsstoffe sind jedoch nur begrenzt verfügbar und werden gleichzeitig in vielen anderen Sektoren benötigt. Eine effiziente und ressourcenschonende Nutzung ist daher zwingend geboten. Die meisten Klimaneutralitätsstudien sehen die Elektrifizierung der Fahrzeugantriebe dank ihrer höheren Effizienz gegenüber einem Verbrennungsmotor als den wichtigsten Baustein der Energiewende im Verkehrssektor, um den Endenergiebedarf zu senken. Jegliche Fahrzeuge, die aufgrund ihrer spezifischen Anforderungen auf absehbare Zeit nicht elektrifiziert werden können, müssen zukünftig mit erneuerbaren Kraftstoffen betrieben werden. Dies sind vor allem Flugzeuge, Schiffe, land- und forstwirtschaftliche Maschinen, aber auch Teile des Fahrzeugbestands im Straßenverkehr. Grundsätzlich gilt dabei: Je größer der Anteil an zu substituierenden fossilen Kraftstoffen durch erneuerbare Kraftstoffe ist, umso größer wird der Aufwand, die notwendigen Mengen zu produzieren. Zusätzlich besteht die Gefahr, weiterhin von fossilen Kraftstoffen abhängig zu bleiben, wenn der Mehrbedarf nicht bereitgestellt werden kann [Ueckerdt (2021)].

Im folgenden Abschnitt soll der erneuerbare Energiebedarf für einen treibhausgasneutralen Verkehr skizziert (Abschnitt 1.1) und aus technischer Perspektive der damit verbundene technologische Aufwand systematisch ermittelt werden (Abschnitt 1.2). Auf Basis dieser abstrakten Diskussionsgrundlage folgen eine Bewertung der Sensitivität der Ergebnisse von ausgewählten Parametern (Abschnitt 1.3) und eine Ableitung ausgewählter

Faktoren für eine erfolgreiche Energiewende (Abschnitt 1.4). Am Ende des Abschnitts 1.4 beschreiben ausgewählte Fachexperten zusätzlich die für die Energiewende besonders herausfordernden Anwendungsbereiche Luftfahrt, Schifffahrt sowie Land- und Forstwirtschaft in Form von Impulsen.

Ziel dieses Kapitels ist es, die Lücke zwischen dem Status quo der erneuerbaren Energien im Verkehr und dem zukünftigen Energiebedarf aufzuzeigen, wodurch die Dringlichkeit der Energiewende im Verkehr unterstrichen wird. Die noch anstehenden Herausforderungen bei der technischen Umsetzung werden identifiziert und ermöglichen einen Vergleich mit den in den Abschnitten 2 bis 9 beschriebenen Inhalten des Monitoringsberichts.

1.1 Endenergiebedarf

Zur Ermittlung des zukünftigen Endenergiebedarfs für den Verkehr (weltweit bzw. für Europa und Deutschland) erfolgte eine Auswertung von Klimaneutralitätsszenarien verschiedener Autoren. Die nachfolgend aufgelisteten Studien wurden nach definierten Kriterien ausgewählt, die in Anhang 2 zusammengefasst sind:

- Welt
 - DNV: Pathway to Net Zero Emissions [DNV (2023b)]
 - IEA: Net Zero by 2050 Scenario [IEA (2021c)]
- EU
 - JRC: Towards net-zero emissions in the EU energy system by 2050 [Tsiropoulos (2020)], mit sechs ausgewerteten Szenarien
- Deutschland
 - Agora: Klimaneutrales Deutschland 2045 [Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021)]
 - Ariadne: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 [Luderer (2021)], mit drei Szenarien
 - BDI: Klimapfade 2.0 [Boston Consulting Group (BCG), Prognos (2021)]
 - BMWK: Langfristszenarien [Gnann (2024)]
 - dena: Aufbruch Klimaneutralität [dena (2021)]

Die Klimaneutralitätsstudien zeigen deutliche Unterschiede in Bezug auf den Energiebedarf an erneuerbaren Kraftstoffen in Zukunft. Insbesondere die Entwicklung der Verkehrsleistung und der Grad der Elektrifizierung unterscheiden sich beim Vergleich der Studien. Zusätzlich deckt sich die aktuelle Prognose der Verkehrsentwicklung nicht mit den in den Studien beschriebenen Szenarien:

Am Beispiel des deutschen Verkehrs wird aktuell ein deutlich stärkerer Anstieg der Verkehrsleistung bis 2050 prognostiziert, als es die Szenarien der Klimaneutralitätsstudien vorschlagen. Während die Studien von Agora, BDI und BMWK im Mittel einen Anstieg von + 33 % im Güterverkehr und nahezu keine Veränderung (- 2 %) im motorisierten Personenverkehr gegenüber 2019 angeben, prognostiziert die Gleitende Langfrist-Verkehrsprognose des BMDV einen Anstieg von + 46 % im Güterverkehr und von + 13 % im Personenverkehr [Intraplan Consult GmbH (2023)].

Übertragen auf die globale Perspektive ist davon auszugehen, dass die weltweite Verkehrsleistung noch stärker und schneller wachsen wird, als dies in den nach Anhang 2 ausgewählten Net-Zero-Szenarien bereits zum Ausdruck kommt (Beispiel IEA Net Zero by 2050 Scenario: + 87 % im Personenverkehr und + 28 % im Güterverkehr). Insbesondere die BRICS-Staaten (Ägypten, Äthiopien, Brasilien, China, Indien, Indonesien, Iran, Russland, Südafrika und Vereinigte Arabische Emirate, Stand 2024) verfügen über ein enormes wirtschaftliches Wachstumspotenzial und damit verbunden über ein erhebliches Potenzial zur Steigerung des Verkehrsaufkommens.

Bei der Elektromobilität prognostiziert die Internationale Energieagentur IEA für das Jahr 2024 mit weltweit 17 Mio. Fahrzeugen einen neuen Absatzrekord für Elektrofahrzeuge [IEA (2024b)]. Damit ist die globale Entwicklung der Elektrofahrzeugflotte weiterhin auf einem guten Weg, die Ziele des IEA Net Zero Emission Szenarios zu erreichen. Dass diese Entwicklung jedoch regional fragil sein kann, zeigt die aktuelle Situation in Deutschland, wo die Zulassungszahlen von Elektrofahrzeugen seit dem Auslaufen der Förderung Ende 2023 um 27 % zurückgegangen sind [KBA (2024c)]. Mit diesem Einbruch ist davon auszugehen, dass Ende 2030 weniger als die anvisierten 15 Mio. Elektrofahrzeuge in Deutschland im Bestand sein werden [Bundesregierung (2024)].

Somit ist aktuell zu erwarten, dass der Energiebedarf an erneuerbaren Kraftstoffen deutlich höher sein wird, als es der Großteil der aktuellen Szenarien skizziert. Abbildung 1-1 stellt auf Basis verschiedener Szenarien den Endenergiebedarf bis 2050 jeweils für den Verkehr weltweit, in der EU-27 und in Deutschland dar. Zusätzlich ist jeweils der arithmetische Mittelwert aus den verschiedenen Szenarien mit Bezug auf dieselbe Region dargestellt (gekennzeichnet mit „AM“). Die Mittelwerte dienen im weiteren Verlauf des Abschnitts als anschauliche Referenz für den Endenergiebedarf im Jahr 2050.

- Die beiden Net-Zero-Szenarien für den **weltweiten** Bedarf kommen zu folgenden Ergebnissen: Während die IEA eine Reduktion von ca. 35 % gegenüber 2019 skizziert, ist laut DNV im gleichen Zeitraum eine Reduktion von lediglich 10 % zu erwarten. Eine Begründung der Unterschiede könnte in einer deutlich stärkeren Elektrifizierung beim IEA-Szenario liegen (Strombedarf IEA: 35 EJ, Strombedarf DNV: 23 EJ). Entsprechend fällt der Kraftstoffbedarf im DNV-Szenario wiederum höher aus (Kraftstoffbedarf IEA: 32 EJ; Kraftstoffbedarf DNV: 86 EJ). Der Mittelwert „AM“ beider Szenarien liegt für das Jahr

2050 bei einem Energiebedarf in Höhe von 96 EJ für den Verkehr (Strom: 29 EJ, Wasserstoff: 8 EJ, Kraftstoffe: 59 EJ).

- Auf **EU-Ebene** werden für die Erreichung der Klimaziele deutlich stärkere Reduktionen des Endenergiebedarfs in der Größenordnung von 30 % bis 70 % gegenüber 2019 skizziert. Der Mittelwert „AM“ aus sechs ausgewerteten Szenarien beträgt 7,7 EJ (Strom: 1,8 EJ, Wasserstoff: 1,5 EJ, Kraftstoffe: 4,4 EJ).
- Für **Deutschland** liegt die Spanne zwischen 35 % und 60 % und damit auf einem ähnlichen Niveau wie in Europa. Der Mittelwert „AM“ aus sieben Szenarien liegt bei 1,5 EJ (Strom: 0,6 EJ, Wasserstoff: 0,2 EJ, Kraftstoffe: 0,7 EJ).

Mit Bezug auf die Szenarien verteilen sich die benötigten Kraftstoffe für die verschiedenen Verkehrsarten Land-, Luft- und Wasserverkehr entsprechend Tabelle 1-1. Die Szenarien kommen dabei im Landverkehr auf sehr unterschiedliche Ergebnisse, geprägt vor allem durch die Entwicklung der Elektrifizierung und der Verkehrsleistung.

Tab. 1-1 Kraftstoffbedarf für die Jahre 2045 bzw. 2050 aufgeteilt nach Verkehrsart, Hinweis: Erläuterungen und Literaturverweise siehe Anhang 2

Region (Bezugsjahr)	Land	Luft	Wasser
Welt (2050)	8 – 51 EJ	14 – 22 EJ	10 – 13 EJ
EU (2050)	0,5 – 3,2 EJ	1,6 – 2,1 EJ	0,7 – 0,9 EJ
Deutschland (2045)	0,1 – 0,5 EJ	0,3 – 0,5 EJ	0,1 EJ

Während der Erstellung des Berichts wurden drei weitere Studien mit Bezug zur Klimaneutralität veröffentlicht, welche nicht Bestandteil der dargestellten Betrachtungen sind [Agora Think Tanks (2024); IEA (2024g); Intraplan Consult GmbH (2024)]. Die Daten von Agora und IEA fügen sich jedoch für den Energiebedarf innerhalb der bereits dargestellten Spannen ein. Die Verkehrsprognose 2040 von Intraplan unterstreicht die Annahmen der Gleitenden Langfrist-Verkehrsprognose des BMDV und prognostiziert einen deutlichen Anstieg der Verkehrsleistung in den kommenden Jahren. Laut der Verkehrsprognose besteht im Jahr 2040 ein Endenergiebedarf von mindestens 1,7 EJ.

Endenergieverbrauch und -bedarf im Verkehr in EJ

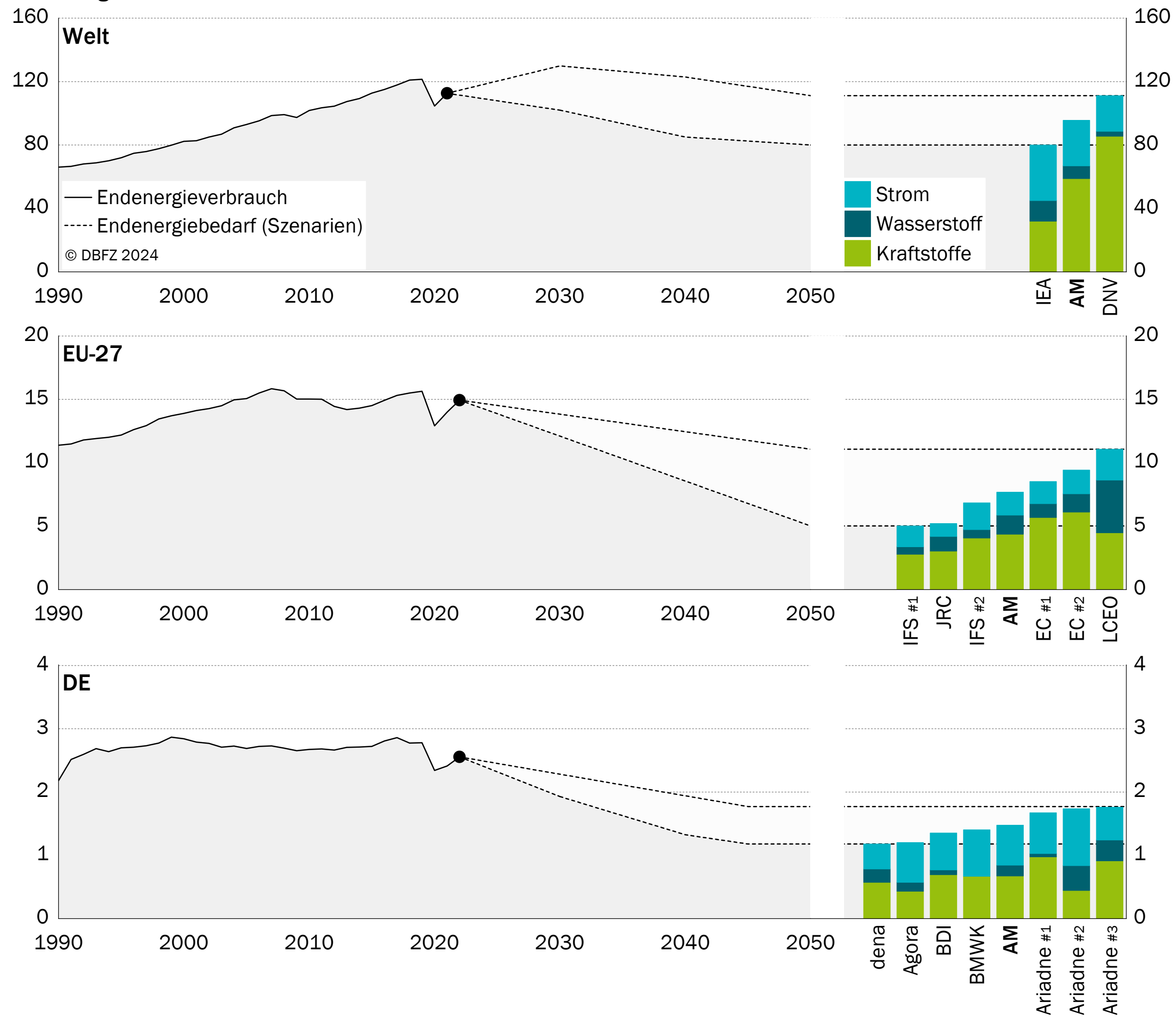


Abb. 1-1 Endenergieverbrauch und -bedarf bis 2050 im Verkehr, Hinweis: Erläuterungen und Literaturverweise siehe Anhang 2

1.2 Zukünftige Energiebereitstellung

Während die heutige Energiebereitstellung durch Mineralölraffinerien dominiert wird, muss der zukünftige Bedarf durch andere Technologien und Ressourcen gedeckt werden. Die Umstellung der Energieträger von heutzutage mehrheitlich flüssigen Kraftstoffen zu höheren Anteilen von erneuerbarem Strom und Wasserstoff benötigen zusätzlich für den Verkehr neue Versorgungstechnologien wie Wasserelektrolyse, Photovoltaik und Windkraft. In diesem Abschnitt sollen der daraus folgende zukünftige Ressourcen- und Technologiebedarf sowie weitere Rahmendaten anhand spezifischer Referenzanlagen skizziert werden. Die Bereitstellung der Ressourcen und Energieträger bezieht sich vorerst auf die theoretischen Notwendigkeiten und erfolgt dabei bis auf die Eingrenzung auf Ressourcen, die der Erneuerbare-Energien-Richtlinie entsprechen, ohne regulatorische Zwänge.

Heutige Raffinerien

Der weltweite Energiebedarf für den Verkehr wird heute zu überwiegenden Teilen durch die über 800 Mineralölraffinerien [Chaitanya (2024)] gedeckt, welche jährlich ca. 175 EJ Rohöl [IEA (2021b)] verarbeiten. Neben Erzeugnissen wie Heizöl, Flüssiggas, Schmierstoffen, Bitumen oder petrochemischen Grundstoffen werden daraus überwiegend Kraftstoffe (102 EJ) produziert. Zusätzlich werden im Verkehr 5 EJ Erdgas, 1,5 EJ Strom und 4 EJ Biokraftstoffe verbraucht (Abschnitt 2.4). Die Biokraftstoffe werden dabei in ca. 2.100 produzierenden Anlagen für Bioethanol, Biodiesel (FAME, engl.: Fatty Acid Methyl Esters) und HVO/HEFA (hydroprozessierte Pflanzenöle/hydroprozessierte Ester und Fettsäuren, engl.: Hydrotreated Vegetable Oils/ Hydrotreated Esters and Fatty Acids) erzeugt (Abschnitt 6.1).

Ein Vergleich der durchschnittlichen Kapazität von Erdölraffinerien mit der von bereits produzierenden Biokraftstoffanlagen verdeutlicht die immense Herausforderung der Energiewende: Erdölraffinerien produzieren im Durchschnitt über 100 PJ Kraftstoffe pro Jahr, während die Kapazitäten der verschiedenen Biokraftstoffanlagen deutlich geringer ausfallen (Tabelle 1-2).

Tab. 1-2 Technologiespezifische Anlagenkapazitäten für Kraftstoffe [CCC (2019); Chaitanya (2024); IEA (2024a); IHS Markit (2024c); MiRO (2024)]

Anlagentyp	Mittlere Produktionskapazität (Kraftstoffe)	Bekannte Beispiele
Mineralölraffinerie	100 PJ ¹	MiRO Karlsruhe ² (470 PJ)
Gas-to-Liquid-Anlage	-	Shell Pearl GTL (310 PJ)
HEFA/HVO-Anlage	15 PJ	Neste Rotterdam (62 PJ)
FAME-Anlage	4 PJ	ADM Hamburg (21 PJ)
Bioethanolanlage	2 PJ	CropEnergies Zeitz (7 PJ)
Biomethananlage	0,15 PJ	Verbio Schwedt (1 PJ)
E-Fuels-Anlage	-	Haru Oni (0,004 PJ)

In Europa und Nordamerika wird es nach Einschätzung von [Ding (2024)] ab 2028 zunächst zu einem Abbau von Mineralölraffineriekapazitäten bis hin zur Schließung ganzer Anlagen kommen. In anderen Regionen wird hingegen ein weiterer Ausbau der Kapazitäten erwartet, um den stetig wachsenden Energiebedarf decken zu können [Ding (2024); Laible (2024)].

Die grüne Referenzraffinerie

Der zukünftige Energiebedarf an erneuerbaren Kraftstoffen kann in den einzelnen Regionen nicht allein durch den Bau weiterer Biokraftstoffanlagen für FAME, Bioethanol, HEFA/HVO und Bio-

¹ entspricht der mittleren Produktionsmenge bei 800 weltweit verfügbaren Raffinerien

² inkl. Kapazität für Heizöl

methan gedeckt werden. Dafür sind die Anlagenkapazitäten oftmals schlicht zu klein. Zusätzlich müssen sich weltweit E-Fuels-Anlagen etablieren und bestehende Mineralölraffinerien ihre Rohstoffbasis sukzessive auf nachhaltige Ressourcen umstellen. Für den Umbau einer Bestandsanlage wird am Beispiel der Raffinerie in Schwedt ein Konzept in [Pieton (2022)] vorgestellt.

In [Vogt (2024)] beschreiben die Autoren sehr explizit den immensen Ressourcenverbrauch und die Kosten für den Bau und Betrieb eines nachhaltigen Raffineriekonzepts als Blaupause zur Dekarbonisierung der Öltraffineriekapazitäten bis 2050. Das Konzept entspricht einer Hybridtechnologie mit einer charakteristischen Verschaltung von biomasse- und strombasierten Produktionsprozessen (Abschnitt 4.17). Für den Betrieb der Anlage werden jährlich 3,6 Mio. t Kohlenstoff und 1,3 Mio. t Wasserstoff benötigt. Als Kohlenstoffquellen dienen dabei Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre (engl.: Direct Air Capture, DAC) bzw. aus industriellen Punktquellen, Biomasse aus landwirtschaftlichen und kommunalen Abfällen sowie Kunststoffabfälle. Dabei werden Biomasse und Kunststoffabfälle vorrangig für die stoffliche Nutzung eingesetzt, für die Produktion von Kraftstoffen wird nur etwa ein Viertel dieser Ressourcen verwendet. Der Wasserstoffbedarf soll durch Elektrolyse mit erneuerbarem Strom aus Wind- und Solarenergie gedeckt werden, außerdem soll Wasserstoff, der z. B. bei der Verarbeitung der Biomasse anfällt, wieder nutzbar gemacht werden. Mit einer Kapazität von 2 Mio. t/a³ an erneuerbaren Kraftstoffen ist die nachhaltige Anlage ca. 40 % größer als die HEFA-Raffinerie in Rotterdam, verfügt aber nur über ca. 20 % der Kapazität der Mineralölraffinerie MiRO. Zusätzlich zu den Kraftstoffen produziert die Anlage weitere 2 Mio. t/a Chemikalien und Polymere für die weiterverarbeitende Industrie.

Das Konzept der „Raffinerie der Zukunft“ bietet bezüglich Anlagengröße, und Auslegung von Anlagenteilen Optimierungspotenzial – allein für den Betrieb des gesamten Prozesses mit erneuerbaren Energien würde etwa zehnmal so viel Energie benötigt wie für bestehende Raffinerien. Trotzdem wird das Konzept für die weitere Betrachtung herangezogen, da es mit Blick auf die Bandbreite der möglichen Ressourcen, die Verschaltung von Prozessen und die Darstellung von sowohl energetischer als auch stofflicher Nutzung die Komplexität zukünftiger Raffinerien hinreichend genau und nachvollziehbar beschreibt.

³ 2 Mio. t/a an erneuerbaren Kraftstoffen entsprechen ca. 86 PJ/a.

In Abschnitt 1.3 werden Annahmen zur Auslegung technischer Anlagen in diesem Raffineriekonzept dem aktuellen Stand bzw. den absehbaren Entwicklungen gegenübergestellt.

Für die Diskussion des Bedarfs an grünen Raffinerien und der notwendigen Ressourcenverfügbarkeit wird ein adaptiertes Anlagenkonzept (Abbildung 1-2) auf Basis von [Vogt (2024)] verwendet. Diese wird im Folgenden **Referenzraffinerie** genannt und dient als Bezugsgröße für alle weiterführenden Betrachtungen in diesem Abschnitt. Die eingesetzten Edukte werden gegenüber dem ursprünglich von [Vogt (2024)] beschriebenen Konzept begrenzt – Kunststoffabfälle entfallen als potenzielle Ressource. Bei der Biomasse sind neben den bereits durch [Vogt (2024)] beschriebenen Ressourcen die im Abschnitt 5 des vorliegenden Berichts aufgeführten Optionen mit den im Abschnitt 5.3 aufgeführten Potenzialen zulässig. Der Bedarf an nicht-biogenem Wasserstoff und Kohlenstoff wird über Wasserelektrolyse bzw. DAC gedeckt. Die Produkte teilen sich gleichmäßig – analog zu [Vogt (2024)] – in 2 Mt/a erneuerbare Kraftstoffe und 2 Mt/a Chemikalien und Polymere auf. Mit dieser Verteilung wird indirekt die Konkurrenzsituation zwischen stofflicher und energetischer Nutzung von Ressourcen abgebildet.

Bereitstellung von erneuerbarem Wasserstoff

Wasserstoff ist ein zentraler Baustein der Energiewende im Verkehrssektor, da er sowohl direkt in Fahrzeugen genutzt als auch als Rohstoff für erneuerbare Kraftstoffe wie E-Fuels eingesetzt werden kann. Seine Produktion aus erneuerbarem Strom ermöglicht eine flexible Energiespeicherung und reduziert die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern. Die Wasserstoffbereitstellung kann mithilfe verschiedener Technologien erfolgen. Abschnitt 4.8 gibt einen Überblick zu entsprechenden Elektrolyseverfahren.

Für eine bessere Veranschaulichung des Mengenbedarfs wird in der nachfolgenden Betrachtung erneuerbarer Wasserstoff aus Wasserelektrolyse verwendet. Als Grundlage für die Berechnung dienen die in [Vogt (2024)] beschriebenen technischen Annahmen, ergänzt um eine Annahme zur Elektrolyseleistung eines Elektrolyseurs:

- Wasserelektrolyse:
 - Elektrische Leistung: 54 MW (eigene Annahme, [Plattform H2BW (2024)])
 - Spezifischer Energiebedarf: 55 MWh/t_{H2}

Bereitstellung von grünem Strom

In Zukunft müssen große Mengen an erneuerbarem Strom für die direkte Nutzung in (batterie-)elektrischen Antrieben und für den Betrieb technischer Anlagen, die erneuerbare Energieträger erzeugen, wie Wasserelektrolyse, grüne Raffinerien oder DAC-Kollektoren, bereitgestellt werden. Es gibt eine Vielzahl an Technologien, die erneuerbaren Strom aus natürlichen Ressourcen wie Sonne, Wind, Wasser und Biomasse herstellen können. Photovoltaikanlagen wandeln Sonnenlicht in elektrische Energie um, während Windkraftanlagen die kinetische Energie des Winds nutzen. Wasserkraftwerke erzeugen Strom durch die Bewegung von Wasser und Biomassekraftwerke verwerten organische Materialien. Diese Technologien tragen maßgeblich zur Energiewende bei und werden entsprechend in Zukunft in großen Mengen benötigt [DNV (2023b); IEA (2021c)].

Für eine bessere Veranschaulichung des Mengenbedarfs wird in der nachfolgenden Betrachtung erneuerbarer Strom aus Photovoltaik- und Offshore-Windkraftanlagen verwendet. Der Strombedarf wird dabei zu gleichen Teilen durch je eine der Technologien gedeckt. Als Grundlage für die Berechnung dienen die in [Vogt (2024)] beschriebenen technischen Annahmen:

- Windkraftturbine:
 - Elektrische Leistung: 14 MW
 - Kapazitätsfaktor: 60 %
- Photovoltaikanlage:
 - Elektrische Leistung: 220 W_p/m²
 - Spezifischer Energie-Output: 2,88 kWh/kW_p

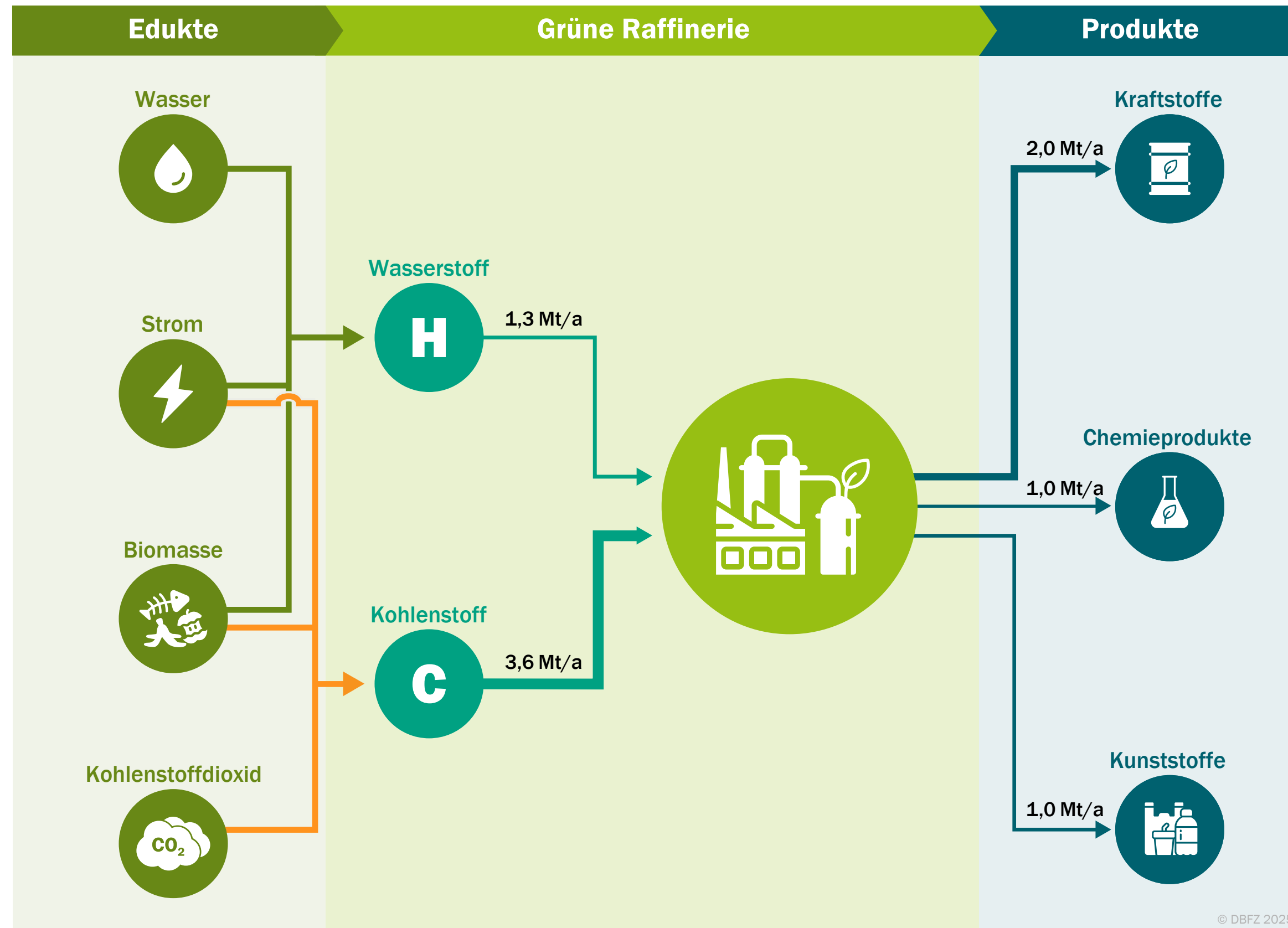


Abb. 1-2 Referenzraffinerie zur Produktion von erneuerbaren Kraftstoffen, Chemikalien und Kunststoffen, eigene Darstellung, adaptiert nach [Vogt (2024)]

Bedarf an technischen Versorgungsanlagen im Basisszenario

Das **Basisszenario** ist eine vereinfachte, abstrakte Darstellung zur besseren Veranschaulichung des immensen Aufwands zur Bereitstellung von erneuerbaren Kraftstoffen, Strom und Wasserstoff, um den zukünftigen Endenergiebedarf im Verkehr zu decken.

Nimmt man die in Abschnitt 1.1 gemittelten Kraftstoffbedarfe als Grundlage für den zukünftigen Bedarf an Raffinerien an, so würden weltweit knapp 700 der beschriebenen Referenzraffinerien benötigt. Auf die EU und Deutschland entfielen 51 bzw. 8 Referenzraffinerien.

Für den Betrieb dieser 687 Referenzraffinerien werden weltweit kumuliert etwa 900 Mio. t/a Wasserstoff und 2.500 Mio. t/a Kohlenstoff benötigt, die aus biogenen und nicht-biogenen erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden müssten.

Für den Einsatz von Biomasse in den Referenzraffinerien werden folgende Annahmen getroffen:

- Vollumfängliche Nutzung der Biomassepotenziale, bevor nicht-biogene Ressourcen Anwendung finden,
- Technische Eignung für den Raffineriebetrieb,
- Verlustfreie Kohlenstoff- und Wasserstoffausbeute aus der Biomasse,
- Restlose Mobilisierbarkeit von Biomasse und
- Entsprechend [Vogt (2024)] wird die vereinfachte Summenformel von Biomasse $(\text{CH}_2\text{O})_n$ genutzt.

Auf Basis dieser Annahmen können durch Biomasse, basierend auf den ausgewerteten Ressourcenstudien in Abschnitt 5.3.2, auf globaler Ebene 59 % des Kohlenstoffbedarfs und 27 % des Wasserstoffbedarfs bereitgestellt werden (Berechnung und weitere Annahmen sind im Anhang 23 dargestellt). In der EU können theoretisch 18 % des Wasserstoffbedarfs bzw. 39 % des Ressourcenbedarfs durch Biomasse, welche innerhalb der EU erzeugt wird, gedeckt werden. In Deutschland sind es 30 % bzw. 65 %. Entsprechende Bedarfslücken müssen durch nicht-biogene Ressourcen wie Wasserstoff aus Elektrolyse (siehe Abschnitt „Bereitstellung von erneuerbarem Wasserstoff“) und Kohlenstoff aus DAC geschlossen werden.

Für den Einsatz von DAC-Kollektoren zur Bereitstellung von nicht-biogenem Kohlenstoff werden folgende Annahmen nach [Vogt (2024)] verwendet:

- DAC-Kollektor:
 - CO_2 -Abscheidungsrate: 230 $\text{kg}_{\text{CO}_2}/\text{d}$
 - Energiebedarf: 2 $\text{MWh}/\text{t}_{\text{CO}_2}$

Tabelle 1-3 und Abbildung 1-3 stellen dem weltweiten, europäischen und deutschen zukünftigen Energiebedarf (Abschnitt 1.1) gemäß den beschriebenen Überlegungen den daraus folgenden Bedarf an biogenen und nicht-biogenen Ressourcen gegenüber. Auf dieser Basis wurde zusätzlich die notwendige Anzahl an grünen technischen Anlagen (Raffinerien, DAC-Kollektoren, Elektrolyseuren, Windkraftturbinen und PV-Flächen) abgeleitet. In den Angaben sind ebenso die technischen Anlagen für die Bereitstellung von direkt im Verkehr genutztem Strom und Wasserstoff enthalten. Die dargestellten Berechnungen bilden die Grundlage für die weiterführende Betrachtung in diesem Abschnitt. Sie werden im Folgenden „Basisszenario“ genannt.

Tab. 1-3 Basisszenario für den Energiebedarf im Jahr 2045/2050 und den Bedarf an erneuerbaren Ressourcen und technischen Anlagen zur Bereitstellung von Strom, Wasserstoff und Kraftstoffen, Hinweise: Eigene Berechnung auf Basis von [Vogt (2024)] und eigenen Annahmen

	Welt	EU	DE
Energiebedarf Verkehr			
Strom [EJ]	29	1,8	0,6
Wasserstoff [EJ]	8	1,5	0,2
Kraftstoffe [EJ]	59	4,4	0,7
Biogene Ressourcen			
Biomasse [Mio. t TM]	3.645	178	47
davon als Wasserstoff [Mio. t]	244	12	3
davon als Kohlenstoff [Mio. t]	1.458	71	19
Nicht-biogene Ressourcen			
Wasserstoff [Mio. t]	649	54	7
Kohlenstoff [Mio. t]	1.015	113	10
Versorgungsanlagen			
Raffinerien	687	51	8
DAC-Kollektoren [Mio.]	45	5	0,4
Elektrolyseure [Tsd.]	83	8	1
Windkraftturbinen [Tsd.]	372	34	5
PV-Fläche [Tsd. km ²]	118	11	1,6

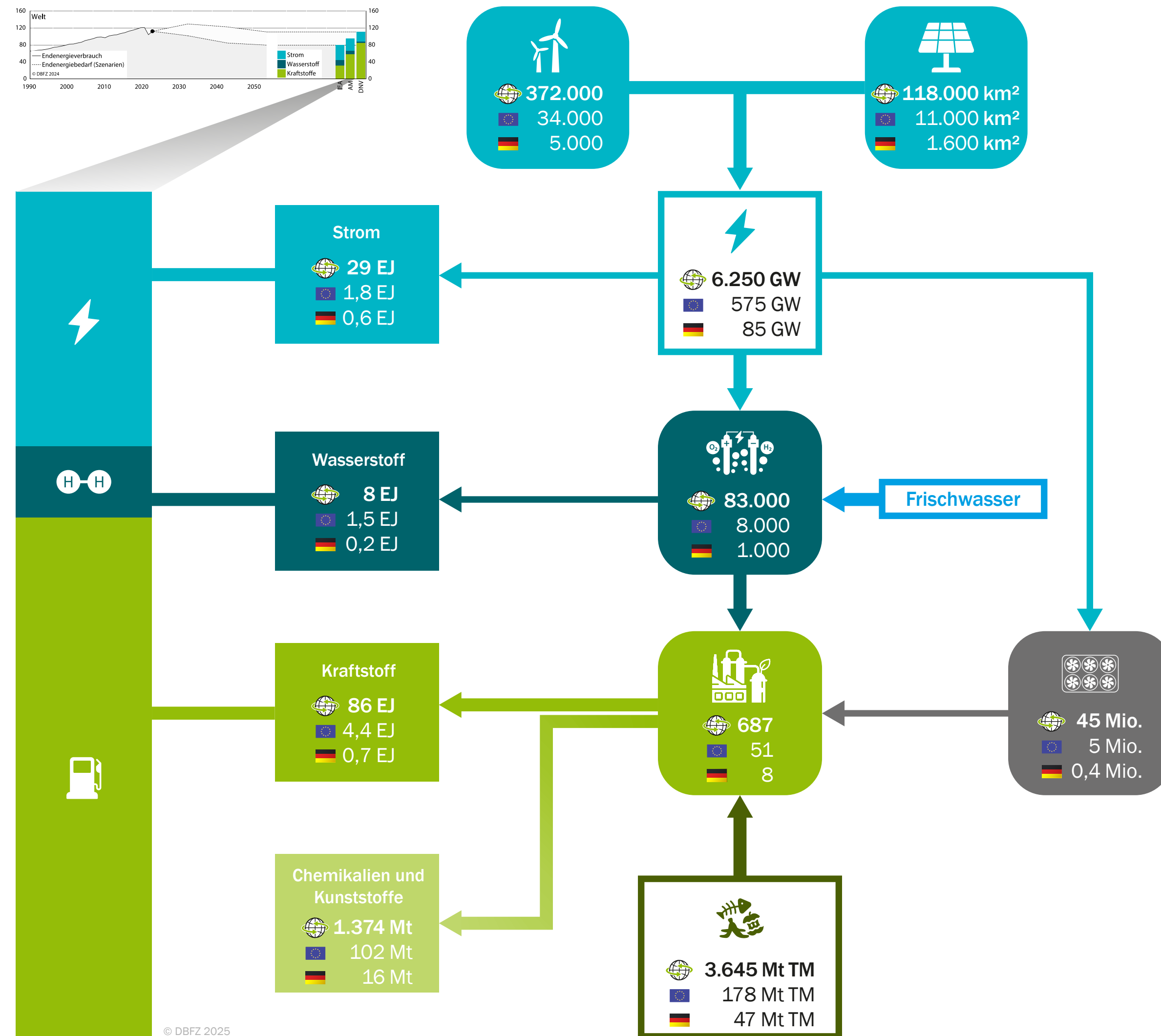


Abb. 1-3 Gegenüberstellung von Energiebedarf im Jahr 2045/2050 und Bedarf an Ressourcen und technischen Anlagen zur Bereitstellung von Strom, Wasserstoff und Kraftstoffen gemäß Basisszenario; Betrachtungsrahmen: Welt, EU und Deutschland; Hinweis: Eigene Berechnung auf Basis von [Vogt (2024)] und eigenen Annahmen (siehe Anhänge 2, 22 und 23)

1.3 Sensitivität ausgewählter Annahmen

Die in dem Basisszenario der Abschnitte 1.1 und 1.2 dargestellten Ergebnisse sind stark von verschiedenen Ausgangsparametern und den zugrundeliegenden Annahmen abhängig. Nachfolgend werden verschiedene Varianten (Sensitivitäten) in Bezug auf Änderungen in Energiebedarf, Ressourcen und Technologien andiskutiert, welche maßgeblich Einfluss auf die notwendigen Kapazitäten aufweisen. Diese Diskussion ist als Impuls zu verstehen und deckt bei weitem nicht die Bandbreite der Variationsmöglichkeiten für die getätigten Annahmen ab.

Die Ergebnisse werden immer im Vergleich zu dem in Abbildung 1-3 dargestellten Basisszenario diskutiert. Für eine übersichtlichere Darstellung liegt der Fokus im nachfolgenden Text auf „Welt“, denn die Energiebereitstellung ist letztendlich ein globaler Markt und wirkt über Landesgrenzen hinaus. Die Darstellung der Variationen für die EU und für Deutschland erfolgt tabellarisch im Anhang 23.

Weiterhin ist bei der Diskussion der Ergebnisse zu berücksichtigen, dass nur 50 % m/m der in der Referenzraffinerie erzeugten Produkte erneuerbare Kraftstoffe sind. Dementsprechend werden bilanziell auch nur 50 % der eingesetzten Edukte für die Kraftstoffbereitstellung benötigt. Die dargestellten Ergebnisse beinhalten jedoch den gesamten Ressourcenbedarf für den Raffineriebetrieb.

Der Energiebedarf hat den größten Einfluss auf den dargestellten Technologiebedarf. Analog zu den eingangs beschriebenen drei Kernelementen der Verkehrswende „vermeiden, verlagern, verbessern“ gilt, dass jeder vermiedene Verkehr keine Ressourcen verbraucht und jeder verlagerte Verkehr (Modal Split) und jede verbesserte Antriebstechnologie den Ressourcenverbrauch und den Technologiebedarf schonen. Umgekehrt gilt aber auch, dass ein höherer Energiebedarf insbesondere durch eine Erhöhung verfügbarer PTX-Kapazitäten (Bereitstellung von Strom, Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid) gedeckt werden muss, wenn man davon ausgeht, dass die verfügbaren biogenen Ressourcen gemäß den Annahmen für die Referenzraffinerie ausgeschöpft sind.

Zur Veranschaulichung der Abhängigkeiten zwischen Energie- und Anlagenbedarf bzw. Ressourcenverfügbarkeit und Anlagenbedarf werden für die nachfolgend beschriebenen Szenarien die Anzahl der Referenzraffinerien und der technischen

Anlagen zur Bereitstellung von Strom, Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid variiert. Die relativen Änderungen gegenüber den Referenzwerten des Basisszenarios und deren Hintergründe sind im nachfolgenden Text beschrieben bzw. in Abbildung 1-4 grafisch aufbereitet. Die Variation des Basisszenarios beinhaltet folgende geänderte Randbedingungent:

- #1 Anstieg des Kraftstoffbedarfs um 10 % des gesamten Endenergiebedarfs,
- #2 Anstieg des Kraftstoffbedarfs um 10 % des gesamten Endenergiebedarfs verbunden mit einer Reduktion des Strombedarfs um 10 % des gesamten Endenergiebedarfs,
- #3 Änderung des zukünftigen weltweiten Energiebedarfs im Verkehr gemäß IEA [IEA (2021c)],
- #4 Änderung des zukünftigen weltweiten Energiebedarfs im Verkehr gemäß DNV [DNV (2023b)],
- #5 Biomasse keine Quelle für Wasserstoff und Kohlenstoff,
- #6 Bioenergiepotenzial als Basis für die genutzte Biomasse, anstelle des mobilisierbaren technischen Potenzials.

Anlagenbedarf in Abhängigkeit des zukünftigen Energiebedarfs

Ein Anstieg des Kraftstoffbedarfs um 10 % des gesamten Endenergiebedarfs gemäß Szenario #1, was sich z. B. in einem gegenüber den Net-Zero-Szenarien erhöhten Straßengüterverkehr äußern könnte, entspricht auf globaler Ebene ca. 9,6 EJ. Um diesen Mehrbedarf zu decken, ist ein Ausbau grüner Referenzraffinerien um 16 % von 687 auf 805 notwendig. Da die Ressource Biomasse den Mehrbedarf nicht kompensieren kann, müssen die zusätzlichen Bedarfe an Wasserstoff und Kohlenstoff vollständig über strombasierte Verfahren bereitgestellt werden. Damit ergeben sich jeweils + 20 % für Elektrolyse, Windturbinen und PV-Fläche sowie 40 % für DAC.

In Szenario #2 werden im Vergleich zum Basisszenario 10 % der gesamten Endenergienachfrage von Strom auf Kraftstoffe verlagert, um die potenziellen Auswirkungen zu veranschaulichen, wenn weniger Elektrofahrzeuge eingesetzt werden und diese Verkehrsleistung durch kraftstoffbetriebene Verbrennungsmotoren kompensiert werden müsste. Der Endenergiebedarf entspricht dem Bedarf des Basisszenarios und ist 10 % geringer als in Szenario #1, jedoch ist der technologische Mehr-

aufwand gegenüber dem Basisszenario nur minimal geringer. Im Vergleich ergibt sich ein um 5 % geringerer Bedarf an PV- und Windturbinen gegenüber Szenario #1. Alle weiteren Kapazitäten für die Referenzraffinerien, DAC-Kollektoren und Elektrolyseure sind auf dem Niveau von Szenario #1 und damit deutlich über dem Basisszenario. Der Vergleich zwischen den Szenarien #1 und #2 zeigt den energetischen und technischen Mehraufwand bei der Erzeugung von strombasierten erneuerbaren Kraftstoffen im Vergleich zur direkten Stromnutzung aus erneuerbaren Quellen auf (siehe auch Anhang 24). Hinzu kommt, dass aufgrund des besseren Wirkungsgrades von Elektroantrieben die Energie im Vergleich zu Verbrennungsmotoren eine ca. 2,5-fach höhere Verkehrsleistung ermöglicht (Antriebswirkungsgrad eines Pkw mit Dieselmotor liegt bei ca. 24 % und mit einem Elektroantrieb bei 65 %, siehe Tabelle 7-15 und [Bauer (2021)]).

Bei allen bisherigen Berechnungen zum globalen Endenergiebedarf wurde der arithmetische Mittelwert aus den Klimaneutralitätsstudien [IEA (2021c)] und [DNV (2023b)] herangezogen. Wie schon in Abschnitt 1.1 genannt zeigen die Klimaneutralitätsstudien deutliche Unterschiede in Bezug auf den zukünftigen Bedarf an erneuerbaren Energieträgern. Der Vergleich der beiden globalen in Abbildung 1-1 dargestellten Szenarien von IEA (#3) und DNV (#4) verdeutlicht zum einen die Konsequenz aus den unterschiedlichen zugrundeliegenden Annahmen beider Szenarien: Gemäß Szenario #3 mit einem sehr geringen Endenergiebedarf werden nur 315 grüne Referenzraffinerien für die Kraftstoffproduktion benötigt, im Szenario #4 mit einem hohen Endenergiebedarf sind es hingegen über 1.000 Referenzraffinerien. Unter der Annahme, dass Biomasse primär als Kohlenstoffquelle genutzt wird und nicht-biogene Kohlenstoffressourcen erst nach Erschöpfung der biogenen Ressourcen zum Einsatz kommen, zeigt sich, dass für Szenario #3 weltweit ausreichend Biomasse zur Kohlenstoffbereitstellung zur Verfügung steht und keine DAC-Kollektoren benötigt werden. Mit Blick auf EU und Deutschland ergibt sich ein anderes Bild: Kohlenstoff müsste selbst gemäß den Szenarien für die minimalen Endenergiebedarfe (siehe Abbildung 1-1) weiterhin über nicht-biogene Pfade bereitgestellt werden, um eine Versorgung innerhalb der EU- bzw. Landesgrenzen zu gewährleisten (siehe Anhang 23).

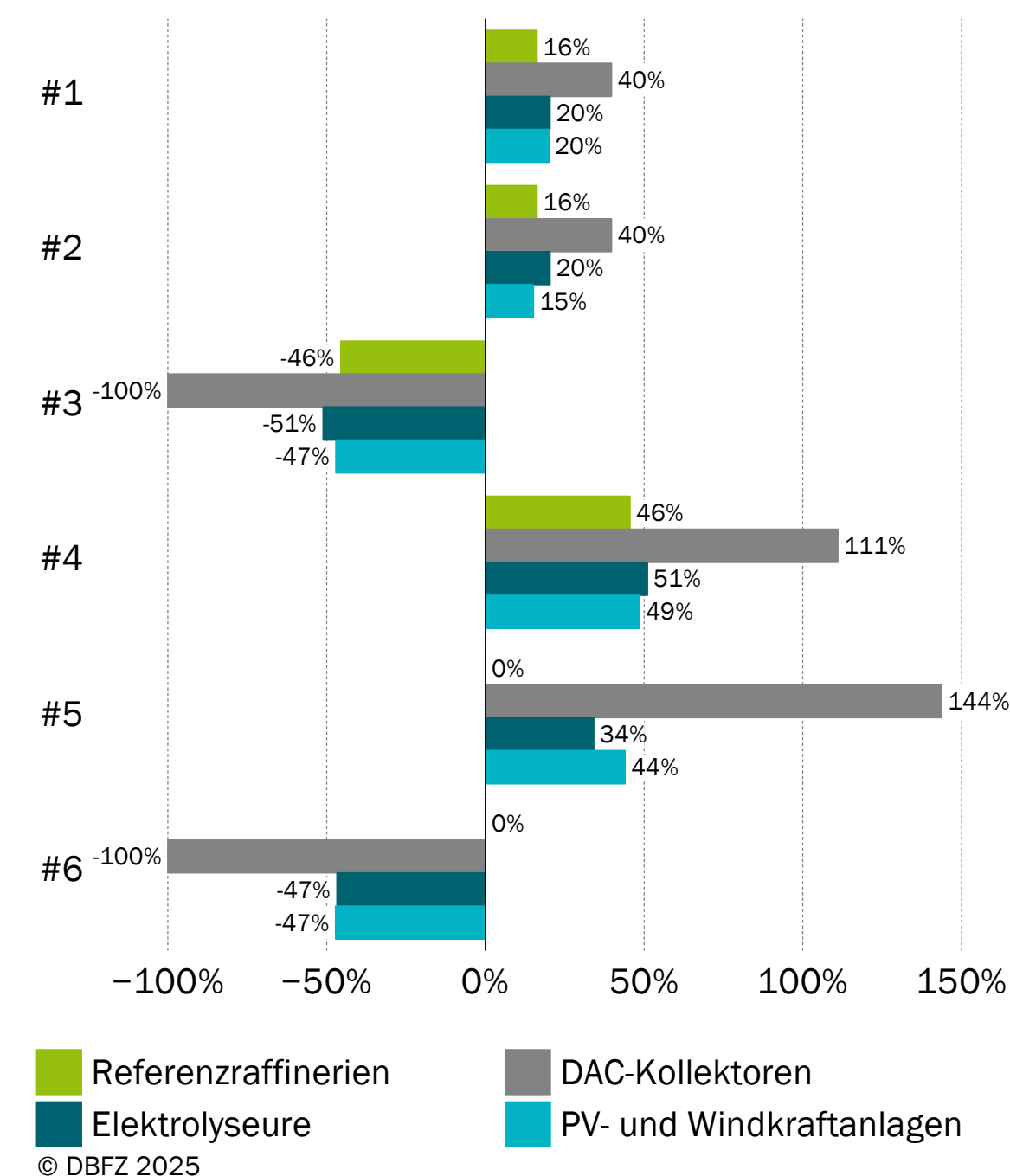


Abb. 1-4 Relative Änderung des globalen Anlagenbedarfs in den Szenarien #1 bis #6 gegenüber dem Basisszenario

Verfügbarkeit biogener Ressourcen

Die Verwendung von Biomasse als Ressource für die Kohlenstoff- und Wasserstoffbereitstellung ist in den in Abbildung 1-3 beschriebenen Ergebnissen von zentraler Bedeutung. Die Bewertung der für den Einsatz von Biomasse getroffenen fünf Annahmen (siehe Abschnitt „Bedarf an technischen Versorgungsanlagen im Basisszenario“) hat dabei einen starken Einfluss auf die nutzbaren Biomassepotenziale.

Biomasse gilt als eine vermeintlich kostengünstig mobilisierbare und erneuerbare Ressource. Falls Biomasse wie in Szenario #5 nicht als Ressource für Kohlenstoff und Wasserstoff genutzt werden kann, hätte dies direkte Auswirkungen auf den Bedarf an Anlagen zur CO₂-Abscheidung und Wasserelektrolyse: Der Bedarf an DAC-Kollektoren hat mit Bezug auf das Basisszena-

rio mit 141 % den höchsten Anstieg aller verglichenen Szenarien. Der Mehrbedarf an Elektrolyseuren (34 %) und Stromerzeugungsanlagen (44 %) ist ebenfalls beeindruckend. In den Berechnungen des Basisszenarios wurde angenommen, dass Biomasse als primäres Edukt für den Betrieb von Raffinerien verwendet wird, allerdings ist die Nutzung von Biomasse als Energieträger und als Ressource zur Energiegewinnung in Konkurrenz zur stofflichen Nutzung in der EU und in Deutschland ein viel diskutiertes Thema (siehe Exkurs „Notwendigkeit einer umfassenden Biomassestrategie“).

In Szenario #6 wird die angenommene Menge an nutzbarer Biomasse durch eine weitere Betrachtungsebene mit verfügbaren und geeigneten Daten ersetzt. Im Basisszenario wird das mobilisierbare technische Potenzial bewertet, das unter Berücksichtigung räumlicher und ökologischer Restriktionen die ungenutzte, technisch nutzbare Biomasse darstellt. Jedoch erfordert die Analyse der Biomassepotenziale die Berücksichtigung der Art der Potenzialerhebung und die grundsätzliche Veränderung der Potenziale infolge technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Beschränkungen (Abschnitt 5.3.1). Das sogenannte Bioenergiepotenzial umfasst das technische Biomassepotenzial, welches nicht stofflich genutzt wird und somit theoretisch der energetischen Nutzung zur Verfügung steht. Bei dieser Potenzialebene ist zu beachten, dass bestehende energetische Nutzungen Bestandteil des Potenzials sind. Bioenergiepotenziale sind demnach höher als das mobilisierbare technische Potenzial. Auf Grundlage des Bioenergiepotenzials in Szenario #6 ergibt sich folgender Anlagenbedarf: Der Kohlenstoffbedarf wird in diesem Szenario vollständig und der Wasserstoffbedarf zu einem deutlich erhöhten Anteil über Biomasse abgedeckt. Somit kann in diesem Szenario komplett auf DAC-Kollektoren verzichtet werden. Der Rückgang von Elektrolyseeinheiten und Stromerzeugungsanlagen beläuft sich jeweils auf 47 % gegenüber dem Basisszenario. Die auch zukünftig vorhandenen Nutzungskonkurrenzen zur Wärme- und Strombereitstellung [BMWK (2024a); dena (2024b)] werden diesen Effekt vermutlich deutlich reduzieren.

Weitere ausgewählte Einflussfaktoren auf die anrechenbare Biomasse, die allerdings nicht quantitativ dargestellt sind, sind nachfolgend aufgezählt:

- Auswahl der Biomassepotenzialstudie: Es gibt eine Vielzahl von Biomassepotenzialstudien, die mit ihren jeweiligen Annahmen zu Biomasse, Potenzialebene, Zeithorizont, technischen und gesellschaftlichen Entwicklungen sowie regulatorischen Vorgaben zu großen Potenzialbandbreiten führen. Das Basisszenario bezieht sich für die Regionen Deutschland, EU und Welt auf je ein konkretes Biomassepotenzial einer ausgewählten Studie anstelle einer Bandbreite. Die Auswahlkriterien und eine Übersicht über die Varianz der betrachteten Potenzialstudien sind in Anhang 22 dargestellt.
- Technische Restriktionen aufgrund der Biomassequalität im Kontext der Raffinerieanwendung (im Basisszenario wird davon ausgegangen, dass das gesamte Biomassepotenzial genutzt werden kann).
- Wirtschaftliche Restriktionen bei der Mobilisierung der verfügbaren Biomassen gegenüber konkurrierenden nicht-biogenen Technologien.
- Die Ausbeute an Kohlenstoff und Wasserstoff aus Biomasse wird in der Realität nicht 100 % betragen, wie im Basisszenario angenommen. Bei den notwendigen Aufbereitungsschritten sowie bei der Raffination fallen Nebenprodukte an, die Kohlenstoff und Wasserstoff binden.
- Die Biomassepotenziale wurden gemäß [Vogt (2024)] nach der vereinfachten Summenformel für Biomasse $(CH_2O)_n$ in die Anteile Kohlenstoff und Wasserstoff aufgeteilt. Je nach Biomasse verteilen sich Kohlenstoff und Wasserstoff anders als durch die vereinfachte Summenformel vorgegeben. Zusätzlich sind weitere Elemente wie Stickstoff und Phosphor in Biomasse enthalten, wodurch sich die Potenziale für Kohlenstoff und Wasserstoff verschieben. Detaillierte Zusammensetzungen in Abhängigkeit von der eingesetzten Biomasse sind in [Kaltschmitt (2016)] beschrieben.

Als Herausforderung ist in allen genannten Fällen neben der technischen Umsetzung und Skalierbarkeit die benötigte Infrastruktur für den Transport der Biomasse zu der grünen Raffinerie zu sehen. Beispielsweise werden in der von [Vogt (2024)] beschriebenen Raffinerie täglich 6.200 t trockene Biomasse verarbeitet. Am Beispiel von Kiefernholz entsprächen das täglich 250 vollbeladenen Güterzugwagen [FVA (2020); GD Holz (2023)].

Zusätzliche Quellen für Kohlenstoff und Wasserstoff

Biomasse deckt im Basisszenario nicht den gesamten Bedarf an Kohlenstoff und Wasserstoff ab. Die Lücke wird über die nicht-biogenen Ressourcen Kohlenstoffdioxid aus der Luft und Wasser geschlossen. Gerade bei Kohlenstoff sind noch weitere Quellen möglich, die zukünftig an Bedeutung gewinnen werden. Nennenswerte CO_2 -Emissionen entstehen als industrielle CO_2 -Punktquellen (Abschnitt 5.3.3) bei der Zement-, Stahl-, Chemie- und Papierherstellung. Inwiefern diese Quellen zukünftig noch verfügbar sind, ist derzeit schwer absehbar.

[Vogt (2024)] schließen grundsätzlich kunststoffbasierte Abfälle als Quellen für Kohlenstoff und Wasserstoff in einer zukünftigen grünen Raffinerie ein, welche mithilfe thermochemischer Vergasung (Abschnitt 4.9.1) zu einem Synthesegas verarbeitet werden. Das verfügbare Potenzial ist enorm und wird zukünftig weiter ansteigen [Geyer (2017); OECD (2022); World Economic Forum (2016)]. Positiv bei der Einbindung von Kunststoffabfällen als Ressource für eine Raffinerie wären einerseits der geschlossene Kohlenstoffkreislauf und andererseits die Wertsteigerung von Kunststoffabfällen als Ressource und der damit verbundenen Entlastung der Umwelt durch Verschmutzung. Jedoch werden Kunststoffabfälle aktuell noch nicht in der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie als Rohstoff anerkannt. Zusätzlich gilt es auch technische Herausforderungen wie die geringen Recyclingquoten und die Additivierung von Kunststoffen mit gesundheitsschädlichen Stoffen zu beachten [Geyer (2017); OECD (2022)].

Kennzahlen der verwendeten Referenztechnologien

Neben Energiebedarf und verfügbaren Ressourcen entscheiden die verwendeten Technologien über die wirtschaftliche Machbarkeit und deren Anlagenkapazitäten. Im Abschnitt 4 wird die Funktionsweise und der Entwicklungsstand für eine Vielzahl an Technologien zur Produktion von erneuerbaren Kraftstoffen aufgeführt. Im nachstehenden Textabschnitt erfolgt eine Einordnung im Kontext des in Abbildung 1-3 beschriebenen Anlagenbedarfs und deren Anlagenkennzahlen im Vergleich mit heutigen Anlagen.

In der bisherigen Bewertung erfolgte die Stromerzeugung durch Photovoltaik und Offshore-Windkraftanlagen, deren weltweite Ausbauraten sehr ambitioniert sind [IEA (2024d), (2024e)]. Zusätzlich gibt es eine Reihe weiterer Technologien, die erneuerbare

Ressourcen wie Sonnenenergie (solarthermische Kraftwerke), Wasserkraft (Wasserkraftwerke), Biomasse (Biomasseanlagen) und Geothermie (Geothermiekraftwerk) in Strom umwandeln (siehe auch Abschnitt 5.3.3). In vielen Ländern nimmt zusätzlich Kernenergie eine bedeutende Rolle zur Erzeugung von CO_2 -neutralem Strom ein, obwohl deren Einordnung als nachhaltige und wirtschaftliche Technologie umstritten ist. Die Effizienz der oben genannten Technologien hängt in vielen Fällen von den jeweiligen Standortfaktoren ab.

Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) benötigen Regionen mit hoher und intensiver Sonneneinstrahlung. Sonnenreiche Regionen, z. B. die Region des Nahen Ostens und Nordafrikas (engl.: Middle East and North Africa, MENA), in der Nähe der Sonnenwendekreise sind bevorzugte Gebiete für eine großflächige Anwendung. Photovoltaikanlagen lassen sich durch die Peakleistung und die mittlere tägliche PV-Leistung PVOUT beschreiben. Die Peakleistung ist ein anlagenspezifischer Wert und liegt derzeit zwischen 125 und 235 W_p/m^2 [Burkhardt (2023); Skoluda (2024)]. Die mittlere tägliche PV-Leistung hingegen ist standortabhängig und beschreibt die durchschnittlich zu erwartende Energie pro kW_p und Tag. Beispielsweise erzeugt eine baugleiche PV-Anlage in Spanien 50 % sowie in Namibia und Chile 80 % mehr Energie als in Deutschland. Entsprechend genügt in sonnenreichen Regionen eine verringerte spezifische Anlagenleistung und damit weniger Anlagen für den gleichen Energieertrag. Für die Berechnungen in den Szenarien wurden die Parameter von [Vogt (2024)] übernommen (Peakleistung: 220 W_p , PVOUT: 2,88 kWh/kW_p) – auch wenn es Regionen mit deutlich höherer PVOUT-Leistung gibt.

Ideal für **Windkraftanlagen** sind Standorte mit konstanten und starken Winden, wie z. B. Küstenregionen oder offene Hochflächen. Die standortspezifische Effizienz einer Anlage wird durch den Kapazitätsfaktor beschrieben, d. h. das Verhältnis der tatsächlich erzeugten Energie zur maximal möglichen Energie. Ein höherer Kapazitätsfaktor bedeutet, dass die Windkraftturbine einen größeren Anteil ihrer maximalen Kapazität nutzt. Typische Werte liegen für Onshore-Anlagen bei 25-35 %, für Offshore-Anlagen aufgrund der stabileren Windverhältnisse häufig bei 35-55 %. Die Nennleistung älterer Offshore-Anlagen liegt zwischen 3 und 6 MW [Bauer (2025c), (2025d)], die heutiger Anlagen zwischen 8 und 15 MW [Bauer (2025a), (2025b)]. Anlagen mit 16 MW und mehr befinden sich in der Entwicklung und werden in den nächsten Jahren in Pilotprojekten installiert [Memija (2024)]. Für die Szenarien-Berechnung wurden die Parameter

von [Vogt (2024)] übernommen (Nennleistung: 14 MW, Kapazitätsfaktor: 60 %), auch wenn der Kapazitätsfaktor im Vergleich mit heutigen Anlagen als optimistisch bewertet wird.

Nicht-biogener Wasserstoff wird in den betrachteten Szenarien mittels **Elektrolyse** hergestellt. Die Elektrolyse gilt allgemein als Schlüsseltechnologie für die emissionsarme Erzeugung von Wasserstoff. Die globalen Elektrolysekapazitäten zur Wasserstoffherzeugung stiegen in den letzten Jahren auf 11 GW (Stand 2022) an [IEA (2023f)]. Die Realisierung aller in der Pipeline befindlichen Projekte könnte bis 2030 zu einer installierten Elektrolyseurkapazität von 170 bis 365 GW führen. Um den zukünftigen Bedarf decken zu können, muss der Ausbau nochmals deutlich beschleunigt werden. Jedoch verhindern technische Herausforderungen der verschiedenen Elektrolyseverfahren (Abschnitt 4.8) und die starke Abhängigkeit von den lokalen Stromkosten einen weiteren Hochlauf [Dögnitz (2025)]. Der derzeit größte installierte Elektrolyseur hat eine Leistung von 260 MW und erzeugt bei Volllast 44 kt_{H₂} pro Jahr. In den Szenarien werden Elektrolyseure mit einer Nennleistung von 54 MW und einem Energiebedarf von 55 MWh/t_{H₂} verwendet.

Im Zusammenhang mit der Elektrolyse wird in Zukunft der Umgang mit der Ressource **Wasser** stärker in den Fokus rücken. Technologien zur Aufbereitung von Meerwasser oder Schmutzwasser werden sehr wahrscheinlich benötigt. Für die Herstellung von 1 kg Wasserstoff werden 9 Liter Wasser in hochreiner Qualität benötigt, häufig in Form von entsalztem oder deionisiertem Wasser. Gerade in Gebieten mit hoher Sonneneinstrahlung (z. B. Wüsten) oder konstanten Windverhältnissen (z. B. Hochebenen) ist Süßwasser nur in geringen Mengen verfügbar, sodass der erneuerbare Strom für die Elektrolyse abtransportiert bzw. zwischengespeichert oder Wasser herangeschafft bzw. aus Salzwasser aufbereitet werden muss. Letzteres bedingt eine weitere Steigerung des Strombedarfs.

Nicht-biogener **Kohlenstoff** wird entsprechend den Annahmen in Form von Kohlenstoffdioxid mithilfe von DAC-Kollektoren gesammelt und den Raffinerien bereitgestellt. Die DAC-Technologien extrahieren Kohlenstoffdioxid direkt aus der Atmosphäre, um es zu speichern oder zu nutzen. Bislang wurden weltweit 27 DAC-Anlagen in Betrieb genommen, die ca. 10 kt_{CO₂}/a abscheiden. Bei den meisten dieser Anlagen handelt es sich um nicht-kommerzielle Anlagen mit Fokus auf Test- und Demonstrationszwecke. Die Abscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre ist aufgrund der geringen atmosphärischen CO₂-

Konzentration (ca. 400 ppm) eine sehr energieintensive Technologie [NASA (2024)]. Je nach verwendeter Technologie werden 1,8 bis 2,6 MWh/t_{CO₂} an elektrischer und thermischer Energie benötigt. Der Bedarf an thermischer Energie überwiegt dabei, sodass derzeit Standorte mit einem hohen geothermischen Potenzial im Fokus liegen. Die Alternative zu DAC ist die Nutzung hochkonzentrierter Abgase an (emissionsintensiven) Industriestandorten. Diese industriellen Punktquellen sind weniger energie- und damit auch kostenintensiv und verfügen über bereits etablierte Abscheideverfahren wie Aminwäsche und Membranen (siehe Abschnitt 4.9.2). Für die Referenzraffinerie wurden mit einem Energiebedarf von 2 MWh/t_{CO₂} (davon 80 % thermische Energie) bei einer täglichen Leistung von 230 kg je Kollektor die Parameter von [Vogt (2024)] übernommen. Diese Angaben entsprechen der Orca-Anlage von Climeworks [Climeworks (2025)].

Darüber hinaus werden bei allen Anlagen mit Direktanbindung an Photovoltaik oder Windstrom (z. B. Elektrolyseure oder DAC-Anlagen) elektrische Pufferspeicher wie **Batteriegroßspeicher** notwendig. Insbesondere um die Effizienz und Lebensdauer der Anlagen zu gewährleisten und die Abhängigkeit von witterungsbedingten Stromfluktuationen zu reduzieren.

Die grüne **Raffinerie** als Kraftstoffproduktionsstätte, wie sie durch [Vogt (2024)] und hier in adaptierter Form als Referenzraffinerie beschrieben wird, basiert in ihrem Konzept auf konventionellen Mineralölraffinerien. Es erfolgt eine Verschaltung vieler verschiedener Prozesse mit dem Ziel, aus einer definierten Auswahl von Ausgangsstoffen ein gewünschtes Produktportfolio zu erzeugen. Das Produktportfolio besteht im Gegensatz zur gängigen Praxis bestehender Raffinerien zu 50 % aus Kraftstoffen und zu 50 % aus stofflichen Erzeugnissen. Das Konzept entspricht der Definition einer Hybridtechnologie, die gleichermaßen biogene und nicht-biogene Ausgangsstoffe verarbeitet (Abschnitt 4.17). Die Referenzraffinerie verwendet dabei eine Reihe etablierter Technologien wie Fischer-Tropsch-Synthese, Hydrocracking oder Methanol-to-Olefines-Synthese, welche aber nicht zwangsläufig in konventionellen Mineralölraffinerien verbaut sind. Ergänzend dazu werden eine Vielzahl nicht-etablierter Technologien wie reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion, Co-Elektrolyse, Depolymerisation und thermochemische Vergasung benötigt, um die erneuerbaren Ausgangsstoffe zu verarbeiten. Basierend auf den in Abschnitt 4 beschriebenen Technologien und deren technologischer Entwicklung hat die in

[Vogt (2024)] beschriebene Raffinerie ein TRL von 6, wobei die reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion und Co-Elektrolyse den geringsten Entwicklungsstand aufweisen. Sowohl der Neubau (Greenfield-Ansatz) als auch der Umbau bestehender Raffinerien (Brownfield-Ansatz) erscheinen in Hinblick auf Anlagenkennzahlen und Technologien als Herkulesaufgabe.

Alternativ kann die Aufbereitung der biogenen und nicht-biogenen Ausgangsstoffe technisch und zeitlich von der Raffination der aufbereiteten Zwischenprodukte getrennt werden. Bei einem solchen Ansatz werden die Ausgangsstoffe an strategisch günstigen Standorten zu definierten Zwischenprodukten für synthetische Rohöle oder Plattformchemikalien wie Methanol verarbeitet und anschließend zur Raffinerie transportiert. Die Raffinerie selbst kann sich auf die Raffination dieser Zwischenprodukte konzentrieren, was zumindest den Aufwand bei der Umrüstung bestehender Raffinerien deutlich reduziert [KIT (2024b)].

Wie eingangs beschrieben (siehe auch Abschnitt 6), werden heutige erneuerbare Kraftstoffe im Wesentlichen in Bioethanol-, Biodiesel-, HEFA- und Biomethananlagen produziert. Diese Technologien verwerten mehrheitlich kostengünstig verfügbare und energiereiche Biomasse. Letztendlich existieren für viele erneuerbare Ausgangsstoffe geeignete Technologien, um diese in bestimmte Kraftstoffe umzuwandeln, ohne dabei auf die Verarbeitung in Raffinerien angewiesen zu sein. Abschnitt 5.4 beschreibt beispielsweise die verfügbaren Kraftstoffpotenziale für abfall- und reststoffbasierte sowie nicht-biogene Ressourcen auf Basis der Produkte Benzin, Kerosin, Diesel sowie Methan und Methanol.

Bioethanol, FAME (Biodiesel) und Biomethan sind bereits seit vielen Jahren im Markt etabliert und zu deren Produktion werden Technologien eingesetzt, die nur ein Kraftstoffprodukt hervorbringen. Nahezu alle anderen zur Diskussion stehenden Technologien erzeugen als Produkt einen Kraftstoffschnitt aus Naphtha-, Kerosin- und Dieselfraktionen, welche je nach Anlagenauslegung auf einzelne Produkte optimiert werden können. Gerade diese Multiprodukt-Technologien erscheinen optimal für die perspektivisch unklare Nachfrage einzelner Kraftstoffe (siehe Tabelle 1-1).

Infrastruktur-Herausforderungen

Die Bereitstellung erneuerbarer Energien erfordert in fast allen Bereichen Anpassungen in der etablierten Infrastruktur.

Strom wird sehr wahrscheinlich in Regionen mit hoher Wind- oder Sonnenintensität im großen Maßstab erzeugt werden. Die transkontinentale Beförderung von Strom wird vermutlich nur in geringem Umfang direkt über Hochspannungsversorgungsnetze oder Batteriespeicher erfolgen können. Die Umwandlung des Stroms in Intermediate wie Wasserstoff, Ammoniak oder Methanol mit anschließender Rückverstromung sind aktuell diskutierte Alternativen. Des Weiteren besteht die Herausforderung, die vorhandenen nationalen und internationalen Versorgungsnetze in ihrer Resilienz gegenüber der schwankenden Sonnen- und Windenergie zu stärken.

Aufgrund der chemischen Eigenschaften (Energiedichte, Siedetemperatur) ist die Beförderung von **Wasserstoff** über lange Distanzen technisch und wirtschaftlich herausfordernd. Diskutierte Varianten sind Wasserstoffpipelines, wasserstoffgeeignete Bunkerschiffe sowie wasserstoffreiche Intermediate wie Ammoniak, Methanol oder flüssige organische Wasserstoffträger (engl.: Liquid Organic Hydrogen Carriers, LOHC). Für grüne Raffinerien mit Kapazitäten über 1 Mio. t/a wird die Versorgung über ein resilientes Wasserstoffversorgungsnetz Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb sein.

Für zukünftige grüne Raffinerien ist ebenso deren Versorgung mit **Kohlenstoffdioxid**, **Wasser** und **Biomasse** notwendig. Im Falle von Biomasse, die nicht zu Biocrudes konvertiert werden kann oder bei der aufgrund der nachfolgenden Weiterverarbeitung keine Umwandlung zu Biocrudes angestrebt wird, muss deren Transport im großen Stil sichergestellt sein bzw. müssen entsprechend saisonal unabhängige Lagermöglichkeiten geschaffen werden.

Je nach Anlagenkonzept müssen als Infrastruktur für **Kraftstoffe** neben der generellen Funktionalität der Raffinerie auch Voraussetzungen außerhalb der Raffinerie geschaffen werden. Dies umfasst eine geeignete Anbindung an Verkehrsinfrastrukturen wie Straße, Schiene, Hafen oder Pipeline. Für die Weiternutzung bestehender Raffinerien (Brownfield) mit erneuerbaren Rohölen (engl.: Sustainable Crude Oils, kurz: Crudes) ist die Umwidmung und Versorgung vorhandener Ölpipelines und Lagermöglichkeiten zu prüfen.

Realisierungszeiträume für grüne Raffinerien

Viele der diskutierten Technologien sind noch nicht am Markt etabliert oder verfügen derzeit aufgrund ihres Technologiereifegrads über keine Marktreife (Abschnitt 4.1). Dabei durchlaufen die Technologien von der Idee bis zur Etablierung am Markt mit Labor-, Demonstrations- und Prototypenstadium verschiedene Entwicklungsstufen, die nur selten übersprungen werden können (Abschnitt 4.2). Insbesondere die Errichtung einer Anlage im Prototypenstadium, d. h. einer ersten Anlage im kommerziellen Maßstab (first-of-a-kind), ist mit hohen Risiken verbunden, was oftmals dringend notwendige Investitionen verhindert oder zumindest verzögert. Durch die hohen technologischen Unsicherheiten trägt der Erstanbieter häufig die Entwicklungskosten für einen potenziellen Marktaufbau und das Risiko, dass Marktteilnehmer die Funktionalität der entwickelten Technologie beobachten und gewonnene Erkenntnisse in eigene Anlagenplanungen überführen. Diese gewonnenen Erkenntnisse sind einerseits für einen effizienten Markthochlauf der Technologie unabdingbar, aber auch sehr zeitaufwendig.

Neben den Herausforderungen bei der Ressourcenverfügbarkeit und Technologiebereitstellung ist der zeitliche Aufwand und der damit verbundene Kostenaufwand für den Bau von Raffinerien und deren Infrastruktur mit Blick auf die gesetzten Klimaziele bis 2045/2050 mittlerweile kritisch zu bewerten. Die Dauer solcher Großprojekte wird durch Faktoren wie z. B. langwierige Genehmigungsverfahren, Verfügbarkeit von Spezial-equipment, politischen Rahmenbedingungen, Herausforderungen für die Finanzierung oder Fachkräftemangel beeinflusst, die in Abhängigkeit des Standorts zu unterschiedlichen Realisierungszeiträumen führen.

Typische Zeitspannen für Planung, Genehmigung und Bau von Energieanlagen lagen in den vergangenen Jahren zwischen zwei und zwölf Jahren:

- Windkraftanlage in Deutschland: 5-7 a [FA Wind (2023)]
- Offshore-Windpark in Deutschland: 7-9 a [EnBw (2024)]
- Photovoltaik-Freiflächenanlage in Deutschland: 2-4 a [AQ Ampere (2024)]
- Shell Pearl GTL-Raffinerie in Katar: 9 a [Energy Intelligence (2004); Writer (2011)]
- FAME-/Methan-/Bioethanol-Anlagen: 2-4 a [Vogelbusch Biocommodities GmbH (2024)]
- Neste-Raffinerie in Rotterdam: Phase 1 ca. 4 a, Phase 2 ca. 6 a [Lietz (2024)]
- Dangote-Raffinerie in Nigeria: 12 a [Laible (2024)]

Vor diesem Hintergrund erscheint eine jährliche Inbetriebnahme von mehr als 30 grünen Referenzraffinerien, 4.000 Referenzelektrolyseuren, 2,1 Mio. Referenz-DAC-Kollektoren und 300 GW Referenz-Stromerzeugungsanlagen im Zeitraum von 2030 bis 2050 für die Deckung des globalen verkehrsbedingten Energiebedarfs sehr unrealistisch.

1.4 Faktoren für eine erfolgreiche Energiewende

Aus heutiger Sicht erscheint eine vollständige Bereitstellung erneuerbarer Energien für den Verkehr bis zum Jahr 2045 bzw. bis zum Jahr 2050 aufgrund unpassender Voraussetzungen mehr als fraglich. Die Gefahr, dass der Verkehr weiterhin und langfristig von fossilen Energieträgern abhängig bleibt, ist daher hoch. Es müssen zu viele Anlagen in kurzer Zeit neu gebaut oder an veränderte Anforderungen angepasst werden, um erneuerbare Energieträger im benötigten Umfang bereitzustellen. Zusätzlich müssen notwendige Voraussetzungen wie Versorgungsinfrastruktur für Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid oder Biomasse etabliert, die Kommerzialisierung von vielversprechenden Technologien im Demonstrationsstadium und die Zusammenführung von neuen Technologien geschaffen werden. Hemmnisse wie fehlende gesellschaftliche Akzeptanz und fehlende Investitionsbereitschaft müssen abgebaut werden. Es ist notwendig, den Zeithorizont bis 2045/2050 mit realistischen Ausbaumöglichkeiten zu unterlegen und die Planung von derzeit wirtschaftlich unrentablen, aber zukünftig zwingend notwendigen Projekten anzugehen. Parallel dazu sollten bereits Optionen für CO₂-Senken in anderen Sektoren geprüft werden, um die ungenügenden Beiträge des Verkehrssektors zum Gesamtziel Klimaneutralität zu kompensieren. Eine Anpassung des Gesamtziels sollte nur dann erfolgen, wenn sie mit einem klaren Plan zur Beschleunigung von Innovationen und zur Reduktion von Treibhausgasen einhergeht. Ein Aufschub ohne ambitionierte Gegenmaßnahmen erhöht durch zusätzliche CO₂-Emissionen das Risiko irreversibler Klimafolgen.

Voraussetzung Verkehrswende

Für einen klimaneutralen Verkehr müssen zunächst weitestgehend energieträgerunabhängige Maßnahmen ermöglicht werden. Diese differenzieren sich in **ordnungsrechtliche Instrumente** (z. B. Beschränkung von CO₂-Emissionen in ausgewählten Verkehrsmitteln), **ökonomische Instrumente** (z. B. Lkw-Maut, Energie- und Kfz-Steuer) und **flankierende Instrumente** (z. B. resiliente Verkehrsinfrastrukturen). Sie haben zum Ziel, Verkehr zu vermeiden und zu verlagern sowie notwendige Infrastrukturen für eine nachhaltige Verkehrswende zu schaffen. Die Vermeidung unnötiger Verkehre wird durch z. B. intelligente Stadtplanung mit kurzen Wegen und kompakter Siedlungsentwicklung unterstützt. Anreize für Carsharing und betriebliches Mobilitätsmanagement

fördern Alternativen zum Dienstwagen. Güterverkehr muss auf klimafreundliche Alternativen wie Schiene und Schiff verlagert werden sowie durch ein optimiertes Logistikmanagement reduziert werden. Investitionen in digitale Schienennetze, smarte Verkehrssteuerung und resiliente Infrastrukturen sind dafür essenziell. Die im Abschnitt 1.1 ausgewerteten Klimaneutralitätsstudien, die Verkehrsprognose 2040 und [VCD (2021)] beschreiben eine Vielzahl dieser Maßnahmen.

Weitere flankierende und oft unterschätzte Maßnahmen beinhalten die vielfältigen Chancen zur **gesellschaftlichen Teilhabe** zur Unterstützung des Wandels hin zu nachhaltiger Mobilität, und **Kommunikation** als zentrales Mittel zur Förderung von Akzeptanz, Verständnis und aktiver Beteiligung. Klare und transparente Kommunikation erklärt die Gründe für Veränderungen und hebt die langfristigen Vorteile für Umwelt, Gesundheit und Lebensqualität hervor. Verständliche, leicht zugängliche Informationen stärken das Vertrauen der Bürgerinnen und Bürger in die geplanten Maßnahmen – gerade dann, wenn Einschränkungen wie Verkehrsberuhigung, Tempolimit oder weniger Parkraum vorgesehen sind. Eine offene Kommunikation ermöglicht es Bürgerinnen und Bürgern, die Ziele der Verkehrswende besser nachzuvollziehen, und fördert die Bereitschaft, eigene Gewohnheiten zu überdenken und alternative Mobilitätsformen wie den öffentlichen Nahverkehr, Radfahren oder Carsharing auszuprobieren. Bei der komplexen Herausforderung der Verkehrswende, die tief in tägliche Routinen eingreift, ist es entscheidend, Fragen und Bedenken der Bevölkerung ernst zu nehmen und gezielt zu beantworten. Durch Informationsveranstaltungen, Bürgerforen und digitale Plattformen können Räume für Austausch und Feedback geschaffen sowie Missverständnisse und Vorbehalte abgebaut werden. Öffentliche Einrichtungen spielen für die Stärkung der Akzeptanz eine Schlüsselrolle. Sie können durch ihr Handeln gute und sichtbare Beispiele aufzeigen. Eine durchdachte Kommunikationsstrategie macht die Verkehrswende zu einem gemeinsamen Projekt und vermittelt das Gefühl, dass die Transformation für alle eine lebenswertere Zukunft bietet. Die positiven Effekte der Kommunikation und der gesellschaftlichen Teilhabe werden jedoch nur wirksam, wenn gleichzeitig **spürbare Verbesserungen** in der Infrastruktur vorangetrieben werden, der öffentliche Personenverkehr verlässlich, gut getaktet und flächendeckend

funktioniert und negative Erfahrungen für die Bürgerinnen und Bürger, wie bei der Einführung von E10-Benzin aufgrund vermeintlich fehlender Materialverträglichkeit für höhere Anteile von Bioethanol im Kraftstoff und des Deutschlandtickets, bei dem der ÖPNV als Folge von Fehlplanungen und unzureichenden Kapazitäten massiv überfüllt war, vermieden werden.

Die nachfolgend ausführlicher beschriebenen Faktoren beziehen sich insbesondere auf die **Bereitstellung von Energieträgern** sowie damit einhergehende Aufgaben. Besondere **technische Herausforderungen** in den Bereichen **Luftfahrt**, **Schifffahrt** und **Land- und Forstwirtschaft** sind zusätzlich in drei Expertenimpulsen am Ende des Abschnitts beschrieben.

Sichere Investitionsbedingungen schaffen

Die Erreichung der Pariser Klimaziele stellt eine weltweite Herausforderung dar, die nur durch eine enge Zusammenarbeit aller Staaten bewältigt werden kann. Die UN-Klimakonferenz spielt dabei eine zentrale Rolle als Vermittlungsplattform zwischen den Mitgliedern der UN-Klimarahmenkonvention. In den letzten Jahren wurden gemeinsame Fortschritte jedoch zunehmend durch nationale Interessen erschwert. Um dem entgegenzuwirken, verfolgen Initiativen wie der Klimaklub [Climate Club (2023)] das Ziel, multinationale Handelsabkommen zwischen Ländern zu fördern, die sich gegenseitig im Klimaschutz wirtschaftlich unterstützen und einheitliche politische Rahmenbedingungen schaffen. Dadurch sollen Investitionen in nachhaltige Industrie-technologien angeregt, die Nachfrage nach umweltfreundlichen Produkten gesteigert und bei anstehenden Investitionen langfristige Abhängigkeiten von fossilen Produktionsverfahren verhindert werden.

Der Markt für erneuerbare Kraftstoffe und Energieträger wird maßgeblich durch nationale oder supranationale rechtliche Vorgaben – z. B. innerhalb der EU – gestaltet und reguliert (Abbildung 3-1). Die Regelungen beeinflussen sowohl direkt als auch indirekt alle Teile der Bereitstellungs- und Nutzungskette und werden in ihrer Umsetzung sowie in ihren Wechselwirkungen zunehmend komplexer. Ein Beispiel dafür ist in der EU die Förderung der Verwertung biogener Reststoffe, bei der die anaerobe Vergärung als Konversionstechnologie zu Methan eine zentrale Rolle spielt. Gleichzeitig wurden jedoch neue Flottengrenzwerte für Straßenfahrzeuge beschlossen, die Biomethan als Kraftstoff ausschließen. Ein weiteres Beispiel ist der Wirkungshori-

zont der im Jahr 2023 überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie, die nur bis 2030 ausgelegt ist, obwohl das Ziel eines klimaneutralen Verkehrs bis 2050 bereits im European Green Deal in 2019 bekannt gegeben wurde.

Die Transformation hin zu einer klimaneutralen Wirtschaft erfordert Förderung von Forschung und Entwicklung zu bzw. massive Investitionen in den Ausbau von erneuerbaren Energien und die Entwicklung nachhaltiger Kraftstoffproduktionsanlagen. Doch komplexe und uneinheitliche Regularien sowie das Fehlen langfristig ausgerichteter verbindlicher Zielsetzungen über 2030 hinaus stellen erhebliche Hürden für den Aufbau einer resilienten, zukunftsorientierten Kraftstoffindustrie dar. Diese Unsicherheiten schrecken Investoren ab, da klare Rahmenbedingungen für Planungssicherheit und Innovationsförderung fehlen [Bründlinger (2018)]. Unternehmen benötigen harmonisierte Regelungen, wodurch ein attraktives Marktumfeld für klimaneutrale Lösungen geschaffen wird, und eine langfristige Perspektive, um effektive Strategien entwickeln und umsetzen zu können. Dabei sind die Weiterentwicklung des Energiemarktdesigns und eine Überprüfung bestehender Subventionen und Instrumente für fossile Optionen notwendig, um faire Wettbewerbsbedingungen („Level Playing Field“) zwischen emissionsarmen und emissionsintensiven Technologien zu gewährleisten. Zudem sind Investitionen in Produktionsanlagen oft mit langen Amortisationszeiten verbunden. Die schon genannte langfristige Planungssicherheit hinsichtlich regulatorischer Vorgaben und eine beständige stabile CO₂-Bepreisung ist daher für Unternehmen unerlässlich. Ein verlässlicher Carbon-Leakage-Schutz, der mit Maßnahmen wie einer internationalen CO₂-Bepreisung oder einem CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (engl.: Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) in der EU bereits initiiert wurde, stärkt die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie, verhindert Verlagerungen von Produktionsstätten in Länder mit weniger strengen Emissionsgrenzwerten und erleichtert Investitionen. Marktgetriebene Investitionen können erfolgen, wenn die Erzeugungskosten langfristig wettbewerbsfähig sind, etwa durch niedrige Bezugskosten für erneuerbaren Strom. Gleichzeitig muss eine dauerhafte Nachfrage nach erneuerbaren Energieträgern sichergestellt werden. In Bereichen, in denen ein schrittweiser Umstieg nicht möglich oder wirtschaftlich nicht darstellbar ist, sind gezielte staatliche Maßnahmen erforderlich. Hier müssen starke Marktanreize helfen, die notwendige Veränderungen zu erzeugen und klimaneutrale Technologien zur Marktreife zu

führen. Solche Anreize können durch strategische staatliche Investitionen zur Risikoreduzierung, die Einführung von grünen Infrastruktur- und Handelskorridoren oder über gezielte Förderinstrumente wie Differenzverträge („Carbon Contracts for Difference“) erfolgen. Innerhalb des neuen Transformationspfades muss ein stabiler regulatorischer Rahmen die weitere Marktentwicklung klimaneutraler Angebote absichern.

Dies alles setzt eine starke klimapolitische Meinung bzw. Verantwortung in Politik, Verwaltung und Industrie voraus, um Unsicherheiten zu minimieren und Investoren Vertrauen zu geben. Politische Sektorkopplung und eine engere Koordination zwischen Bund, Ländern, Kommunen und Industrie sind erforderlich, um den Ausbau erneuerbarer Energien sowie die Infrastrukturentwicklung effizient voranzutreiben. Durch frühzeitige Abstimmung können Fördermittel optimal genutzt und Wettbewerbsnachteile vermieden werden. Außerdem haben die Unregelmäßigkeiten bei den Biodieselimporten und der Anrechnung von UER-Maßnahmen auf die THG-Quote gezeigt, dass Maßnahmen und Instrumente kontinuierlich evaluiert und flexibel angepasst werden müssen, um auf fehlgeleitete Marktdynamiken schnell reagieren zu können.

Geeignete Ressourcen mobilisieren

Die Mobilisierung von Biomasse ist essenziell, um eine nachhaltige und klimafreundliche Energieversorgung zu gewährleisten, da Biomasse eine kontinuierlich verfügbare erneuerbare Energiequelle darstellt. Durch effiziente Erfassung, Aufbereitung und Nutzung von biogenen Reststoffen, Zwischenfrüchten wie Zweitfrüchten und Deckpflanzen sowie Pflanzen von stark degradierten Flächen (keine Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, non-food crops) kann die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern reduziert und ein wesentlicher Beitrag zur Energiewende geleistet werden. [Naumann (2024a); Naumann (2024b)]

Hierfür sollte als Grundlage eine umfassende Biomassestrategie entwickelt und umgesetzt werden, die eine Diversifizierung der Rohstoffquellen beschreibt und Nutzungskonkurrenzen zwischen stofflicher und energetischer Verwendung minimiert (Exkurs „Notwendigkeit einer umfassenden Biomassestrategie“). In dieser Strategie müssen zwingend auch Maßnahmen zur Evaluation der Umsetzung und Optionen zum Nachbessern integriert werden. Ressourcenpotenziale können mithilfe von Potenzialstudien abgeschätzt werden, die unerlässlich sind, um die nachhaltige Verfügbarkeit von Biomasse und ökologische Aus-

wirkungen zu bewerten sowie wirtschaftlich sinnvolle Nutzungskonzepte zu entwickeln. Heutige Biomassepotenzialstudien berücksichtigen nur teilweise die bestehenden und zukünftig notwendigen rechtlichen Nachhaltigkeitsanforderungen, die die Nutzbarkeit ausgewählter Ressourcen in bestimmten Sektoren vorgeben.

Neben der Erfassung der Biomassepotenziale müssen verstärkt auch weitere Kohlenstoffquellen nicht-biogenen Ursprungs, wie CO₂-Punktquellen aus Industrieprozessen, oder perspektivisch notwendige Ressourcen wie Kunststoffabfälle fundiert erfasst werden. Da Biomasse bzw. zukünftig allgemein die Ressourcen zur Herstellung erneuerbarer Kraftstoffe zunehmend international gehandelt werden, ist eine umfassende und belastbare Potenzialabschätzung auf globaler Ebene erforderlich. Als geeignete Koordinatoren kommen hierfür eher international agierende Gremien wie die Vereinten Nationen (UN) oder die Internationale Energieagentur (IEA) in Betracht.

Zusätzlich stellt sich die zentrale Frage nach geeigneten Mobilisierungsstrategien. Vornehmlich wird die Ressourcenmobilisierung analog zum Aufbau neuer Kraftstoffproduktionsanlagen durch wirtschaftliche Zwänge gesteuert, bei denen neben dem internationalen Wettbewerb, Eigentumsverhältnissen und Verfügbarkeit von Handelsplattformen insbesondere die infrastrukturellen Rahmenbedingungen wie Transportlogistik und regulatorische Rahmenbedingungen eine zentrale Rolle spielen. Eine effiziente Verteilung und Verarbeitung der Ressourcen müssen gut abgestimmt sein, um eine nachhaltige und wirtschaftlich tragfähige Nutzung sicherzustellen.

Die vollständige Substitution fossilen Mineralöls durch unaufbereitete Biomasse und andere erneuerbare Ressourcen nicht-biogenen Ursprungs ist innerhalb bestehender Verarbeitungsketten nur begrenzt möglich. Dies liegt zum einen an beschränkten Biomassepotenzialen, die für die Verarbeitung mit herkömmlichen, fossilbasierten Technologien geeignet sind. Zum anderen sind die etablierten biobasierten Konversionstechnologien derzeit nicht in der Lage, das gesamte Produktportfolio der Mineralölwirtschaft in Breite und Menge zu substituieren.

Um biogene und nicht-biogene Ressourcen effektiv einzubinden, sind gemäß [Naumann (2024a)] zwei übergeordnete Strategien denkbar:

1. Technologieerweiterung zur Integration bis dato ungeeigneter Ressourcen: Dies umfasst die Aufbereitung bislang

ungeeigneter Biomassen oder nicht-biogener erneuerbarer Rohstoffe in verwertbare Zwischenprodukte (Rohöle, Bio-crudes), um bestehende Infrastrukturen und Verarbeitungsketten weiterhin nutzen zu können.

2. Anpassung der gesamten Bereitstellungsketten: Hier liegt der Fokus auf einer umfassenden Optimierung der Bereitstellungs- und Verarbeitungsketten, die sich an den verfügbaren Ressourcen orientiert. Ziel ist es, die Gesamteffizienz zu steigern und so die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energieträger und Produkte zu erhöhen.

Insgesamt ist die Transformation zu einer nachhaltigen Ressourcennutzung sehr komplex und erfordert ein Zusammenspiel aus technologischer Entwicklung, regulatorischer Anpassung, Marktdynamik und internationaler Zusammenarbeit. Durch eine systematische Strategie zur Förderung erneuerbarer Rohstoffe können langfristig stabile und nachhaltige Wertschöpfungsketten etabliert werden, die sowohl ökologisch als auch ökonomisch tragfähig sind. Bei der Potenzialbewertung besteht fortwährend ein erheblicher Forschungs- und Monitoringbedarf.

Raffinerien als Ausgangspunkt denken

Der heutige Energiebedarf für den Verkehr wird zu über 90 % durch Mineralölraffinerien gedeckt. Mineralölraffinerien sind jedoch keine monovalenten Kraftstoffproduktionsanlagen, sondern Multi-Produkt-Anlagen mit einem breiten Portfolio an energetischen und stofflichen Produkten. Leichtbenzin (Naphtha), Propen und Schwefel sind z. B. wichtige Ausgangsstoffe für die chemische Industrie, Bitumen wird u. a. im Straßenbau eingesetzt, Heizöl und Koks in der Wärmeerzeugung sowie Schmierstoffe allgemein in Haushalt und Gewerbe. Für einige dieser Produkte sind erneuerbare Ersatzstoffe bisher noch wenig erforscht und bekannt. [Schröder (2025)]

Zukünftig wird neben den grünen Raffinerien ein breites Spektrum an Technologien entstehen, um erneuerbaren Strom, Wasserstoff und Kraftstoffe in ausreichenden Mengen für den Verkehr bereitzustellen. Die verfügbaren Kapazitäten wachsen bereits heute kontinuierlich (Abschnitt 6). Dennoch ist die Nachfrage nach Mineralölprodukten in den letzten Jahren weltweit gestiegen bzw. z. B. in Deutschland konstant geblieben.

Unsicherheiten in Bezug auf den zukünftigen Bedarf an Raffinerieprodukten führen zu erheblichen unternehmerischen Risiken bei notwendigen Prozessanpassungen. In der chemischen

Industrie wird die Nachfrage nach erneuerbaren Molekülen in Zukunft steigen. Neben synthetischem Naphtha stehen Methanol oder biogene Ausgangsstoffe zur Diskussion, die zukünftig nicht mehr zwingend in einer Raffinerie erzeugt werden müssen. [VCI (2024)]

Diese notwendigen Anpassungen werden zumindest in Europa durch regulatorische Unklarheiten erschwert. Während für Kraftstoffe und Heizöle über die RED II Anforderungen an THG-Emissionen und Ressourceneinsatz bestehen, fehlen solche Regelungen für andere Raffinerieprodukte bislang.

Ein weiterer wichtiger Faktor für die Transformation von Raffinerien ist ihre regionalwirtschaftliche Bedeutung. In der Nähe von Raffinerien sind oft Industrieparks zur Weiterverarbeitung der Raffinerieprodukte angesiedelt. Von diesen Standortvorteilen profitieren Kommunen und Gesellschaft in hohem Maße, sodass Raffinerien häufig politisch stark unterstützt werden. Dies hat direkte Auswirkungen auf Geschwindigkeit und Richtung der Transformation hin zu erneuerbaren Alternativen: Eine starke politisch motivierte Unterstützung kann im positiven Sinne dazu führen, dass Transformationsprozesse unterstützt werden – im negativen Sinne kann eine Folge falsch motivierter politischer Unterstützung sein, dass notwendige Transformationen aus Angst vor Veränderung, finanziellen Einbußen und Missgunst von Wählern nicht angegangen werden.

Diese Balance zwischen bestehenden Raffineriestrukturen, notwendigen Transformationsschritten und neuen Anlagen muss dezidiert analysiert werden, indem die heutigen Raffinerien in den Mittelpunkt zukünftiger Zielsetzungen und Planungen mit ordnungspolitischer Wirkung gestellt werden. Neben den eigenständigen Analysen der (zukünftigen) Anlagenbetreiber ist eine Raffineriestrategie auf nationaler Ebene analog zur Wasserstoffstrategie ideal, um die Versorgungssicherheit energetischer und stofflicher Produkte während und nach Ende des Transformationsprozesses zu gewährleisten. Eine solche Strategie muss neben den allgemeinen technologischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen eine Vielzahl standortspezifischer Aspekte adressieren und Lösungswege aufzeigen. Folgende Punkte sollten mindestens adressiert werden:

- Beitrag zur regionalen und nationalen Energieversorgung bzw. zur Stärkung des Wirtschaftsstandortes
- Identifikation kritischer Raffinerieprodukte, für die es keine alternativen Herstellungsverfahren oder Einsatzstoffe gibt

- Vereinheitlichung der regulatorischen Anforderungen für das gesamte Produktportfolio mit langfristiger Wirkungsfunktion
- Beschreibung der individuellen Gegebenheiten von Bestandsanlagen
- Zeitliche Perspektive für den Umbau von Bestandsanlagen und für den Aufbau neuer Anlagen
- Beschreibung der biogenen und nicht-biogenen Ressourcenerbereitstellung sowie der dafür notwendigen Versorgungsinfrastruktur
- Beschreibung idealer Standortbedingungen für grüne Neuanlagen im In- und Ausland in Abhängigkeit vom technologischen Reifegrad verschiedener Produktionstechnologien
- Strategieprozess für multinationale Kooperationen zur Errichtung von Neuanlagen und notwendigen Infrastrukturen an Gunststandorten
- Strategien zur Förderung grüner Investitionen von Energieunternehmen in eigene Bestandsanlagen
- Möglichkeiten der Anschubfinanzierung für die Markteinführung innovativer Verfahrensansätze von Start-ups und kleinen und mittleren Unternehmen.

Bei Bestandsanlagen mit staatlicher Beteiligung kann im Idealfall ein beschleunigter Transformationsprozess umgesetzt werden, mit dem Ziel, das Investitionsrisiko zu minimieren, eine Vorbildfunktion für andere Anlagen zu erzeugen und eine beschleunigte Lernkurve zu ermöglichen.

Energieträger strategisch sinnvoll einsetzen

Die **Elektrifizierung des Straßenverkehrs** ist der Schlüssel zur Energiewende im Verkehr. Der Elektroantrieb wird die klassischen Kraftstoffe in allen Segmenten des Straßenverkehrs weitgehend verdrängen. Je größer der Anteil an elektrischen Antrieben ist, umso geringer ist der Bedarf, technologisch aufwendig erneuerbare Kraftstoffe herzustellen. Mit Blick auf die Nutzung muss der Ausbau der Elektromobilität beschleunigt werden. Subventionierte Anschaffungen und reduzierte Maut- und Parkgebühren sind Beispiele für Marktanreize zur Einführung von Elektrofahrzeugen. Parallel dazu sind Investitionen in die Verkehrsinfrastruktur erforderlich: Öffentliche und private Investitionen in die Ladeinfrastruktur sowie in den Batterie- und Fahrzeugbau spielen dabei eine entscheidende Rolle. Ein Teil der öffentlichen Finanzierung könnte beispielsweise durch die Umschichtung von direkten oder indirekten Subventionen für fos-

sile Kraftstoffe ermöglicht werden. In den im Abschnitt 1.1 aufgeführten Leitstudien werden eine Reihe von weiteren Politikinstrumenten angegeben, um den Ausbau der Elektromobilität im Straßenverkehr zu beschleunigen. Zusätzlich muss die weitere Forschung und Entwicklung eine Verbesserung der Ladegeschwindigkeiten und neue Batterietechnologien wie Feststoffbatterien zum Ziel haben.

Trotz zunehmender Elektrifizierung wird ein Teil des Straßenverkehrs weiterhin auf Kraftstoffe angewiesen sein. Einerseits wird in einigen globalen Regionen (z. B. Subsahara-Afrika) eine flächendeckende Elektrifizierung des Straßenverkehrs erst deutlich nach 2050 erfolgen, andererseits sind Bestandsfahrzeuge mit Verbrennungsmotoren und Fahrzeuge mit einem speziellen Fahrzeuganforderungsprofil auch in Zukunft von Kraftstoffen abhängig. Diese müssen jedoch zukünftig erneuerbar sein. Die wesentlichen Kraftstoffoptionen werden dabei Bioethanol und FAME als Beimischkomponenten und paraffinische Kraftstoffe wie HVO-Diesel, Fischer-Tropsch-Diesel oder auch Methanol-to-Gasoline (MTG) sein. Kurz- bis mittelfristig, aber auch mit Blick auf 2050 werden gasförmige Kraftstoffe in Form von CNG, LNG und Wasserstoff im Einzelfall Anwendung finden.

Die Elektrifizierung in der Luft- und Schifffahrt sowie in der Land- und Forstwirtschaft wird nicht im gleichen Maßstab wie im Straßenverkehr erfolgen. In diesen Bereichen müssen alternative Wege genutzt werden, um die Effizienz der Antriebe zu steigern und gleichzeitig die Umweltbelastung zu reduzieren. So sollten initiale Maßnahmen kurzfristig umgesetzt werden, um Hindernisse wie die Unterschiede bei den Gesamtkosten (engl.: Total Costs of Ownership, TCO), die zur finanziellen Belastung von Endverbrauchern führen, zu beseitigen sowie technische und betriebliche Anpassungen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen einzuführen. Beispielsweise könnte die Einführung von Verkehrsverbindungen, durch die dezidiert nachhaltige Verkehrre und Energieträger bevorzugt werden, ein interessanter Weg sein, wie es bereits ähnlich in der Schifffahrt für Abgasemissionen mit den Emission Control Areas geschehen ist, den Kostennachteil von erneuerbaren Treibstoffen gegenüber fossilen Treibstoffen zu eliminieren und damit insgesamt den Ausbau und die Marktetablierung fördern.

Impuls Energiewende in der Luftfahrt – Technische Herausforderungen

Valentin Batteiger, Christina Penke (Bauhaus Luftfahrt e. V.)

Im Luftverkehr konnten die spezifischen CO₂-Emissionen pro Passagierkilometer in den letzten Dekaden durch technische und operationelle Verbesserungen deutlich reduziert werden. Im langjährigen Mittel stand den Effizienzsteigerungen von etwa 1 % pro Jahr jedoch ein deutlich höheres Wachstum des Verkehrsaufkommens gegenüber. In der Dekade vor der COVID-19-Pandemie wuchs der weltweite Kraftstoffverbrauch jährlich um etwa 4 % an und erreichte im Jahr 2019 etwa 300 Mio. t, die damit verbundenen CO₂-Emissionen belaufen sich auf etwa 1 Gt_{CO2} pro Jahr. Aktuelle Wachstumsprognosen der Luftfahrtindustrie legen nahe, dass der Kraftstoffbedarf in 2025 das Vorkrisenniveau erreicht und auf absehbare Zeit weiter ansteigt, da das projizierte Wachstum deutlich höher eingeschätzt wird als die zu erwartenden Effizienzsteigerungen.

Neben technischen und operationellen Verbesserungen kann über eine Verlagerung oder Vermeidung des Verkehrsaufkommens direkt auf den Kraftstoffbedarf eingewirkt werden. Allerdings entsteht ein Großteil der Emissionen des Luftverkehrs auf mittleren oder langen Strecken, die kaum auf andere Verkehrsträger verlagert werden können. Zudem ist das Verkehrsaufkommen insbesondere auf längeren Strecken mehrheitlich mit Urlaubsreisen sowie mit der Pflege sozialer Kontakte

verbunden. Entsprechend ist in einer globalisierten Welt, in der sich ein zunehmender Anteil der Weltbevölkerung Flugreisen leisten kann, kaum mit einer Trendumkehr zu rechnen. Vorbehaltlich tiefgreifender Krisen ist eher von einem robusten Verkehrswachstum auszugehen. In einem solchen Szenario verbleibt eine Substitution des konventionellen Kraftstoffs durch emissionsarme Energieträger als einzige Option, die ansonsten ansteigenden Emissionen innerhalb des Luftverkehrssektors zu senken.

Ein erheblicher Teil der Klimawirkung des Luftverkehrs ergibt sich durch das bei der Verbrennung freigesetzte CO₂ sowie durch Treibhausgasemissionen, die mit der Kraftstoffherstellung verbunden sind. Insbesondere auf Reiseflughöhe ergeben sich zusätzliche Treibhauseffekte, die als Nicht-CO₂-Klimawirkung zusammengefasst werden. Diese sind in erster Linie auf Kondensstreifen und induzierte Zirren zurückzuführen sowie auf NO_x-Emissionen, die durch atmosphärenchemische Effekte zu einer Erhöhung der Ozon- und einer Verringerung der Methankonzentration führen. Die Summe der Nicht-CO₂-Klimawirkung hat eine vergleichbare Größenordnung wie der CO₂-Effekt. Während CO₂-Emissionen im Wesentlichen zu einer langfristigen Erhöhung der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre beitragen, wirken Nicht-CO₂-Effekte hauptsächlich auf

kürzeren Zeitskalen und hängen mitunter stark von den jeweiligen Umgebungsbedingungen während des Fluges ab. Beispielsweise können vergleichsweise kleine Anpassungen der Flughöhe einen großen Einfluss auf die Klimawirkung durch Kondensstreifen haben. Neben solchen operationellen Maßnahmen lässt sich die Nicht-CO₂-Klimawirkung durch Antriebstechnologie sowie durch die Kraftstoffzusammensetzung verringern.

Technologie

Insbesondere auf längeren Flugstrecken sind Kraftstoffkosten für einen erheblichen Anteil der Gesamtkosten des Luftverkehrs verantwortlich, daher werden kontinuierlich technologische Weiterentwicklungen eingeführt, die zu Kraftstoffeinsparungen führen. Infolgedessen ist die aktuelle Generation von Flugzeugmodellen deutlich effizienter als der Durchschnitt der Bestandsflotte. Zusätzlich setzen das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) und das globale Offsetting-System CORSIA Anreize für eine höhere Effizienz. Typische Verbesserungspotentiale finden sich im Bereich des Leichtbaus, effizienterer Antriebe oder aerodynamischer Optimierungen. Nach außen hin sichtbar sind beispielsweise ein anwachsender Durchmesser der Turboantriebwerke, um ein höheres Nebenstromverhältnis zu erzielen, oder Winglets an den Enden der Tragflächen. Auch für die kommende Flugzeuggeneration sind durch evolutionäre Verbesserungen weitere Effizienzsteigerungen im Rahmen der langjährigen Trends zu erwarten.

Weitere Einsparpotentiale könnten sich durch radikalere Eingriffe in die Flugzeugarchitektur ergeben. Ein Beispiel sind schlankere Flügel mit einer größeren Spannweite, die wegen historisch gewachsenen Einschränkungen an Flughäfen bislang nicht ihr volles Potential entfalten konnten. Auch bei den Antrieben sind weitere Verbesserungen durch den Einsatz neuer Technologien im Bereich des Kerntriebwerks sowie durch weitere Steigerungen des Vortriebwirkungsgrades zu erwarten. Hierbei ist ein klarer Trend hin zu einer stärkeren Integration des Antriebssystems mit der Flugzeugzelle zu erkennen.

Jenseits von Emissionseinsparungen durch effizientere Kerosin-betriebene Flugzeuge bieten alternative Energieträger wie Batterien oder Wasserstoff erhebliche Potentiale, die Klimawirkung zu reduzieren. Batterie-elektrische Antriebe weisen wesentlich höhere Umwandlungseffizienzen auf als Verbrennungskraftmaschinen. Dies gilt insbesondere für geringe Leis-

tungsklassen, die typischerweise in der allgemeinen Luftfahrt oder im regionalen Flugverkehr zum Einsatz kommen. Flugtaugliche Elektromotoren und die zugehörige Leistungselektronik befinden sich in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstand, der sich in Bezug auf das Leistungsgewicht für einen breiten Einsatz im Luftverkehr eignet. Im Prinzip bieten auch Batterien ein ausreichendes Leistungsvermögen, allerdings schränkt die Energiedichte den Abruf der benötigten Leistung auf relativ kurze Zeitintervalle ein. Dadurch bleibt das batterie-elektrische Fliegen auf absehbare Zeit auf kurze Flugdistanzen limitiert. Wie in Abbildung 1-5 skizziert fällt der Großteil des aktuellen Kraftstoffverbrauchs auf Strecken an, die auch in Zukunft einen energiedichten Kraftstoff erfordern.

In der Luftfahrtforschung gibt es derzeit spannende Entwicklungen hinsichtlich der direkten Nutzung von grünem Wasserstoff als Energieträger. In Zukunft könnte Wasserstoff in adaptierten Gasturbinen oder über Brennstoffzellen in elektrischen Antriebsarchitekturen eingesetzt werden. Als Erweiterung des batterie-elektrischen Fliegens sind auf kurzen Flugstrecken Nischen für komprimierten Wasserstoff denkbar – auf den meisten Flugstrecken ist allerdings verflüssigter Wasserstoff notwendig, um in der Gesamtsystembetrachtung potentielle Vorteile aufzuzeigen. Verflüssigter Wasserstoff hat in Bezug auf das Gewicht (ohne Tank) einen etwa dreifach höheren Energiegehalt als Kerosin, nimmt aber das vierfache Volumen in Anspruch. Aufgrund der deutlich unterschiedlichen Kraftstoffeigenschaften ist im Flugzeugentwurf eine Neuauslegung notwendig. Verflüssigter Wasserstoff siedet bei -253 °C, daher müssen isolierte Drucktanks integriert werden, um die Verdampfungsrate zu begrenzen und Druckanstiegen standzuhalten. Diese voluminösen, meist zylinderförmigen Tanks werden in der Regel im Rumpf integriert, wohingegen Kerosin überwiegend in den Tragflächen untergebracht wird. Die meisten Studien prognostizieren für Wasserstoffflugzeuge einen etwas höheren Energiebedarf pro Personenkilometer als für Kerosin-basierte Vergleichsentwürfe. Vom erneuerbaren Wasserstoff ausgehend könnten sich in der Gesamtsystembetrachtung trotzdem Vorteile für eine wasserstoffbasierte Luftfahrt ergeben, da der Energieaufwand für die Verflüssigung deutlich geringer ausfällt als die entsprechenden Energieverluste bei der Synthese von PTL-Kerosin. Der Aufwand für die Speicherung und Logistik von verflüssigtem Wasserstoff ist höher als für Kerosin, bleibt aber für die Versorgung großer Flughäfen in



Abb. 1-5 Konzeptionelle Entwürfe für elektrische, mit Kerosin und Wasserstoff betriebene Flugzeuge verschiedener Reichweiten. Im Luftverkehr werden für den Großteil des Energiebedarfs auch in Zukunft flüssige Kraftstoffe benötigt.

einem vertretbaren Rahmen. Die Herausforderungen für Infrastruktur und Logistik werden insbesondere in der frühen Einführungsphase gesehen sowie in der Versorgung abgelegener Regionalflughäfen mit wenigen Flugbewegungen pro Tag.

Operationelle Maßnahmen

Neben technologischen Verbesserungen können auch Optimierungen oder Innovationen im Luftverkehrssystem zu Kraftstoffeinsparungen führen. Beispiele für optimierte operationelle Maßnahmen finden sich im Bereich des Flugverkehrsmanagements. So können bestehende Fragmentierungen des Luftraums zurückgenommen, Anflugtrajektorien optimiert und Bewegungen am Boden mit nur einer Turbine oder Schleppern durchgeführt werden. Die spezifischen Emissionen pro Passagierkilometer können auch durch eine verbesserte Flottenauslastung reduziert werden. Im Grenzbereich zu technischen Verbesserungen kann die Anzahl der Sitzplätze in der Kabine erhöht werden. Ein weiterer Hebel ist eine höhere Auslastung der angebotenen Sitze, die im globalen Mittel bereits etwa 80 % beträgt. Radikalere Vorschläge zielen auf eine Vermeidung von Zubringerflügen, indem ein Airline-übergreifendes Teilen des Sitzplatzangebotes einen höheren Anteil von Direktflügen ermöglichen könnte.

Kraftstoffe

In der zivilen Luftfahrt kommen derzeit fast ausschließlich Gasturbinen zum Einsatz, die sich durch ein hohes Leistungsgewicht und eine hohe Zuverlässigkeit auszeichnen. Während Gasturbinen in stationären Anwendungen meist mit Erdgas betrieben werden und sich perspektivisch für Wasserstoff eignen, kommen in der Luftfahrt wegen der benötigten Energiedichte flüssige Kohlenwasserstoffe als Turbinenkraftstoff zum Einsatz. Die derzeit gültigen Spezifikationen für Luftfahrtkraftstoffe haben sich historisch entwickelt, aus Kosten- und Verfügbarkeitsgründen war eine möglichst breite Erdölfraktion wünschenswert, die aus Sicherheitsüberlegungen zu kurz- bzw. langkettigen Kohlenwasserstoffen abgegrenzt wurde. Insbesondere stellen Flamm- und Gefrierpunktanforderungen sicher, dass Verkehrsflugzeuge sowohl bei erhöhten Temperaturen als auch bei tiefen Außentemperaturen auf Reiseflughöhe sicher betrieben werden können. Auch für die Spezifikationen von erneuerbaren Turbinenkraftstoffen spielt der sichere Betrieb eine zentrale Rolle – derzeit ist eine Beimischung von bis zu 50 % synthetischem Kerosin zulässig. Neue Spezifikationen, die eine

sichere Nutzung vollsynthetischer Kraftstoffe ermöglichen, befinden sich in der Entwicklung. Synthetische Kraftstoffe bieten Vorteile gegenüber konventionellem Kerosin, wie einen höheren Reinheitsgrad und einen geringeren Gehalt an aromatischen Kohlenwasserstoffen, daraus resultiert eine geringfügig höhere Effizienz sowie eine deutliche Reduktion der Schadstoffemissionen, die auch zu einer niedrigeren Nicht-CO₂-Klimawirkung führt. Allerdings erfordert der Einsatz aromatenfreier Kraftstoffe technische Anpassungen, entsprechend sind diese Kraftstoffe mit der aktuellen Bestandsflotte noch nicht kompatibel. Laut Herstellerangaben ist die neueste Generation von Verkehrsflugzeugen bereits auf die Nutzung vollsynthetischer Kraftstoffe ausgelegt.

Um die Klimaziele zu erfüllen, müssen große Mengen an flüssigen Kraftstoffen bereitgestellt werden. Die ReFuelEU Aviation schreibt den Kraftstoffanbietern vor, den Anteil nachhaltiger Flugkraftstoffe an europäischen Verkehrsflughäfen schrittweise zu erhöhen (Abbildung 3-9). Ab 2025 müssen ein Anteil von 2 % erneuerbarem Flugkraftstoff beigemischt werden, bis 2050 steigt die Mindestquote auf 70 %. Biokraftstoffe sind dabei nur anrechenbar, wenn sie aus fortschrittlichen Rohstoffen erzeugt werden, insbesondere für Nahrungs- und Futtermittel gelten Ausschlusskriterien, weiterhin soll eine Subquote den Markthochlauf von PTL-Kraftstoffen unterstützen.

Es liegt nahe, dass die frühen Beimischungsquoten überwiegend durch HEFA-Kraftstoffe oder durch Co-Processing lipidhaltiger Rohstoffe in konventionellen Erdölraffinerien erfüllt werden – beide Prozesse eignen sich zur Kerosinproduktion aus Reststoffen wie gebrauchtem Speiseöl oder Altfetten. Technologisch verläuft der HEFA-Prozess weitgehend analog zur Herstellung von erneuerbarem Diesel über einen HVO-Prozess (HVO: Hydrotreated Vegetable Oil).

Mit dem Alcohol-to-Jet-Verfahren steht eine weitere kommerziell etablierte Biokraftstofftechnologie zur Verfügung, die vor allem in Staaten wie Brasilien oder den USA, die bereits heute große Mengen Ethanol herstellen, eine erhebliche Rolle spielen dürfte. Allerdings kommen zur Ethanolproduktion überwiegend Zuckerrohr, Zuckerrüben oder verschiedene Getreidesorten zum Einsatz, die unter ReFuelEU Aviation in der Regel nicht anrechenbar sind.

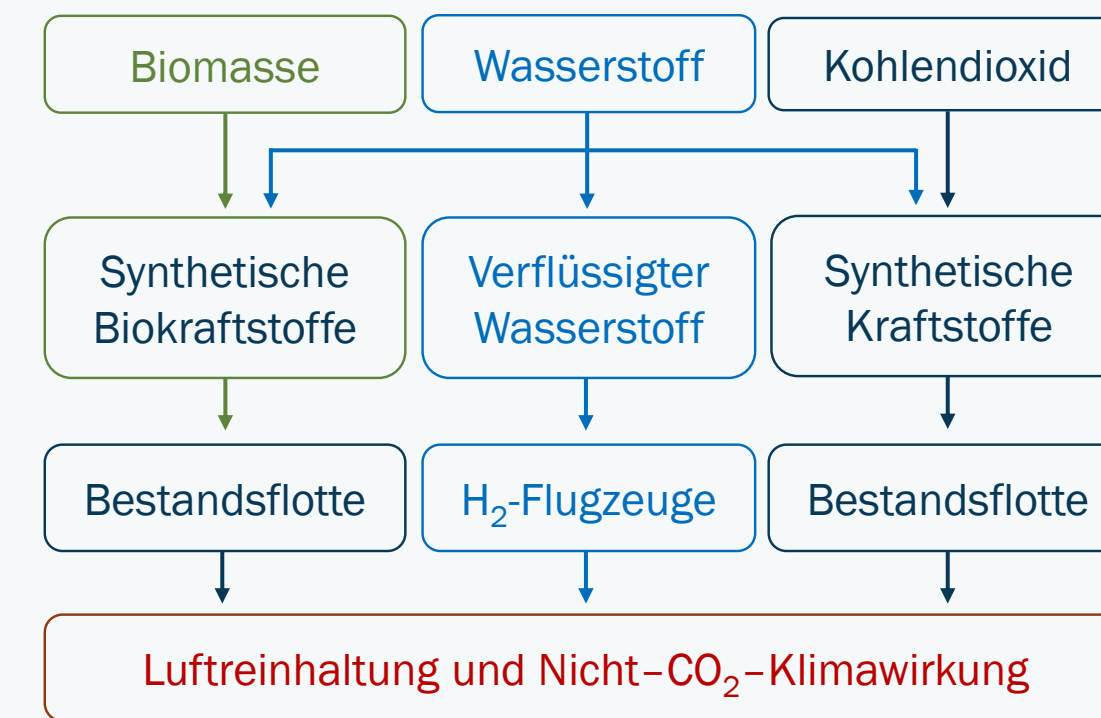
Im Laufe des Jahres 2024 hat die Europäische Union die Liste der anrechenbaren Rohstoffe zur Herstellung nachhaltiger Luft-

fahrtkraftstoffe erweitert, diese umfasst nun auch geschädigte Pflanzen, Pflanzen, die auf stark degradierten Flächen angebaut werden, oder Zwischenfrüchte wie Zweitfrüchte oder Deckfrüchte. In welchem Umfang diese Anbaubiomassen zur Quotenerfüllung im Luftverkehr beitragen werden, ist noch nicht hinreichend absehbar.

Perspektivisch setzen die ansteigenden Beimischungsquoten Anreize zur Entwicklung fortschrittlicher Biomassekonversionsverfahren, die umfangreich verfügbare Abfall- und Reststoffe nutzen. Insbesondere durch die Umsetzung lignocellulosehaltiger Rohstoffe, beispielsweise über eine Biomassevergasung, könnten nachhaltige Biokraftstoffe in deutlich größeren Mengen erzeugt werden.

Durch die erheblichen Kostensenkungen der erneuerbaren Stromproduktion rückt auch die Nutzung von Sonnen- und Windenergie in greifbare Nähe. Meist wird dabei über eine Elektrolyse Wasserstoff erzeugt, der dann in Kombination mit Kohlenstoffdioxid zur Kerosinsynthese dient. Typische Syntheserouten führen über Fischer-Tropsch- oder Methanol-to-Jet-Verfahren. Solche PtL-Kraftstoffe können potentiell in sehr großen Mengen erzeugt werden und zeigen in Bezug auf viele Nachhaltigkeitsparameter deutliche Vorteile – als zentrale Herausforderung gilt es, die Produktionskosten zu senken. Mittelfristig stellt auch die Bereitstellung großer Mengen an nachhaltigem Kohlenstoffdioxid, zum Beispiel durch Abscheidung aus der Umgebungsluft, eine erhebliche Herausforderung dar. Weiterhin kann grüner Wasserstoff auch zur Biokraftstoffproduktion eingesetzt werden – dabei lässt sich bei vielen Verfahren die Kerosinausbeute durch eine Kopplung mit erneuerbarem Wasserstoff deutlich erhöhen.

Bislang beläuft sich der Anteil erneuerbarer Luftfahrtkraftstoffe auf weniger als 1 %, allerdings mit stark anwachsender Tendenz. In dieser frühen Hochlaufphase ist der Pfad hin zu einer klimaneutralen Luftfahrt mit großen Unsicherheiten verbunden, insbesondere da die etablierten Biokraftstoffverfahren durch die Verfügbarkeit nachhaltiger Rohstoffe limitiert sind. Die zukünftige Rolle von HEFA- und AtJ-Kraftstoffen wird davon abhängen, in welchem Umfang diese limitierten Rohstoffe einer regulatorisch unterstützten Nutzung im Luftverkehrssektor zugeführt werden. Mit Blick auf die sektorübergreifende Nutzungskonkurrenz und Nachhaltigkeitsüberlegungen erscheint es notwendig, auf umfangreicher verfügbare Rohstoffe oder Energieformen zurückzugreifen. Daher gilt es, fortschritt-



© Bauhaus Luftfahrt 2025

Abb. 1-6 Erneuerbare Optionen zur Energieversorgung des Luftverkehrs basierend auf Biomasse, erneuerbarem Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid. Im Pfadvergleich spielen auch Unterschiede in der Emissionscharakteristik eine wichtige Rolle.

liche Biokraftstoffe und E-Fuels an die Marktreife heranzuführen. Bezüglich Konversionstechnologien wie Biomassevergasung, Pyrolyse oder hydrothermale Verflüssigung besteht weiterhin ein erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf, um diese Verfahren am Markt zu etablieren. Während es als sehr wahrscheinlich erscheint, dass die Energiewende im Luftverkehr in erheblichem Umfang auf grünem Wasserstoff basieren wird, sind auch hier verschiedene Nutzungsszenarien denkbar (Abbildung 1-6). Ob grüner Wasserstoff überwiegend in Kombination mit einer optimierten Biomassennutzung, zur Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen aus nachhaltigem Kohlenstoffdioxid oder direkt als Luftfahrtkraftstoff eingesetzt wird, bleibt abzuwarten.

In welchem Umfang die verschiedenen Pfade in Zukunft zum Tragen kommen, hängt nicht zuletzt von technologischen Entwicklungen ab, etwa im Bereich der fortschrittlichen Biomassekonversionsverfahren, der Abscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Umgebungsluft oder wasserstoffbasierter Transportflugzeuge. Da auf absehbare Zeit alle am Markt verfügbaren Verkehrsflugzeuge auf flüssige Kohlenwasserstoffe ausgelegt sind, werden in jedem Fall große Mengen erneuerbaren Kerosins benötigt, um die Klimaziele bis Mitte des Jahrhunderts zu erreichen.

Impuls Technische und regulatorische Herausforderungen der maritimen Energiewende

Karsten Schleef, Bert Buchholz (Universität Rostock)

Die Treibhausgasreduktionsziele der EU und der IMO für die Schifffahrt machen einen Wechsel der heute auf den Weltmeeren genutzten Energieträger erforderlich. Während die EU mit der FuelEU Maritime Verordnung eine THG-Trajektorie ab 2025 (Tabelle 1-4) verbindlich verabschiedet hat, ist die Einführung einer vergleichbaren Regelung auf globaler Ebene durch die IMO frühestens in 2027 geplant. Beide Regelungen zielen dabei auf ein ökonomisches Element durch die direkte Bepreisung von emittierten CO₂-Äquivalenten sowie auf ein technisches Element durch die Vorgabe des einzuhaltenden CO₂-Äquivalentes der an Bord eingesetzten Energieträger ab.

Tab. 1-4 THG-Reduktionsziele in der EU nach FuelEU Maritime

	CO ₂ -Äquivalente	RFNBO-Subquote
2025	-2 %	-
2030	-6 %	1 % ^a
2035	-14,5 %	2 % ^a
2040	-31 %	?
2045	-62 %	?
2050	-80 %	?

^a wenn bis 2031 1 % RFNBO-Anteil nicht erfüllt wird, gilt ab 2035 2 % RFNBO-Anteil

Da die ersten THG-Reduktionsschritte der EU (-2 % ab 2025 und -6 % ab 2030) noch durch den Einsatz von biogenen Kraftstoffanteilen oder die Anrechenbarkeit von Zusatzmaßnahmen (bspw. Windunterstützung) erfüllt werden können, findet aktuell im Marinekraftstoffmarkt noch kein großangelegter Umbruch statt. Im Jahr 2024 fanden Bebunkerungen mit nachhaltigen RFNBOs bislang nur in einzelnen Pilotprojekten und Fallstudien statt. Die bislang verwendeten Anteile von Sustainable Marine Fuels (SMF) stammen somit nahezu ausschließlich aus biogenen Quellen. Die Bunkerstatistik der IMO weist für 2022 einen Bioanteil von 0,1 % aller dokumentierten Bunkerkraftstoffe (213 Mio. t/a) aus, wobei seit 2019 erhebliche Zuwachsraten zu verzeichnen sind (Abbildung 1-7).

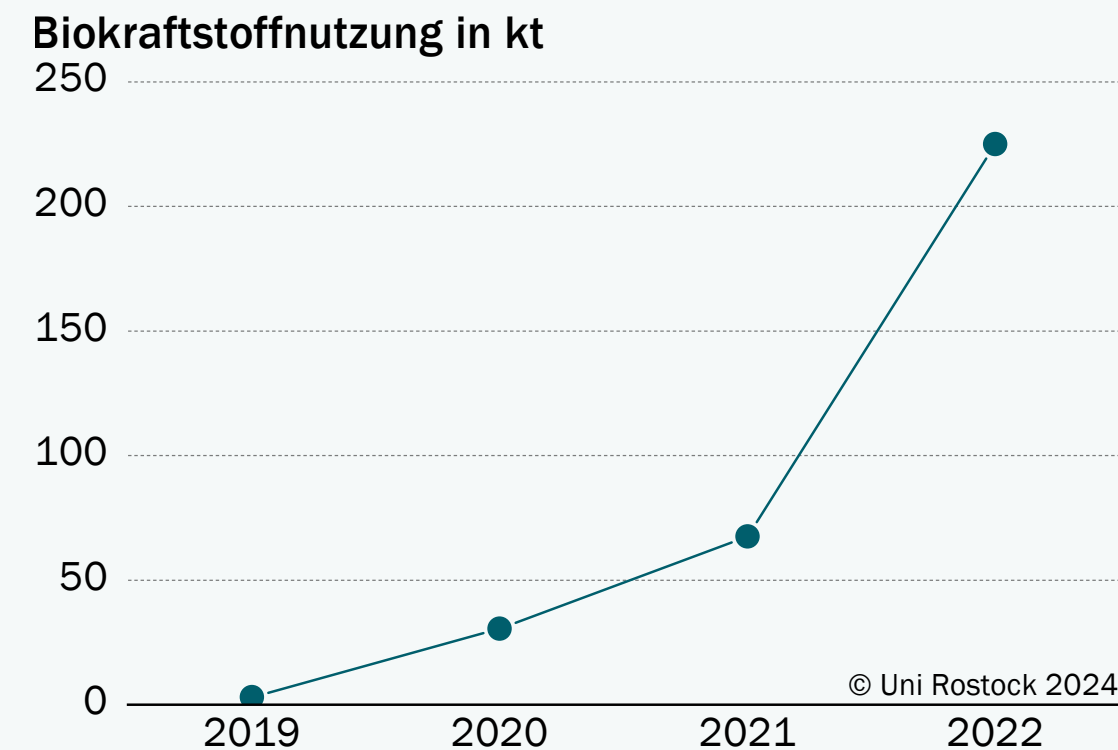


Abb. 1-7 Global dokumentierte (IMO DCS) Biokraftstoffnutzung in der Seeschifffahrt, Datenbasis: [IMO (2022)]

Den direkt mit dem THG-Abdruck der Kraftstoffe verbundenen Maßnahmen steht insbesondere auf IMO-Ebene ein Maßnahmenkatalog zur Effizienzsteigerung der Schiffe gegenüber, damit insgesamt weniger Marinekraftstoffe benötigt werden. Vor dem Hintergrund einer mit der Weltwirtschaft direkt verknüpften Zunahme des Warentransportes auf dem Seeweg (Prognose IEA: +112 % bis 2050) kommt diesen Bemühungen ebenfalls eine hohe Bedeutung zu [IEA (2023c)]. Die Effizienzmaßnahmen umfassen u. a. die Einführung strömungsoptimierter Schiffsrümpfe, den Einsatz von Blasenteppichen zur Widerstandsreduktion, Einführung von Energiemanagementsystemen an Bord, weather routing (Nutzung von Echtzeit-Wetterdaten zur Ermittlung der optimalen Route für ein Schiff) oder auch eine Ausweitung des sogenannten slow steamings (Langsamfahrt) zur Verbrauchsreduktion.

Der EU THG-Trajektorie (Tabelle 1-4) folgend wird spätestens ab 2040 der Einsatz von THG-neutralen Marinekraftstoffen unumgänglich. Als Lösungsoptionen werden hierbei aktuell Methanol und Ammoniak am stärksten diskutiert. Aber auch synthetisches oder biogenes LNG wird ein Baustein der Kraftstoffmatrix sein [DNV (2023a)]. Andere Energieträger wie Ethan, Propan, DME und reiner Wasserstoff sind eher für Nischenanwendungen wie Produktanker oder Kurzstreckenverkehre nutz-

bar. Ob hochraffinierte flüssige E-Fuels tatsächlich ihren Weg in die Schifffahrt finden werden, ist Gegenstand aktuell laufender Forschungs- und Pilotprojekte. Dabei sieht sich die Schifffahrt insbesondere einer möglichen Nutzungskonkurrenz um Intermediate und Grundstoffe mit der chemischen Industrie gegenüber. Hinzu kommt eine hohe Preissensibilität der Schiffsbetreiber in Bezug auf die eingesetzten Bunkerkraftstoffe.

Die (maritime) Energiewende hat weiterhin deutliche Auswirkungen auf die landseitige Infrastruktur. Während heute die Energieträger Rohöl, Kohle und LNG für die Energieversorgung an Land maßgeblich sind, müssen die Häfen und Tanklager zukünftig Wasserstoff, Methanol und Ammoniak umschlagen und bevorraten können. Die entsprechenden Terminals sind nach aktuellem Stand nicht flächendeckend vorhanden. Für den Transport der neuen Energieträger müssen entsprechende Tankerflotten um- bzw. aufgebaut werden. Und schließlich werden in den einzelnen Häfen Bunkerlösungen für die neuen SMF benötigt (z. B. Bunkership-to-Ship oder Truck-to-Ship). Die Anforderungen zur Einführung alternativer Marinekraftstoffe sind dabei auf EU-Ebene in der AFIR (Alternative Fuels Infrastructure Regulation, (EU) 2023/1804) festgelegt. Die Überführung in konkrete nationale Maßnahmen liegt in der Verantwortung der Mitgliedstaaten (z. B. Nationale Hafenstrategie, März 2024). Weltweit bereiten sich erste Häfen auf die damit verbundenen Sicherheitsauflagen durch die Durchführung von Fallstudien und Gefährdungsbeurteilungen vor.

Vor dem Hintergrund der Korrosionsneigung, Toxizität oder der Explosionsgefahr der zukünftigen SMF müssen auch an Bord neue technische Lösungen gefunden werden. Die notwendigen Großmotoren sind im Falle von LNG verfügbar, für Methanol in ersten Schiffen im Markt angekommen und für Ammoniak in der Entwicklung. Der Wechsel auf andere Kraftstoffe macht dabei zum Teil erhebliche Eingriffe in die Schiffsinfrastruktur (z. B. Tankmaterial und -größe, Aufbau des Kraftstoffsystems, Nutzung doppelwandiger Kraftstoffleitungen, zusätzliche Sicherheitseinrichtungen) erforderlich und kann bspw. durch ein vermindertes Frachtvolumen oder eine vermehrte Bunkerhäufigkeit Einfluss auf das Geschäftsmodell der Reeder haben. Für Schiffsneubauten werden durch sogenannte „eFuels-ready“ Label mögliche spätere Umbauten teilweise bereits mitgedacht. Inwieweit ältere Bestandsschiffe ökonomisch sinnvoll überhaupt umgerüstet werden können, ist Gegenstand ak-

tueller Untersuchungen.

Aber auch die gewohnte Betriebsweise der eingesetzten Großmotoren muss ggf. angepasst werden. So finden aktuell neben der eigentlichen Brennverfahrensentwicklung für die genannten Kraftstoffe vor allem auch Forschungsarbeiten zur Kraftstoff-Schmierstoff-Interaktion statt, da es insbesondere im Kurbelraum oder entlang der Zylinderlaufbuchsen zum Kontakt zwischen kleineren Kraftstoffmengen und dem Schmieröl kommt. Die bislang eingesetzten Öl- und Additivformulierungen müssen zur Beibehaltung der heute üblichen Wartungsintervalle weiterentwickelt werden.

Als wesentlicher Faktor für die gesellschaftliche Akzeptanz und den Erfolg der maritimen Energiewende dürfen aber vor allem die bei der Verbrennung der alternativen Energieträger entstehenden Luftschadstoffe nicht unberücksichtigt bleiben. Denn auf internationaler Ebene werden bislang lediglich NO_x- und SO_x-Emissionen reglementiert, während die Anzahl sogenannter Emission Control Areas (ECA) noch gering ist. Die Großmotorenindustrie ist daher aufgerufen auch ohne aktuell vorhandene Grenzwerte (bspw. für N₂O, NH₃, CO, HCHO) niedrigste Emissionsniveaus durch die Entwicklung fortschrittlicher Abgasnachbehandlungstechnologien anzustreben. Denn durch die fortschreitende Emissionsgesetzgebung an Land (z. B. EURO-7) sowie die Elektrifizierung des Straßenverkehrs können bereits heute die auf Menschen und Umwelt einwirkenden Immissionsanteile in Küsten- und Hafenregionen größtenteils aus der Schifffahrt stammen.

Impuls Erneuerbare Antriebsenergien in der Land- und Forstwirtschaft

Klaus Thuncke, Edgar Remmele (Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ))

Die deutsche Land- und Forstwirtschaft verbraucht jährlich rund 2,1 Mrd. Liter fossilen Dieselmotorkraftstoff bzw. 74,4 PJ Antriebsenergie [Generalzolldirektion (2018), (2024)]. Dabei werden Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) in Höhe von rund 5,8 Mio. t CO₂-Äquivalente freigesetzt [UBA (2024b)]. Dieser Wert beschreibt nur die bei der Verbrennung entstehenden Treibhausgase „Tank-to-Wheel“ und schließt die der Vorkette, also beispielsweise Erdölgewinnung, Raffination und Transporte, nicht mit ein.

Die THG-Emissionen aus der Dieselmotorkraftstoffnutzung sollen spätestens bis zum Jahr 2045 so weit reduziert werden, dass gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz Netto-Treibhausgasneutralität erreicht werden kann. Dies ist durch Kraftstoffeinsparung bzw. Effizienzsteigerung in Verbindung mit der Substitution von fossilem Kraftstoff durch erneuerbare Antriebsenergien möglich. Aufgrund der langen Nutzungsdauer landwirtschaftlicher Maschinen ist es erforderlich, nicht nur für Neumaschinen, sondern auch für Bestandsmaschinen Lösungen für die Umstellung auf erneuerbare Antriebsenergien zu finden.

Zu den mobilen Maschinen, die in der Land- und Forstwirtschaft eingesetzt werden, zählen Zugmaschinen, wie Traktoren, oder selbstfahrende Arbeitsmaschinen, wie Mähdrusch, Maishäcksler, Forstharvester, Rückefahrzeuge, Teleskop- und Hoflader sowie Futtermischwagen. Die Einsatzintervalle und -zeiten der Maschinen variieren zwischen täglich und saisonal sowie von einmal oder mehrmals wenigen Minuten am Tag bis zum 24-Stunden-Dauereinsatz. Das jeweilige Nutzungsprofil bestimmt die erforderlichen Betankungsintervalle mit Kraftstoffen bzw. die Ladeintervalle mit elektrischem Strom und somit die praxisgerechten Einsatzmöglichkeiten alternativer Antriebsoptionen.

Die technischen Optionen für den Antrieb landwirtschaftlicher Maschinen verschiedener Leistungskategorien mit erneuerbarer Energie werden in [Remmele (2020)] beschrieben und in der KTBL-Sonderpublikation von [Eckel (2023)] hinsichtlich Chancen und Herausforderungen näher diskutiert und bewertet.

Die Bewertung erfolgte durch ein Expertengremium anhand von zwölf Kriterien:

- Chemische und physikalische Eigenschaften des Energieträgers,
- Rohstoffpotenzial / Potenzial für elektrische Energie,
- Verfügbarkeit einer Technologie für die Bereitstellung von Energieträgern,
- Verfügbarkeit des Energieträgers am Markt,
- Energieeffizienz der Energieträgerbereitstellung,
- Wirkungsgrad des Antriebssystems,
- Infrastruktur für Betankung oder Laden,
- Betankung oder Ladevorgang,
- Energiespeicherkapazität,
- Verfügbarkeit der Maschinen am Markt,
- Investitions- und Betriebskosten sowie
- Regionale Wertschöpfung und Selbstversorgung.

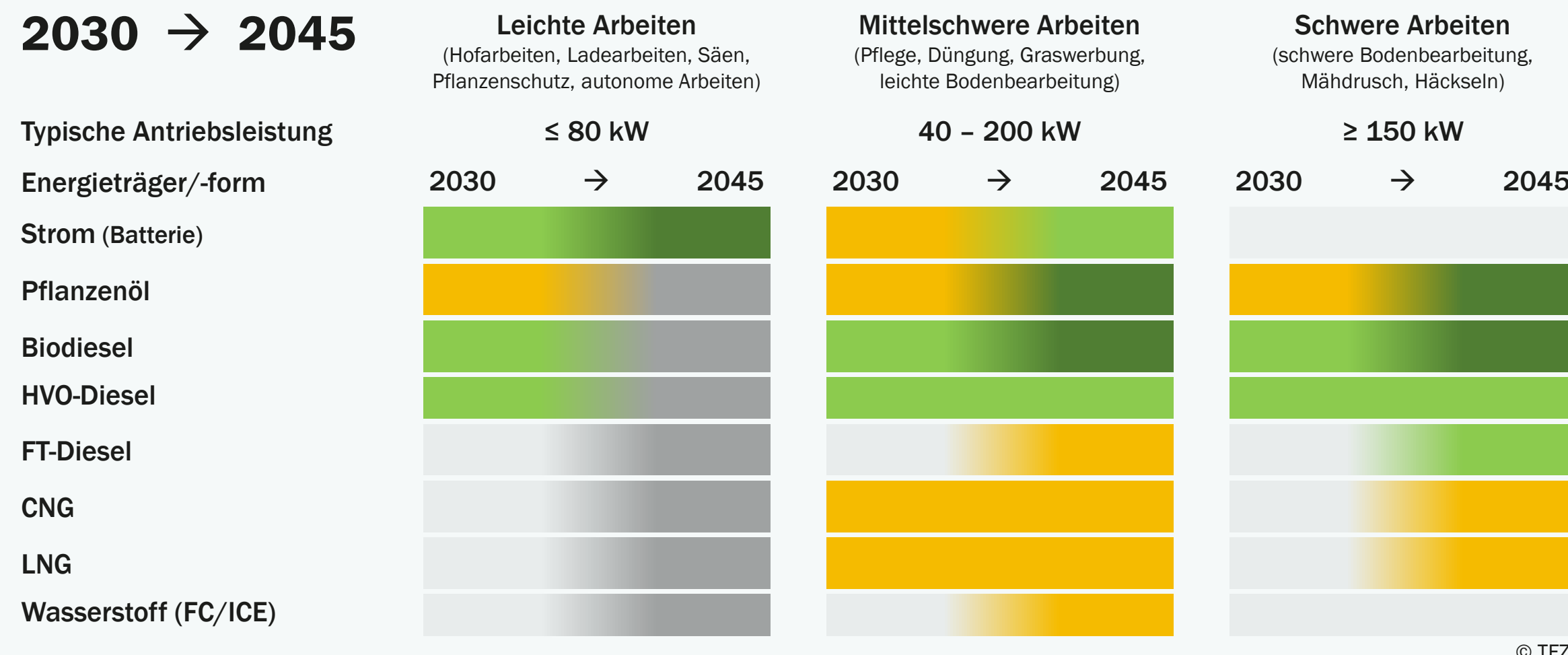
Abbildung 1-8 zeigt die technisch möglichen Antriebsoptionen für die Jahre 2030 und 2045 für unterschiedliche Arbeitserfordernisse in der Land- und Forstwirtschaft.

Das KTBL-Expertengremium kam zu dem Ergebnis, dass es im Jahr 2030 möglich sein wird, leichte Arbeiten (Leistung ≤ 80 kW, z. B. Hof- und Ladearbeiten, Säen, Pflanzenschutz, autonome Arbeiten) mit Maschinen durchzuführen, die entweder mit elektrischem Strom oder aber auch mit Biodiesel und HVO in einem Verbrennungsmotor angetrieben werden. Teilweise werden auch Maschinen zur Verfügung stehen, die Pflanzenölkraftstoff nutzen können. Mittelschwere Arbeiten (40-200 kW, z. B. Pflege, Düngung, Graswerbung, leichte Bodenbearbeitung) werden überwiegend mit Biodiesel und HVO-Kraftstoff verrichtet werden können. Auch die Nutzung von Pflanzenölkraftstoff, CNG und LNG (komprimiertes bzw. verflüssigtes Erdgas) sowie batterieelektrischen Antrieben wird unter günstigen Bedingungen möglich sein. Für schwere Arbeiten (≥ 150 kW, schwere Bodenbearbeitung, Mähdrusch, Häckseln) stehen Biodiesel,

HVO und eventuell auch Maschinen, die mit Pflanzenölkraftstoff angetrieben werden, zur Verfügung. Im Jahr 2030 stehen strombasierte Kraftstoffe zum Beispiel aus Fischer-Tropsch-Synthese oder auch grüner Wasserstoff voraussichtlich nicht zur Verfügung.

Im Jahr 2045 dominiert für leichte Arbeiten der batterieelektrische Antrieb. Für mittelschwere und schwere Arbeiten zeichnet sich als beste Option die Nutzung von Pflanzenöl und Biodiesel als Kraftstoff ab. Zum Teil können mittelschwere Arbeiten auch schon mit batterieelektrischen Antrieben bewerkstelligt werden. Auch HVO steht für mittelschwere und schwere Arbeiten zur Verfügung. Unter günstigen Umständen können auch Fischer-Tropsch-Diesel, CNG, LNG und Wasserstoff für mittelschwere Arbeiten genutzt werden. Für schwere Arbeiten kann Fischer-Tropsch-Kraftstoff auch gezielt zum Einsatz kommen und unter günstigen Umständen, insbesondere wenn Betankungsmöglichkeiten in der Nähe vorhanden sind, können auch CNG und LNG, genutzt werden. Batterieelektri-

2030 → 2045



Legende

- Für landwirtschaftliche Maschinen umsetzbare bevorzugte Optionen: Maschine und Energieträger sind am Markt verfügbar, eignen sich für die jeweiligen landwirtschaftlichen Arbeiten, sind kostengünstig, der Ressourceneinsatz ist effizient. Eine regionale Bereitstellung der Energieträger ist möglich.
- Für landwirtschaftliche Maschinen umsetzbar: Maschine und Energieträger sind am Markt verfügbar und eignen sich für die jeweiligen landwirtschaftlichen Arbeiten.
- Für landwirtschaftliche Maschinen teilweise umsetzbar: Maschine und Energieträger sind am Markt unter optimistischen Annahmen verfügbar, die Eignung für die jeweiligen landwirtschaftlichen Arbeiten ist teilweise gegeben.
- Für landwirtschaftliche Maschinen umsetzbar: Es sind aber besser geeignete Alternativen verfügbar.
- Geeignete erneuerbare Energieträger und dazu passende Antriebe sind nicht verfügbar.

Abb. 1-8 Technisch mögliche Antriebsoptionen landwirtschaftlicher Maschinen in den Jahren 2030 und 2045 für unterschiedliche Arbeitserfordernisse [Eckel (2023)]

sche Antriebe und auch Wasserstoff als Energieträger werden für schwere Arbeiten in der Land- und Forstwirtschaft auch 2045 keine Option sein.

Bei der Umstellung von fossilen Energieträgern auf Antriebssysteme mit erneuerbaren Antriebsenergien in Landmaschinen ist umgehendes Handeln erforderlich. Die lange Lebensdauer landwirtschaftlicher Maschinen bedingt, dass in vielen Fällen die nächste Kaufentscheidung bereits auf eine Maschine mit erneuerbaren Antriebssystemen fallen sollte. Damit die Transformation gelingen kann, kommen den beteiligten Akteursgruppen unterschiedliche Aufgaben zu. Diese werden durch [Eckel (2024)] näher beschrieben.

Auf Bundesebene ist der **politische Rahmen** für die Transformation zu setzen, indem die Zielerreichung skizziert, der Handlungsrahmen abgesteckt, Rechtssicherheit und Investitionssicherheit herbeigeführt sowie Signale zum Handeln ausgesendet werden.

Durch **finanzielle Förderung** von Bund und Ländern kann die Ernsthaftigkeit des Transformationsziels unterstrichen und die Umsetzung in die Praxis sowie die Erforschung und Entwicklung neuer Technologien können beschleunigt werden.

Des Weiteren können staatliche Einrichtungen beim Betrieb ihrer eigenen mobilen Maschinen mit gutem Beispiel vorangehen und erneuerbare Antriebsenergien einsetzen, damit als **Vorbild** wirken **und** durch gezielte **Demonstration** neuer Technologien Aufmerksamkeit wecken.

Universitäten, Hochschulen sowie Bundes- und Landesforschungseinrichtungen können durch **Forschung und Entwicklung** den Transformationsprozess unterstützen, indem sie zusammen mit der Industrie und der landwirtschaftlichen Praxis den Handlungsbedarf aufzeigen, Systeme optimieren und neue Technologien wie auch neue landwirtschaftliche Arbeitsverfahren auf den Weg bringen.

Den Einrichtungen für **Bildung und Beratung** kommt die Aufgabe zu, vorhandenes Wissen zu vermitteln, um faktenbasierte Entscheidungen zu ermöglichen.

Eine Querschnittsaufgabe für alle Akteure ist die **Kommunikation**: Erwartungen müssen mitgeteilt, Problembewusstsein geschaffen, Lösungen aufgezeigt und Chancen und Risiken benannt werden.

Der Industrie kommt die Aufgabe zu, ein **Angebot** an Neumaschinen und Lösungen für Bestandsmaschinen für die Nutzung erneuerbarer Energien bereitzustellen. Auch die Verfügbarkeit erneuerbarer Kraftstoffe und erneuerbaren Stroms muss sichergestellt werden. Zum Teil können auch Landwirte durch Biokraftstoffherzeugung und Strombereitstellung die Versorgungssicherheit erhöhen und Wertschöpfung generieren.

Schließlich sind Landwirtschaft und landwirtschaftliche Dienstleister, wie z. B. Lohnunternehmer, aufgerufen, die **Umsetzung** der Transformation des Maschinenparks anzugehen. [Eckel (2024)]



2 Verkehr und seine Infrastruktur

Jörg Schröder, Kati Görsch

2.1	Verkehrsleistung	23
2.2	Fahrzeugbestand	24
Exkurs	Verbrauch und Alter spezifischer Verkehrsmittel	28
2.3	Tank- und Ladeinfrastruktur	29
2.4	Endenergieverbrauch	30
2.5	Treibhausgasemissionen	32

Schröder, J.; Görsch, K. (2025): Verkehr und seine Infrastruktur. In: Schröder, J.; Görsch, K. (Hrsg.): *Erneuerbare Energien im Verkehr. Monitoringbericht*. S. 22-32. Leipzig: DBFZ. ISBN: 978-3-949807-23-7. DOI: 10.48480/w11j-9w27

Verkehr ist eng mit dem Begriff der Mobilität verbunden. Beides beschreibt die Bewegung von Menschen und Gütern innerhalb einer Region oder zwischen verschiedenen Orten. Mobilität bezieht sich auf die Fähigkeit bzw. den Bedarf sich fortzubewegen – sei es zu Fuß, mit dem Fahrrad, dem Auto oder öffentlichen Verkehrsmitteln. Verkehr hingegen bezeichnet die organisatorischen und infrastrukturellen Aspekte dieser Bewegung, einschließlich Straßen, Schienen, Flughäfen und Häfen. Verkehr bildet entsprechend dieser Definition die realisierte Mobilität ab. Die Herausforderungen in diesem Bereich umfassen die Verbesserung der Verkehrsflüsse, die Reduzierung von Umweltauswirkungen und die Förderung nachhaltiger Mobilitätslösungen. Effektive Mobilität und Verkehrsplanung sind entscheidend für die wirtschaftliche Entwicklung und die Lebensqualität in Städten und Regionen. Der vorliegende Bericht konzentriert sich nur auf den Teilaspekt der Energiebereitstellung für den Verkehr. Für eine bedarfsorientierte Analyse zu erneuerbaren Energien im Verkehr sind entsprechend die Verkehrsleistung, die verschiedenen Verkehrsmittel und deren Energieverbrauch sowie die zugehörige Infrastruktur zur Energiebereitstellung relevante Parameter, deren Status quo nachfolgend näher beschrieben wird.

Fahrzeuge lassen sich nach einer Vielzahl verschiedener Kriterien, wie Verkehrsträger, Anwendungsbereich oder Gewichtsklasse, unterscheiden. Tabelle 2-1 zeigt die in diesem Bericht verwendete Unterteilung und die Termini für motorisierte Verkehrsmittel auf. Zusätzlich werden im Bericht die Land-, Forst- und Baumaschinen dargestellt, die zwar nicht dem Verkehr zugeordnet werden, aber die klassischen Energieträger des Verkehrs nutzen. Nichtmotorisierte Verkehrsmittel (z. B. Fahrrad), Fußgänger oder verschiedene motorisierte Kleinstfahrzeuge (z. B. E-Scooter und Reha-Scooter) werden im Bericht nicht thematisiert.

Die verschiedenen Verkehrsmittel können nur miteinander verglichen werden, wenn sie dem gleichen Mobilitätswert dienen. Aus diesem Grund werden die Verkehrsarten nach charakteristischen Wegdistanzen sowie nach Personen- und Güterverkehr unterteilt. Diesen Betrachtungsräumen lassen sich typische Verkehrsmittel zuordnen. Das Umweltbundesamt (UBA) nutzt für seine Bewertungen folgende Einteilung [Allekotte (2019)]:

- Nahverkehr im verdichteten Raum bis 15 km
- Nahverkehr im ländlichen Raum bis 15 km
- Regionalverkehr zwischen 15 und 100 km
- Fernverkehr über 100 km

Tab. 2-1 Unterteilung Fahrzeuge nach Verkehrsmittel

Verkehrsmittel	Symbol
Kleinkrafträder	
Krafträder	
Personenkraftwagen (Pkw)	
Leichte Nutzfahrzeuge (LNF)	
Mittelschwere und schwere Lastkraftwagen (Lkw)	
Sattelzugmaschinen (SZM)	
Kraftomnibusse (Bus) im Nahverkehr	
Kraftomnibusse (Bus) im Regional- und Fernverkehr	
Flugzeuge	
Seegehende Schiffe	
Binnen- und küstennahe Schiffe	
Triebwagen und Lokomotiven	
Land- und Forstmaschinen	
Baumaschinen und Baugeräte	
Großmotoren	

2.1 Verkehrsleistung

Die Verkehrsleistung ist ein zentraler Parameter in der Verkehrsstatistik und beschreibt die Gesamtdistanz, die Fahrzeuge oder Personen während eines bestimmten Zeitraums zurücklegen. Sie wird oft in Personenkilometern (Pkm) oder Tonnenkilometern (tkm) angegeben und dient dazu, das Ausmaß und die Intensität des Verkehrs zu quantifizieren. Die Verkehrsleistung ermöglicht es, Verkehrstrends zu analysieren, die Nutzung von Verkehrsträgern zu bewerten und die Effizienz von Transportnetzen zu beurteilen. Für die bedarfsorientierte Bereitstellung von erneuerbaren Energien im Verkehr ist die Kenntnis der Verkehrsleistung unerlässlich, um Infrastrukturbedürfnisse zu prognostizieren und Investitionsentscheidungen zu treffen.

Personenverkehr

Der Personenverkehr wird weltweit durch den Pkw dominiert (Abbildung 2-1). Jedoch ist diese Verteilung in den verschiedenen Regionen unterschiedlich stark ausgeprägt. In Europa, Lateinamerika und im Nahen Osten werden etwa 50 % und in Nordamerika/Australien etwa 75 % der Verkehrsleistung mit dem Pkw getätigt. In Asien und Afrika liegt der Anteil teilweise deutlich unter 30 % – in Afrika dominiert der öffentliche Verkehr mit Bus und speziell im asiatischen Raum sind verstärkt Moped, Roller, Motorrad und Zug vertreten. (eigene Berechnung auf Basis von [OECD (2024)]) In Deutschland hat der Pkw-Verkehr einen Anteil von 79 % bei einer Verkehrsleistung von ca. 1.000 Mrd. Pkm (Tabelle 2-2), gefolgt vom Bahnverkehr mit 9 %. Die Berechnungen für diesen Abschnitt basieren auf [Eurostat (2022f), (2022h), (2023f), (2024f); OECD (2015), (2024)].

In den vergangenen Jahren kam es aufgrund der COVID-19-Pandemie und der europäischen Energiekrise von 2022 zu einer gewissen Stagnation in der Verkehrsleistung. Das Vorkrisenniveau wird in den kommenden Jahren schnell wieder erreicht und übertroffen werden [OECD (2023)].

Tab. 2-2 Personenverkehrsnachfrage, eigene Berechnung auf Basis von [Eurostat (2022f), (2022h), (2023f), (2024d); OECD (2015), (2024)]

Kategorie	Personenverkehr
Deutschland	
Verkehrsleistung	1.064 Mrd. Pkm ²⁰²²
Trend	↘
EU-27	
Verkehrsleistung	6.327 Mrd. Pkm ²⁰²²
Trend	↗
Welt	
Verkehrsleistung	54.132 Mrd. Pkm ²⁰²²
Trend	N/A

Hinweis zum Abschnitt:

- Die verschiedenen Aspekte werden für eine bessere Lesbarkeit jeweils in einer Übersichtstabelle zusammengefasst.
- Die beschriebenen Aspekte werden mit Bezug auf das jeweilige Verkehrsmittel mit dem in Tabelle 2-1 verwendeten Symbol gekennzeichnet.
- Die Bezeichnung „EU-27“ entspricht der Europäischen Union ab 2020.
- Die aufgeführten Daten sind in der Regel mathematisch gerundete Zahlenangaben. Daten mit dem Präfix „>“ entsprechen nur der nachweisbaren Größe, fallen aber offensichtlich höher aus als die verfügbaren (Teil-)Datensätze einzelner Länder.
- Nichtverfügbare Daten werden mit „N/A“ gekennzeichnet
- Die jeweiligen Bezugsjahreszahlen werden in hochgestellter Formatierung (z. B. ²⁰²²) in der Tabelle angegeben.
- Für die Änderung im vergangenen 10-Jahreszeitraum werden fünf verschiedene Pfeilsymbole verwendet:
 - eine Änderung von mindestens +25 % zum Basisjahr wird mit ↗ gekennzeichnet,
 - eine Änderung zwischen +5 % bis +25 % zum Basisjahr wird mit ↗ gekennzeichnet,
 - eine Änderung zwischen -5 % bis +5 % zum Basisjahr wird mit → gekennzeichnet,
 - eine Änderung zwischen -25 % bis -5 % zum Basisjahr wird mit ↘ gekennzeichnet und
 - eine Änderung von mindestens -25 % zum Basisjahr wird mit ↘ gekennzeichnet.

Personenverkehr in Mrd. Pkm

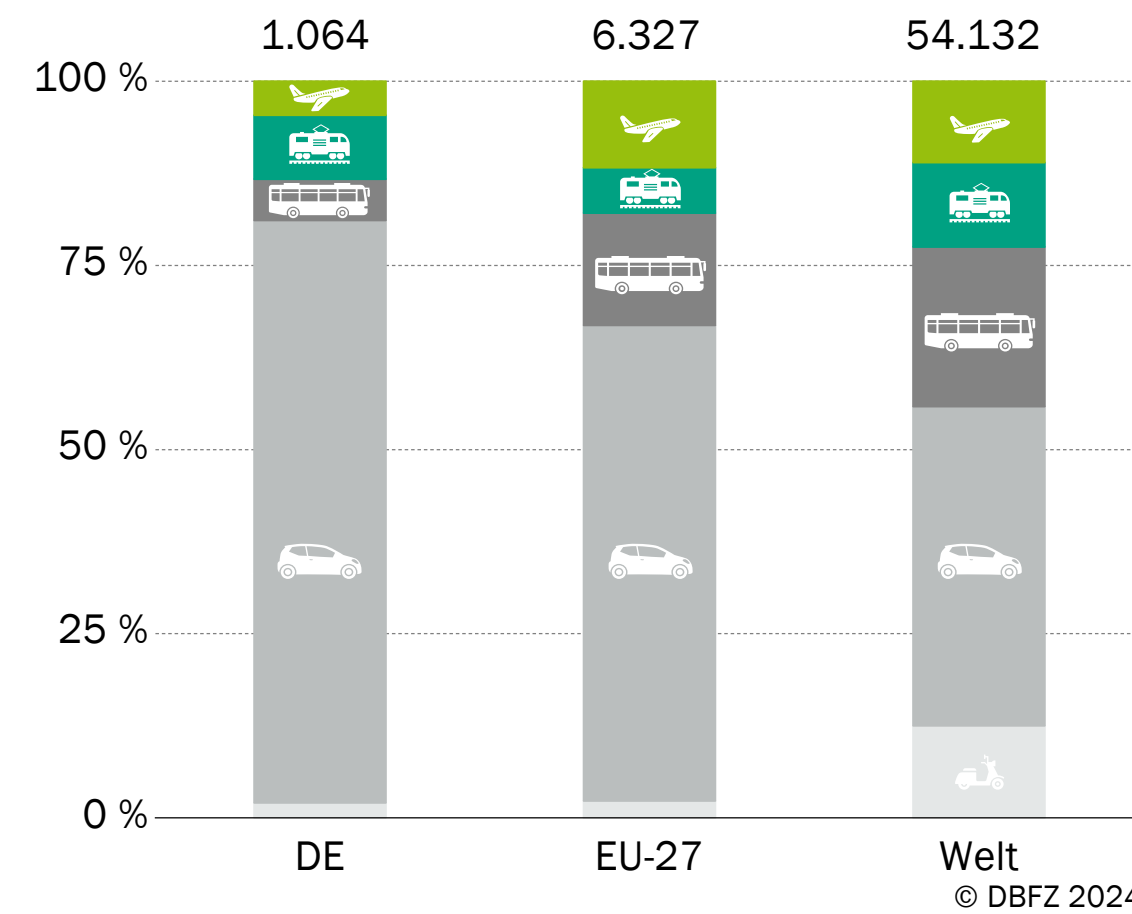


Abb. 2-1 Modal Split der Verkehrsleistung für Personenverkehr, eigene Berechnung auf Basis von [Eurostat (2022b), (2022c), (2022f), (2022h), (2023f), (2023g), (2024c), (2024d), (2024e), (2024f); OECD (2015), (2024)]

Güterverkehr

Die Verkehrsleistung im Güterverkehr wird in Deutschland durch den Straßengüterverkehr dominiert. Etwa die Hälfte der über 500 Mrd. tkm (Tabelle 2-3) werden durch Lastkraftwagen und Sattelzugmaschinen umgesetzt, gefolgt von der Bahn mit einem Anteil von 23 %. Weltweit und auch in Europa dominiert im Güterverkehr hingegen der Seeverkehr (Abbildung 2-c2). Diese Diskrepanz zu Deutschland ist insofern nachvollziehbar, dass einerseits große Gütermengen über große Distanzen nur mit dem Schiff effizient transportiert werden können und andererseits zwei der drei für Deutschland wichtigen Seehäfen (Rotterdam, Antwerpen und Hamburg) außerhalb von Deutschland liegen. Flugzeuge spielen hingegen mit einem Anteil von unter 0,5 % eine untergeordnete Rolle im Güterverkehr. Die Berechnungen für diesen Abschnitt basieren auf [Eurostat (2022b), (2022c), (2023c), (2023g), (2024e); OECD (2024)].

Tab. 2-3 Güterverkehrsnachfrage, eigene Berechnung auf Basis von [Eurostat (2022b), (2022c), (2023c), (2023g), (2024e); OECD (2024)]

Kategorie	Güterverkehr
Deutschland	
Verkehrsleistung	538 Mrd. tkm ²⁰²²
Trend	→
EU-27	
Verkehrsleistung	7.133 Mrd. tkm ²⁰²²
Trend	↗
Welt	
Verkehrsleistung	176.600 Mrd. tkm ²⁰²²
Trend	N/A

Güterverkehr in Mrd. tkm

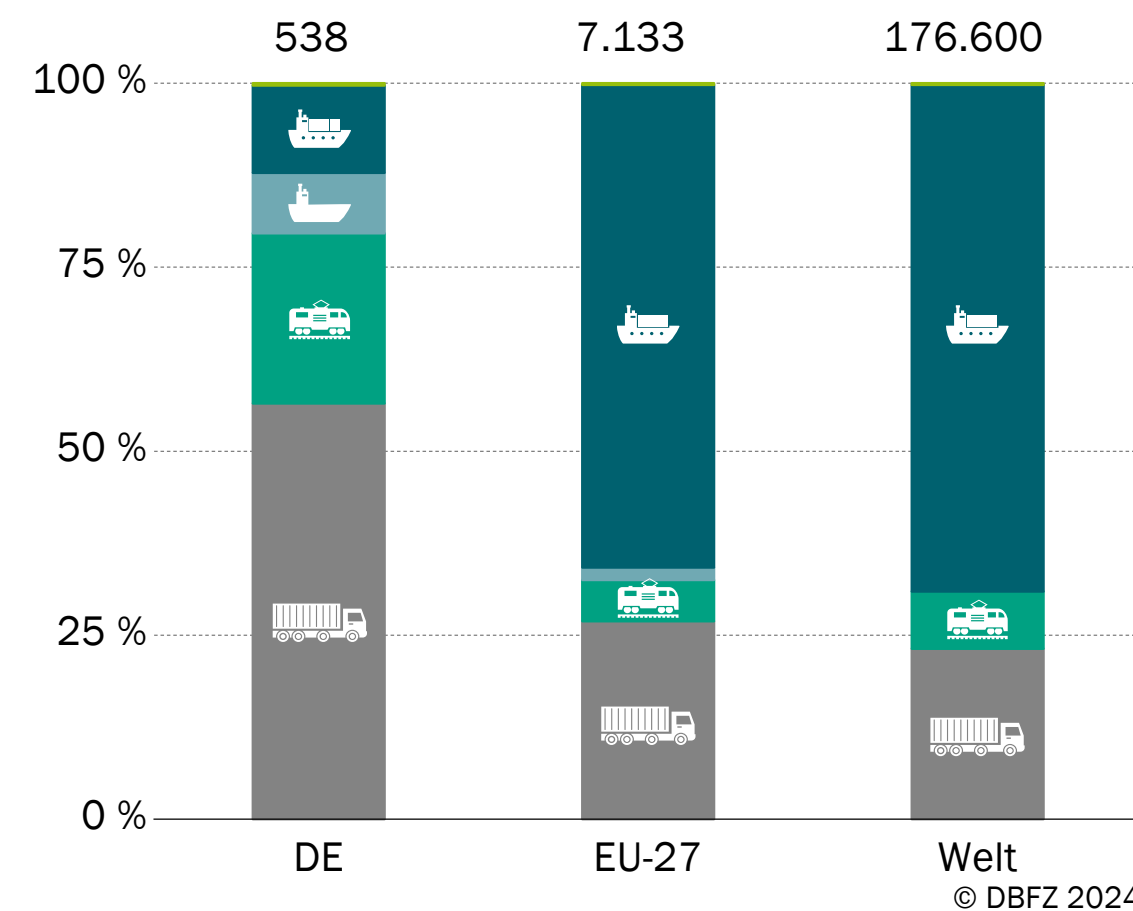


Abb. 2-2 Modal Split der Verkehrsleistung für Güterverkehr, eigene Berechnung auf Basis von [Eurostat (2022b), (2022c), (2022f), (2022h), (2023f), (2023g), (2024c), (2024d), (2024e), (2024f); OECD (2015), (2024)]

2.2 Fahrzeugbestand

Im Folgenden werden der Status quo und der aktuelle Trend für den deutschen, europäischen und weltweiten Fahrzeugbestand und die charakteristischen Eigenschaften der verschiedenen Fahrzeugtypen beschrieben.

Krafträder umfassen alle motorisierten zwei- und dreirädrigen Fahrzeuge (Tabelle 2-4). Sie unterteilen sich in Abhängigkeit ihrer Leistungsstufe in Motorräder (keine Hubraum- oder Leistungsbeschränkung), Leichtkrafträder (maximal 125 cm³ Hubraum, maximal 11 kW Leistung) und Kleinkrafträder wie Mofas, kleine Roller, Mopeds, Mokicks und S-Pedelecs (maximal 50 cm³ Hubraum, maximal 4 kW Leistung, maximal 45 km/h Höchstgeschwindigkeit). Während Motorräder in der Regel einen Verbrennungsmotor (Benzin) als Antrieb nutzen, gewinnen elektrisch betriebene Klein- und Leichtkrafträder wie S-Pedelecs und Elektroller zunehmend an Bedeutung.

Tab. 2-4 Bestand Krafträder, Hinweis: Der weltweite Bestand beinhaltet ebenso Klein- und Leichtkrafträder. eigene Berechnung auf Basis von [Airtable (2024); BloombergNEF (2023); Eurostat (2023b), (2023d); Grehl (2018); KBA (2024a)]

Kategorie	Deutschland	EU-27	Welt
Anzahl	> 2 Mio. ²⁰¹⁶	> 12,8 Mio. ²⁰²²	
Trend	N/A	↗	
BEV	N/A	N/A	
Anzahl	5 Mio. ²⁰²²	> 24,7 Mio. ²⁰²²	> 710 Mio. ^{2007 bis 2022}
Trend	↗	↑	N/A
BEV	1,2 %	N/A	41 %

Personenkraftwagen (Pkw) sind Kraftfahrzeuge zur Personenbeförderung mit mindestens vier Rädern und höchstens acht Sitzplätzen (zusätzlich zum Fahrersitz). Der Pkw-Bestand (Tabelle 2-5) wird derzeit von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor (engl.: Internal Combustion Engine Vehicle, ICEV) sowie Benzin- und Dieselmotoren als Energieträger dominiert. Auch wenn sich der Anteil an alternativen Antriebsformen im Pkw-Segment auf einem niedrigen Niveau befindet, ist dieser im Vergleich zu anderen

Fahrzeugsegmenten überproportional hoch. Insbesondere Elektrofahrzeuge (engl.: Battery Electric Vehicle, BEV) fanden in den vergangenen Jahren verstärkt Absatz (Abbildung 2-3 und Abbildung 2-4). Pkws, angetrieben mit komprimiertem Erdgas/Methan (engl.: Compressed Natural Gas, CNG), Autogas (engl.: Liquefied Petroleum Gas, LPG) oder Wasserstoff im Brennstoffzellenfahrzeug (engl.: Fuel Cell Electric Vehicle, FCEV), finden hingegen aktuell nahezu keinen Absatz.

Tab. 2-5 Bestand Pkw, eigene Berechnung auf Basis von [ACEA (2023); EAFO (2024); Eurostat (2022g); Hedges Company (2024); IEA (2024a); KBA (2024a)]

Kategorie	Deutschland	EU-27	Welt
Anzahl	49 Mio. ²⁰²²	253 Mio. ²⁰²²	1,5 Mrd. ²⁰²³
Trend	↗	↗	↑
Alternativantriebe	3,7 %	5,4 %	N/A
BEV	2,8 %	1,7 %	1,9 %

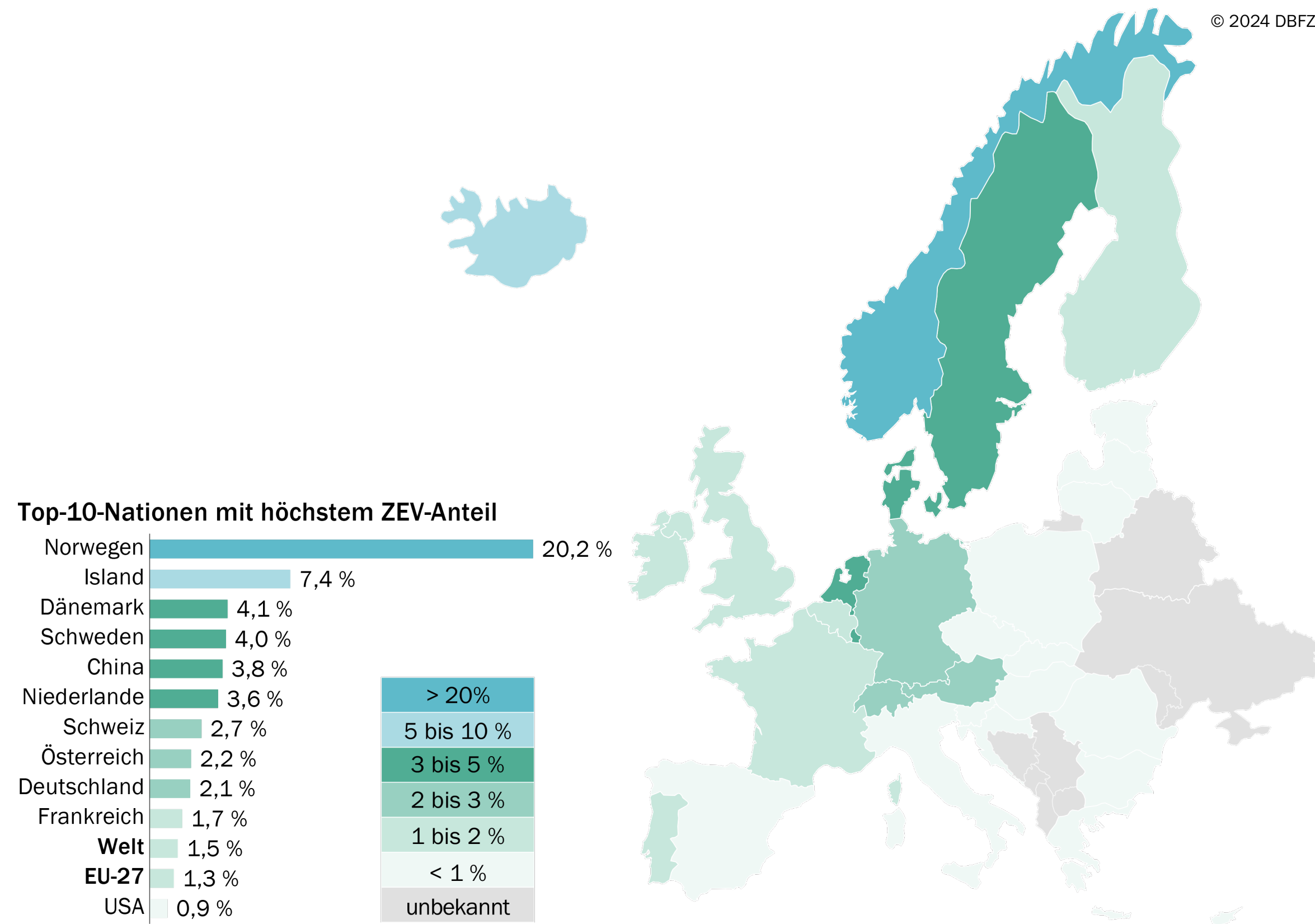


Abb. 2-3 Anteil emissionsfreier Fahrzeug im Pkw-Segment (engl. Zero Emission Vehicles, ZEV; hier: BEV und FCEV), Stand 2022, Datenbasis: [Eurostat (2024a); IEA (2024b)]

DE | Anzahl Pkw-Neuzulassungen

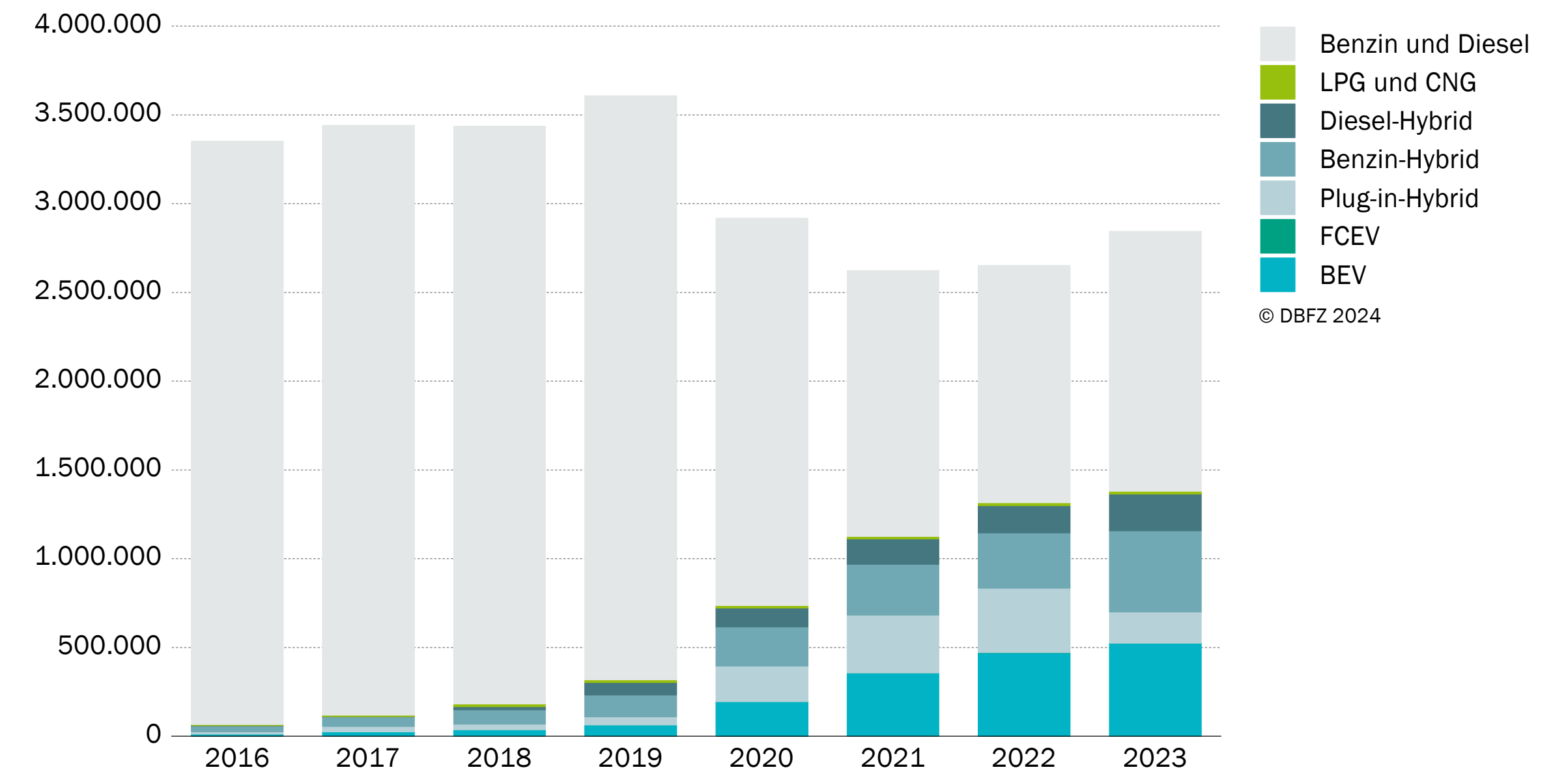





Abb. 2-4 Anzahl Pkw-Neuzulassungen in Deutschland, aufgeteilt nach Antriebsart, Datenbasis: [Eurostat (2022g)]


Leichte Nutzfahrzeuge (LNF), Lastkraftwagen (Lkw) und Sattelzugmaschinen (SZM) sind Nutzfahrzeuge zur Lastenbeförderung, die nach ihrer Bauart und Einrichtung zum Transport von Gütern im Straßenverkehr bestimmt sind (Tabelle 2-6). Lastkraftwagen unterteilen sich entsprechend ihrer zulässigen Gesamtmasse in leichte Nutzfahrzeuge (< 3,5 t), mittelschwere Lkw (3,5 t bis 12 t) und schwere Lkw (> 12 t). Der Dieselmotor ist mit ca. 98 % Marktanteil die dominierende Antriebsform, alternative Antriebsformen wie Elektro-, Brennstoffzellen- oder Gasantriebe sind weiterhin nur ein Nischenprodukt.

Tab. 2-6 Bestand Nutzfahrzeuge, eigene Berechnung auf Basis von [ACEA (2023); BloombergNEF (2023); EAFO (2024); Eurostat (2022d), (2023a); IEA (2024b); KBA (2024a)]

Kategorie	Deutschland	EU-27	Welt
			
Anzahl	3,1 Mio. 2022	0,5 Mio. 2022	0,2 Mio. 2022
Trend	↑	→	↑
Alternativantriebe	3,2 %	0,9 %	2,5 %
BEV	2,3 %	0,6 %	0,2 %
			
Anzahl	26 Mio. 2022	4,4 Mio. 2022	2,2 Mio. 2022
Trend	↑	↗	↑
Alternativantriebe	3,0 %	0,7 %	< 0,1 %
BEV	1,2 %	0,2 %	< 0,1 %
			
Anzahl	165 Mio. 2020	82 Mio. 2020	
Trend	↗	↑	
BEV	0,9 %	0,4 %	


Busse (Kraftomnibusse) sind in Abgrenzung zum Pkw als Fahrzeuge zur Beförderung von neun oder mehr Personen (zusätzlich zum Fahrer) ausgelegt (Tabelle 2-7). Das Bus-Segment unterteilt sich weiterhin in Stadt- und Regionalbusse sowie in Fern- und Reisebusse. Der Großteil der Fahrzeuge ordnet sich den Stadt- und Regionalbussen zu. Ähnlich wie bei den Nutzfahrzeugen dominiert auch hier weiterhin der Dieselantrieb. Jedoch ist der Anteil alternativer Antriebe (Elektro-, Brennstoffzellen- oder Gasantriebe) insbesondere bei Stadtbussen stark steigend.

Tab. 2-7 Bestand Busse, eigene Berechnung auf Basis von [ACEA (2023); EAFO (2024); Eurostat (2022e); IEA (2024b); KBA (2024a)]

Kategorie	Deutschland	EU-27	Welt
			
Anzahl	85 Tsd. 2022	0,7 Mio. 2022	19 Mio. 2023
Trend	↗	→	→
Alternativantriebe	4,3 %	6,0 %	N/A
BEV	3,0 %	2,3 %	3,6 %

Luftfahrzeuge umfassen Verkehrsflugzeuge und -hubschrauber, die von Fluggesellschaften oder Privatunternehmen im öffentlichen Verkehr betrieben werden und deren Haupteinsatzzweck kommerziell ausgerichtet ist (Tabelle 2-8). Im Normalfall werden Verkehrsflugzeuge mit Strahltriebwerken und Kerosin betrieben. Bei Kurzstreckenflugzeugen sowie Frachtflugzeugen sind zusätzlich oft ältere Propellermaschinen gemeldet. Als Alternativen werden zukünftig bei den Luftfahrzeugen batteriebetriebene Antriebe und Wasserstoffantriebe für kurze und mittlere Strecken angedacht, auch wenn sie derzeit noch keine Rolle spielen.


Tab. 2-8 Bestand Luftfahrzeuge, eigene Berechnung auf Basis von [CH-Aviation (2022); Eurocontrol (2022); Eurostat (2024b)]

Kategorie	Deutschland	EU-27	Welt
			
Anzahl	969 2022	5.723 2022	24 Tsd. 2022
Trend	↘	↗	N/A
Alternativantriebe	0 %	0 %	0 %

Binnenschiffe umfassen u. a. Frachtschiffe, Schlepper, Schubboote und Fahrgastschiffe, die in Binnengewässern wie Flüssen und Seen eingesetzt werden (Tabelle 2-9). Oftmals werden küstennah agierende Schiffe wie Küstenmotorschiffe zu den Binnenschiffen hinzugezählt. Als Antriebsform werden im europäischen Raum Dieselmotoren genutzt, im asiatischen Raum zusätzlich noch LPG-Gasmotoren. Weitere alternative Antriebe können beispielsweise batterieelektrisch oder mit LNG (engl.: Liquefied Natural Gas, LNG) in der Binnenschifffahrt umgesetzt werden. Mit einem mittleren Fahrzeugalter von 51 Jahren der unter deutscher Flagge

fahrenden Schiffe werden Binnenschiffe im Vergleich zu anderen Fahrzeugen am längsten genutzt. Damit ist ein kurzfristiger Austausch der Flotte in diesem Segment nur bedingt möglich, vielmehr erfolgt ein Tausch oder eine Erneuerung der Antriebseinheit nach Ablauf bzw. innerhalb des Nutzungszeitraums. Der weltweite Bestand lässt sich mit den verfügbaren Statistiken nicht abschätzen. Allein China verfügt über eine Flotte von mehr als 100.000 Binnenschiffen. [CCNR (2014), (2023); KBA (2024b); Statista (2024b)]

Tab. 2-9 Bestand Binnenschiffe, eigene Berechnung auf Basis von [CCNR (2014), (2023); KBA (2024b); Statista (2024b)]

Kategorie	Deutschland	EU-27	Welt
			
Anzahl	2.763 2022	14 Tsd. 2022	> 0,1 Mio. 2022
Trend	↓	↘	N/A
Alternativantriebe	0 %	0 %	0 %

Hochseeschiffe umfassen alle Handelsschiffe zur Beförderung von Gütern ab einer Bruttoreaumzahl von 1.000 GT (Gross Tonnage; Trockenfrachter und Tanker) und Personen auf hoher See (Tabelle 2-10). Zu den Hochseeschiffen gehören beispielsweise Öl-, Gas- und Chemikalienanker, Containerschiffe, Massengut- und Schüttgutfrachter sowie Kreuzfahrtschiffe. Hochseeschiffe werden heute standardmäßig mit Marine-Gasöl (MGO) und Schweröl (HFO) in Verbrennungsmotoren betrieben. Vor allem bei den Neubeschaffungen werden vermehrt zukunftsgerichtete Antriebsformen geordert, die neben dem klassischen Schiffsbrennstoff auch alternative Brennstoffe wie Flüssigerdgas/-methan oder Methanol nutzen können (Abbildung 2-5). Bei Schiffen unterhalb von 1.000 GT werden zusätzlich noch batteriebetriebene Schiffe als Alternativen geordert. [DNV (2024); UNCTADstat (2024)].

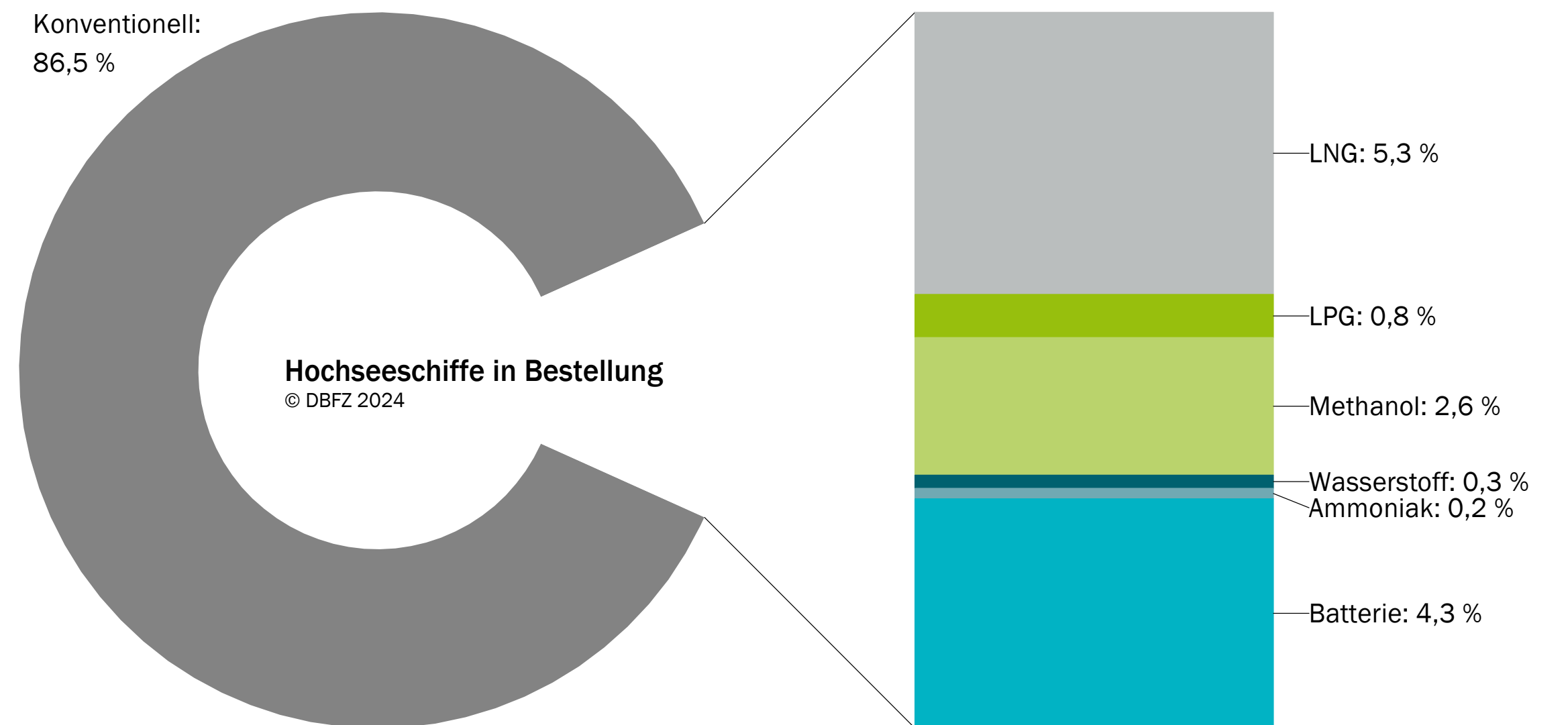




Abb. 2.5 Hochseeschiffe in Bestellung (Welt) ab 2024, Hinweis: Schiffe mit Batterieantrieb sind zumeist unterhalb von 1.000 GT, Datenbasis: [DNV (2024)]

Tab. 2-10 Bestand Hochseeschiffe, eigene Berechnung auf Basis von [DNV (2024); UNCTADstat (2024)]

Kategorie	Deutschland	EU-27	Welt
			
Anzahl	612 ²⁰²²	12 Tsd. ²⁰²²	0,1 Mio. ²⁰²²
Trend	↘	→	↗
Alternativantriebe	N/A	N/A	0,7 %

Schienefahrzeuge umfassen den Fahrzeugbestand an Lokomotiven, Triebwagen und -zügen mit Elektro- bzw. Dieselelektroantrieb für den Fern- und Regionalverkehr sowie den Güterverkehr (Tabelle 2-11). Die nicht-elektrifizierten Fahrzeuge verwenden vornehmlich Diesel als Antriebsenergeträger. Brennstoffzellenantriebe sind neben einer weiteren Elektrifizierung zukünftig als Alternative zum Dieselantrieb vorgesehen.


Tab. 2-11 Bestand Schienenfahrzeuge, eigene Berechnung auf Basis von [Eurostat (2023e); KBA (2024d); UIC (2023), (2024)]

Kategorie	Deutschland	EU-27	Welt
			
Anzahl	22 Tsd. ²⁰²²	46 Tsd. ²⁰²²	0,2 Mio. ²⁰²²
Trend	↘	→	N/A
Elektroantriebe	77 %	76 %	53 %

Land- und forstwirtschaftliche Zugmaschinen sind Nutzfahrzeuge, die ausschließlich oder überwiegend zum Mitführen von Anhängerfahrzeugen im land- oder forstwirtschaftlichen Bereich dienen, wie zum Beispiel Traktoren (Tabelle 2-12). Land- und Forstmaschinen haben in Deutschland ein durchschnittliches Alter von 29 Jahren. Dieses Alter lässt vermuten, dass nicht alle Fahrzeuge, die dieser Fahrzeugklasse zugeordnet werden, im professionellen Einsatz sind. Das Fahrzeugalter muss im Kontext der Leistungsklassen betrachtet werden (Abbildung 2-6): 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 oder Biomethan betriebenen Fahrzeugen. Perspektivisch wird die Antriebswahl stark von der Leistung und der täglichen Einsatzdauer abhängig sein. Hochrechnungen für Fahrzeugbestände werden in der EU-28 im Non-Road-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. [KBA (2014), (2024a); Mellios (2019); Worldbank (2024)].

Tab. 2-12 Bestand land- und forstwirtschaftliche Zugmaschinen, Datenbasis: [KBA (2014), (2024a); Mellios (2019); Worldbank (2024)]

Kategorie	Deutschland	EU-27	Welt
			
Anzahl	1,8 Mio. ²⁰²³	4,6 Mio. ²⁰¹⁹	24 Mio. ²⁰⁰²
Trend	↑	N/A	N/A
BEV	< 0,1 %	N/A	N/A
Alternativantriebe	0,1 %	N/A	N/A

Baumaschinen und Baugeräte sind alle stationären, semi-/mobilen oder mobilen Maschinen, die mit einem Verbrennungsmotor oder Elektromotor betrieben, im Non-Road-Bereich angewendet werden und dem Be- und Verarbeiten von Baustoffen oder anderen Einsatzzwecken dienen (Tabelle 2-13). Sie lassen sich nicht nur dem Bauwesen zuordnen, sondern werden beispielsweise zusätzlich in der Landwirtschaft oder im Untertage- und Tagebau eingesetzt (z. B. Bagger, Radlader, Förderbänder, Rasenmäher, Stromgeneratoren). Je nach Anwendungsprofil werden Baumaschinen (batterie-)elektrisch, benzin- oder dieselpetrieben genutzt, wobei insbesondere bei leistungsstarken Maschinen der Dieselmotor dominiert.

Tab. 2-13 Bestand Baumaschinen und Baugeräte, Datenbasis: [Heidt (2020); Mellios (2019)]

Kategorie	Deutschland	EU-27	Welt
			
Anzahl	0,8 Mio. ²⁰¹⁸	5 Mio. ²⁰¹⁹	N/A
Trend	N/A	N/A	N/A
Alternativantriebe	N/A	N/A	N/A

Großmotoren sind Verbrennungsmotoren mit sehr hohen Nennleistungen, die in der Regel mehrere tausend Kilowatt (kW) bis hin zu Megawatt (MW) erreichen können. Sie zeichnen sich durch große Abmessungen und ein hohes Drehmoment aus. Ihr grundlegendes Funktionsprinzip entspricht dem eines typischen Verbrennungsmotors, jedoch sind sie speziell für den Einsatz unter anspruchsvollen Bedingungen und für den kontinuierlichen Betrieb ausgelegt. Beispielhafte Anwendungsbereiche sind in der Schifffahrt, zur Stromerzeugung in Kraftwerken oder als Netzersatzanlagen, im Bergbau, im Bahnverkehr, als Pumpsysteme für Entwässerungssysteme, industrielle Anlagen und in der Erdölförderung. Für Großmotoren sind keine statistischen Angaben verfügbar.

DE | Bestand an land- und forstwirtschaftlichen Fahrzeugen

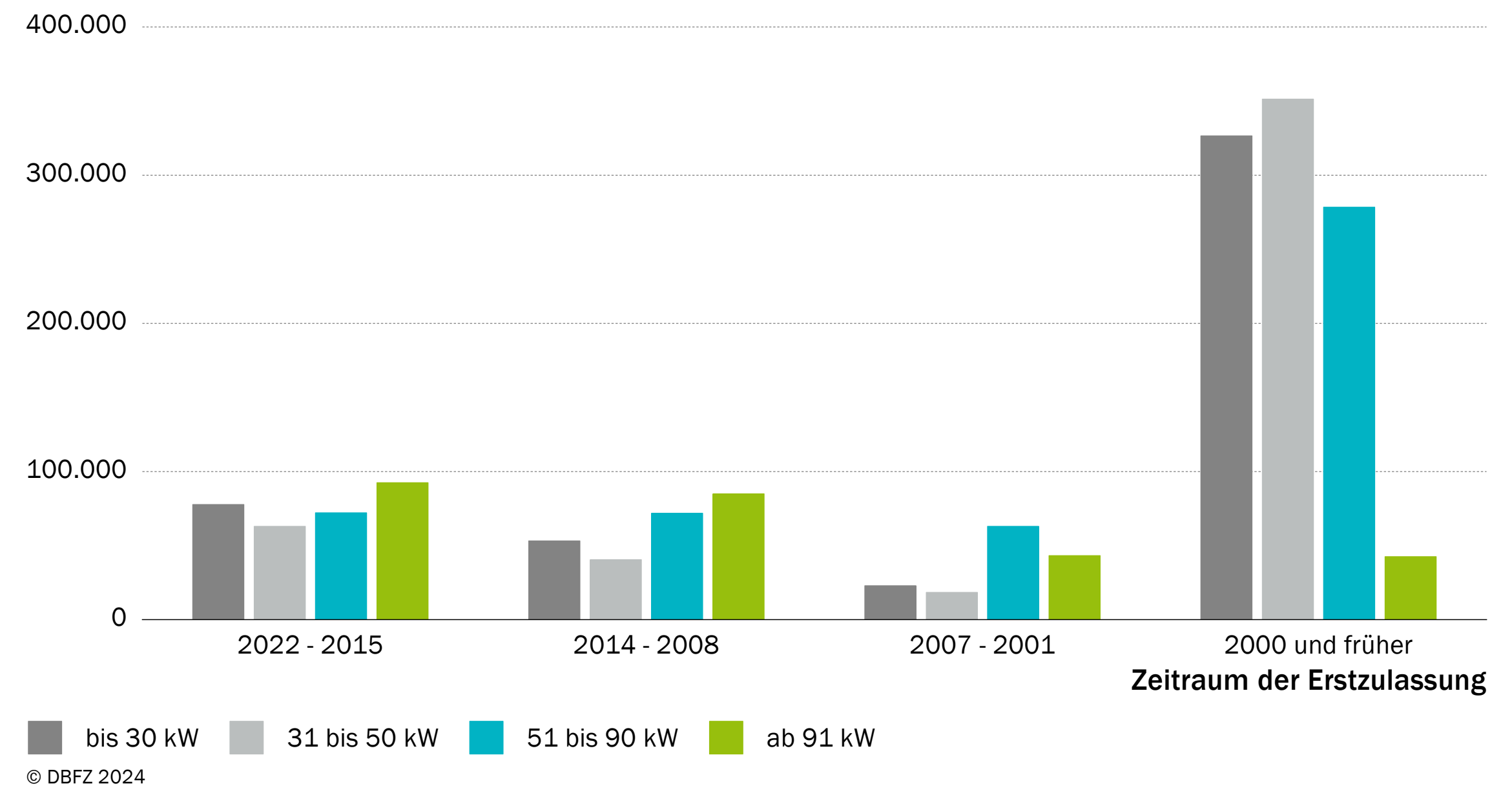


Abb. 2-6 Bestand an land- und forstwirtschaftlichen Fahrzeugen in Deutschland, Datenbasis: [KBA (2024a)]

Exkurs Verbrauch und Alter spezifischer Verkehrsmittel

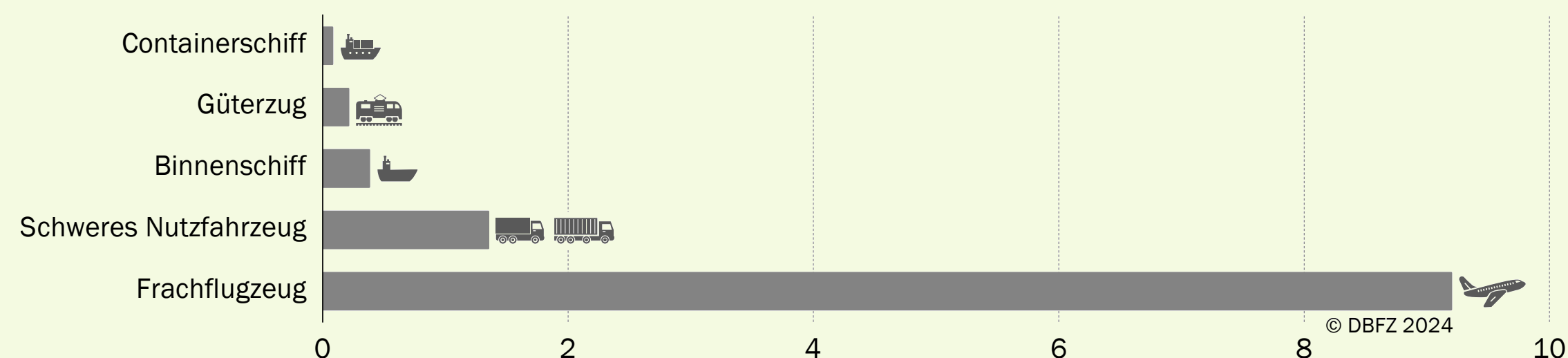
Der spezifische Energieverbrauch ist im Güterverkehr und Personenverkehr entscheidend für einen energieeffizienten Transport. Schiffe und Züge im Güterverkehr sowie Fernbusse und Züge im Personenverkehr weisen in der Regel einen niedrigeren spezifischen Verbrauch auf und sind somit umweltfreundlicher als Flugzeuge, Lkw und Pkw, die deutlich mehr Energie pro transportiertem Tonnen- bzw. Personenkilometer benötigen.

Eine Optimierung und verstärkte Nutzung energieeffizienter Transportmittel sind daher essenziell, um die Emissionen von Kohlendioxid (CO₂) im Verkehr zu reduzieren und die Ziele der Energiewende zu erreichen. Die Abbildung 2-7 stellt für europäische Fahrzeuge mittlere bzw. typische Verbräuche im Personen- und Güterverkehr dar.

Das Fahrzeugalter (Abbildung 2-8) hat im Kontext der Energiewende eine große Bedeutung, da ältere Fahrzeuge meist ineffizienter und umweltschädlicher sind. Moderne Fahrzeuge verfügen über fortschrittlichere Technologien, geringere spezifische Verbräuche und verfügen eher über die Freigabe neuar-

tiger klimafreundlicher Kraftstoffe. Eine Erneuerung der Fahrzeugflotten ist daher essenziell, um die Ziele der Energiewende zu erreichen und eine nachhaltige Mobilität zu gewährleisten, stößt jedoch aufgrund langer typischer Nutzungszeiten bei einzelnen Verkehrsmitteln an seine Grenzen.

Fahrzeugspezifischer Verbrauch im Güterverkehr in MJ/tkm



Fahrzeugspezifischer Verbrauch im Personenverkehr in MJ/Pkm

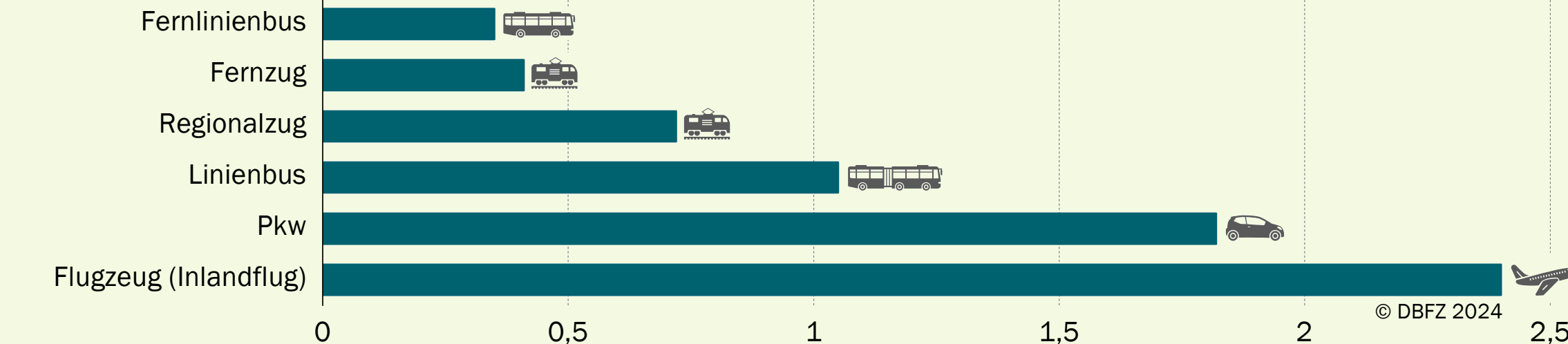


Abb. 2-7 Fahrzeugspezifischer Energieverbrauch im Güter- und Personenverkehr, eigene Berechnung auf Basis von [Deutsche Lufthansa AG (2023b); Eitze (2024); UBA (2024a)]

DE | Durchschnittliches Fahrzeugalter in Jahren

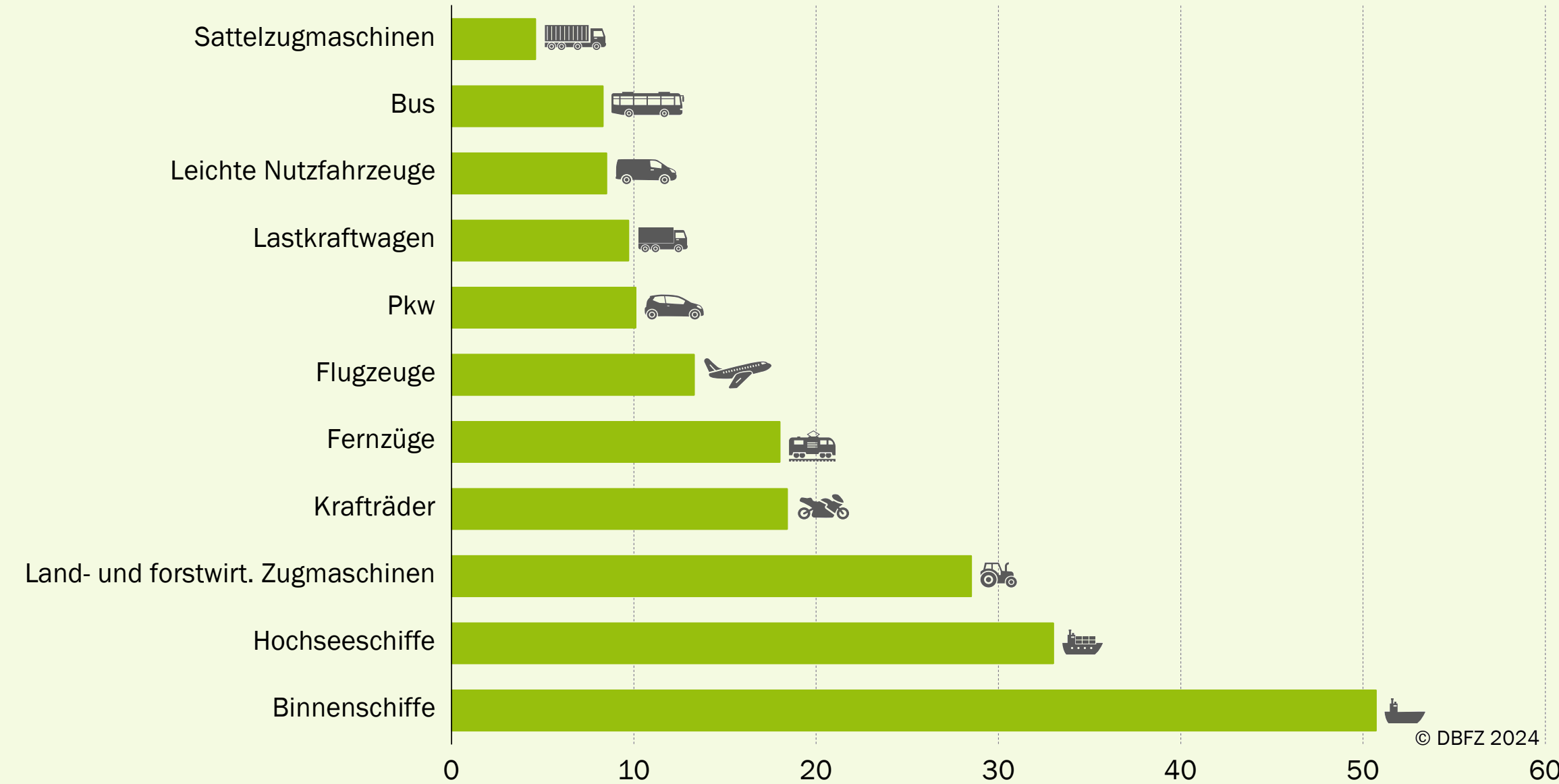


Abb. 2-8 Durchschnittliches Fahrzeugalter, aufgeteilt nach Verkehrsmittel, eigene Darstellung auf Basis [ACEA (2023); Eurostat (2023f); KBA (2021), (2024d); WSV (2022); Deutsche Bahn (2023a); Deutsche Lufthansa AG (2023a); UNCTADstat (2024)]

2.3 Tank- und Ladeinfrastruktur

Die Entwicklung der Tank- und Ladeinfrastruktur für alternative Energieträger verläuft parallel zu der Entwicklung des Fahrzeugbestands mit alternativen Antrieben. Neben regulatorischen Vorgaben trägt die Förderung einer Infrastruktur für die verschiedenen alternativen Energieträger maßgeblich zu deren Etablierung bei. Diese Anreize führen aktuell global zu einem starken Ausbau an Ladepunkten für Elektrofahrzeuge im Straßenverkehr, der Onshore-Stromversorgung in Seehäfen oder für Ground Operations an Flughäfen.

Zur Verdeutlichung der **Tankinfrastruktur** stellt Abbildung 2-9 die Verfügbarkeit der etablierten alternativen Kraftstoffe für Straßenfahrzeuge mit Ausnahme von FAME (B100) im Verhältnis zur Gesamtanzahl an verfügbaren Tankstellen dar. LPG (Autogas oder Flüssiggas) ist als bereits seit langem etablierte Kraftstoffalternative auf dem europäischen Markt eingeführt. Nahezu jede vierte Tankstelle bietet neben den verschiedenen Benzin- und Dieselsorten LPG an. Alle anderen Alternativen sind aus verschiedenen Gründen nur begrenzt flächendeckend verfügbar. So benötigen Tankstellen für ein CNG-Angebot meistens einen Anschluss an das Erdgasnetz, welcher nicht immer – gerade bei Autobahntankstellen – vorhanden ist. LNG ist eine Alternative für den schweren Straßengüterverkehr, bei dem insbesondere die stark befahrenen Verkehrsknoten abgedeckt werden müssen. Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur befindet sich in wenigen Ländern im Aufbau. Vor allem in China, Japan und Deutschland steht der Großteil der knapp 1.000 weltweit verfügbaren Tankstellen. HVO-Diesel (hydroprozessierte Pflanzenöle, engl.: Hydro-treated Vegetable Oils) ist insbesondere in Europa und in Nordamerika an Tankstellen verfügbar – die Nachfrage nach HVO als geeignete Alternative zu konventionellem Diesel wird in den kommenden Jahren weiter zunehmen. In Deutschland ist HVO erst seit Mai 2024 für die Inverkehrbringung an öffentlichen Tankstellen freigegeben. E85-Kraftstoff wird vor allem in den USA, in Frankreich und Schweden angeboten. Insbesondere in Frankreich hat sich in den vergangenen Jahren durch eine attraktive Förderpolitik ein schnell wachsender Markt entwickelt (Exkurs „Etablierung von E85 als erneuerbarer Kraftstoff in Frankreich“). In Brasilien ist an allen Tankstellen E27 (Benzin mit 27 % v/v Bioethanol) und ein wasserhaltiges Ethanol als Kraftstoff E100 standardmäßig verfügbar (Exkurs „Bioethanol als Kraftstoff in Brasilien“).

Neben den öffentlich zugänglichen Tankstellen im Straßenverkehr ist noch eine Vielzahl an nicht öffentlichen Tankstellen vorhanden, die zumeist in geschlossenen Fahrzeugflotten (z. B. kommunalen Fuhrparks, Verkehrsbetrieben, Speditionen, land- und forstwirtschaftlichen Betrieben) Anwendung finden.

Der Aufbau einer öffentlichen **Ladeinfrastruktur** in Erwartung eines wachsenden Absatzes von Elektrofahrzeugen ist entscheidend für deren breite Akzeptanz. Die öffentliche Ladeinfrastruktur muss durch privates Laden zu Hause und am Arbeitsplatz ergänzt werden, um eine zugängliche und flächendeckende Infrastruktur zu ermöglichen. Entsprechend hat sich die Ladeinfrastruktur für den Pkw-Bereich weitestgehend unabhängig von der herkömmlichen Tankstelleninfrastruktur entwickelt (Abbildung 2-10). Es gibt mittlerweile ein viel größeres Netz an öffentlichen Ladepunkten im Vergleich zu der Zeit vor fünf Jahren, vor allem mit sogenannten Normalladepunkten. Schnellladepunkte, welche wichtig für den überregionalen Verkehr sind,

etablieren sich für Pkws gleichzeitig vor allem entlang stark befahrener Verkehrsachsen. Die Ladeinfrastruktur für den überregionalen schweren Straßengüterverkehr ist hingegen noch nahezu nicht existent. Das dafür notwendige Megawatt-Ladesystem (engl.: Megawatt Charging System) hat sehr hohe Anforderungen an Standort und Stromnetz.

Die Ladedauer von Elektrofahrzeugen ist deutlich höher als die Tankdauer bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor. Um eine gleiche Anzahl an Fahrzeugen versorgen zu können, müssen entsprechend deutlich mehr Ladepunkte als Tankstellen installiert werden. Entsprechend wurden in der europäischen Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) Ziele für die Stromladeinfrastruktur für Pkw und LNF sowie schwere Nutzfahrzeuge (Lkw und SZM) mit Elektroantrieb definiert (siehe Erläuterungen zur Alternative Fuel Infrastructure Regulation im Abschnitt 3.2).

Verfügbarkeit alternativer Kraftstoffe an Tankstellen

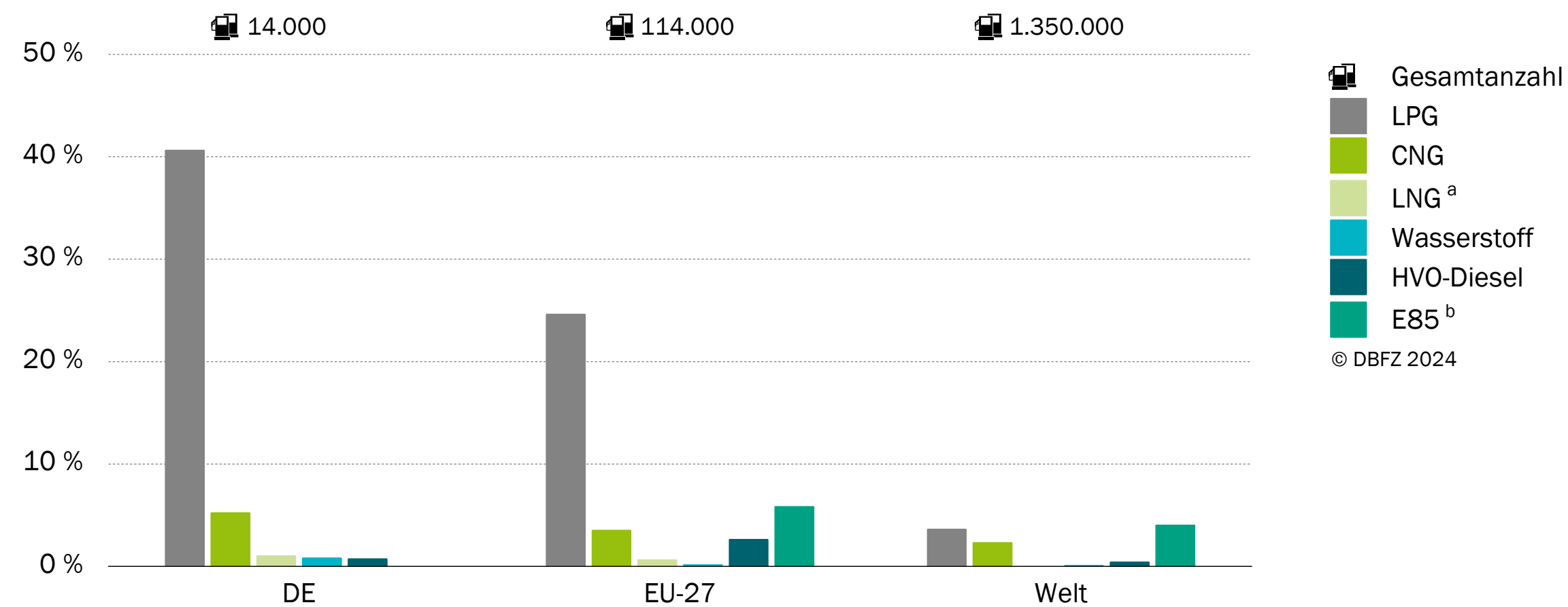


Abb. 2-9 Verfügbarkeit alternativer Kraftstoffe an Tankstellen, Bezugsjahr 2023 (CNG weltweit: 2018), ^a Daten zum weltweiten Bestand an LNG-Tankstellen sind nicht bekannt; ^b Bestand an weltweiten E85-Tankstellen inkl. E100-Tankstellen in Brasilien, Datenbasis: [Chala (2018); BFT (2023a), (2023b), (2023c), (2023d); CityGlobeTour (2023); AFDC (2024); Barnard (2024); eFuelsNow (2024); European Commission (2024b); Korridor (2024); MyLPG (2024); NGVA Europe (2024); Statista (2024a)]

Statistik öffentlicher Ladepunkte

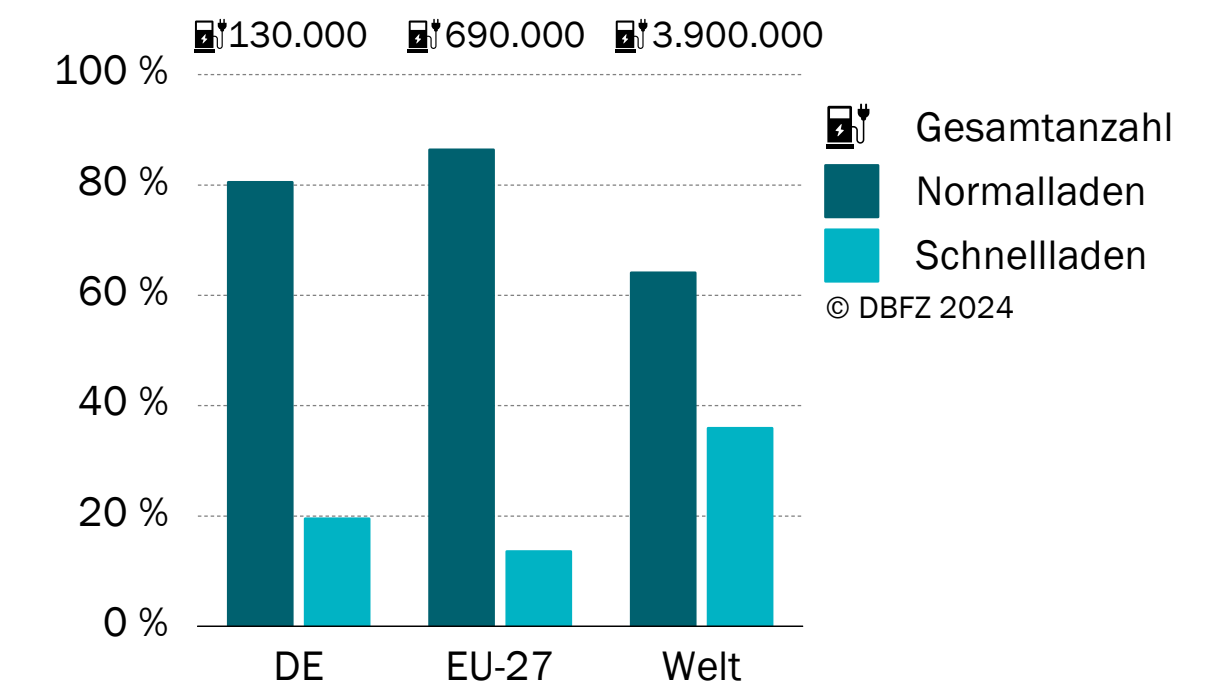


Abb. 2-10 Statistik zu Normal- und Schnellladepunkten im öffentlichen Bereich, Bezugsjahr 2023, Datenbasis: [EAFO (2024); IEA (2024b)]

In den anderen Verkehrssegmenten Schienenverkehr, Schiff- und Luftfahrt sind **Abfülleinrichtungen** zumindest an den größeren Umschlagplätzen (Bahnhöfen, Häfen und Flughäfen) eingerichtet. Die Bunkerung von erneuerbarem Kerosin an Flughäfen erfolgt derzeit durch lokale Freigaben für Jet-A1-Kerosin mit einem normkonformen erneuerbaren Blendanteil [Gerves (2024); Munich Airport (2021)]. Aktuell wird an 51 von ca. 1.650 Flughäfen weltweit nachhaltiger Flugkraftstoff (engl. Sustainable Aviation Fuel, SAF) angeboten [4AIR (2024)]. Auch Seehäfen haben sich in den vergangenen Jahren weiterentwickelt und bauen das Angebot an alternativen Bunkerbrennstoffen aus. Die Bunkerung der Schiffe erfolgt dabei in der Regel auf drei verschiedenen Wegen: Ship-to-ship, Port-to-ship oder Truck-to-ship. Das Beispiel von LNG zeigt einen schnellen Aufbau der Bunkerinfrastruktur in der Schifffahrt auf: Heute wird an den zehn weltweit größten Bunkerhäfen LNG als Bunkerbrennstoff angeboten, zusätzlich ist an über 150 weiteren Häfen LNG als Brennstoff verfügbar bzw. wird über Bunkerschiffe zur Verfügung gestellt (Abbildung 2-11). Bei Bedarf wird auch bereits erneuerbares LNG angeboten. Die Bunkerung von Methanol kann ebenfalls bereits an 20 Häfen erfolgen. Dagegen sind Wasserstoff und Ammoniak nur an zwei Häfen bzw. noch nicht verfügbar. [DNV (2024); Methanol Institute (2024a); Schröder (2023)]

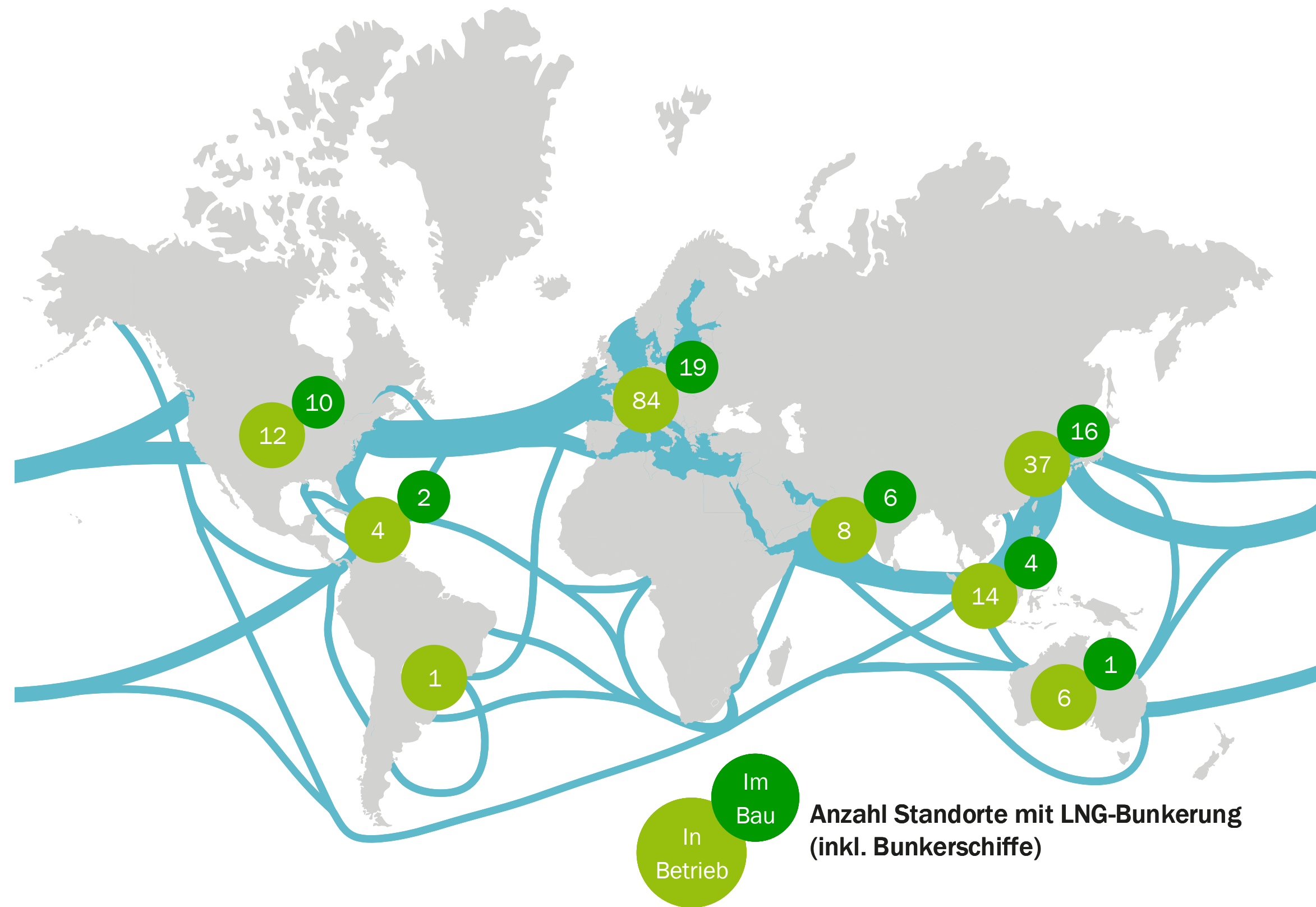


Abb. 2-11 Bunkerinfrastruktur für LNG in der Schifffahrt, [DNV (2024)]

2.4 Endenergieverbrauch

Welt

Der Verkehrssektor benötigt mit 113 EJ weltweit ca. 25 % der zur Verfügung stehenden Endenergie (Tabelle 2-14). Der Verbrauch stieg dabei seit 1990 um durchschnittlich 1,8 % pro Jahr. Erst mit der COVID-19-Pandemie erfolgte eine abrupte Reduktion des Bedarfs. Jedoch schien diese Reduktion nur von kurzer Dauer zu sein (Abbildung 2-12) und zukünftig ist ein weiterer Anstieg des weltweiten Energiebedarfs zu erwarten.

Gleichzeitig sind große regionale Unterschiede zu beobachten: Während der Pro-Kopf-Verbrauch für Mobilitätsbedürfnisse im

weltweiten Schnitt bei 400 l Diesel⁴ liegt, ist dieser in Europa und Nordamerika mehr als doppelt so hoch und entsprechend in Regionen wie Asien und Afrika deutlich geringer. Gleichzeitig steigt der Energiebedarf gerade in Asien und Afrika aufgrund des massiven Bevölkerungszuwachses seit 1990 überproportional stark an (jährlicher Anstieg in Asien und Pazifik 4,2 %, Afrika 3,9 %, Mittlerer Osten: 3,5 %, Nordamerika 0,8 % und Europa: 0,7 %; Welt: 1,8 %). [IEA (2023b)]

⁴ Die Mengenangabe für den Pro-Kopf-Verbrauch im Verkehr basiert auf dem durchschnittlich dafür notwendigen Energiebedarf einer Person und wird als Dieseläquivalent angegeben.

Welt | Endenergieverbrauch im Verkehr in EJ

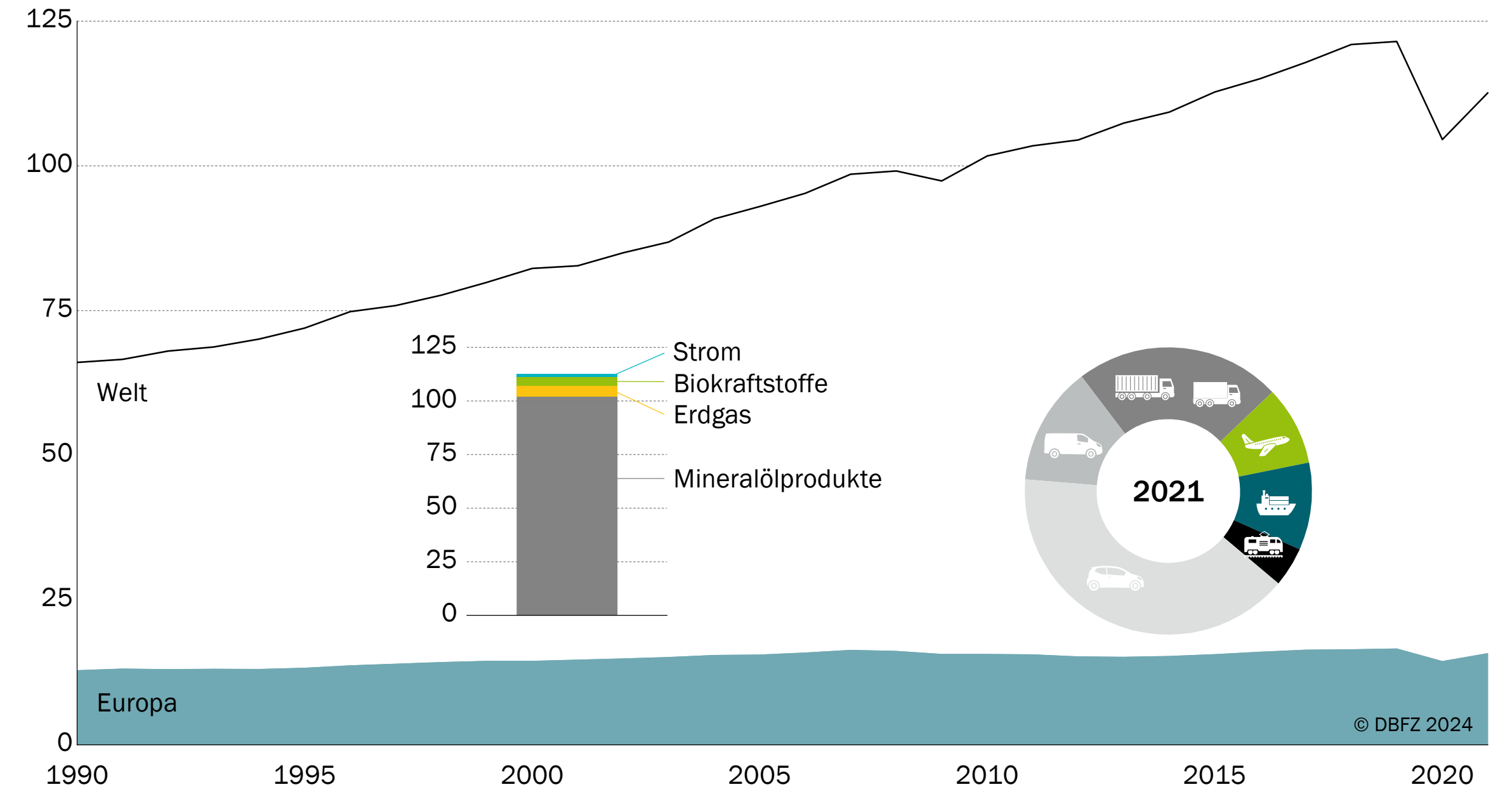


Abb. 2-12 Endenergieverbrauch im Verkehr Welt, Datenbasis: [IEA (2023b)]

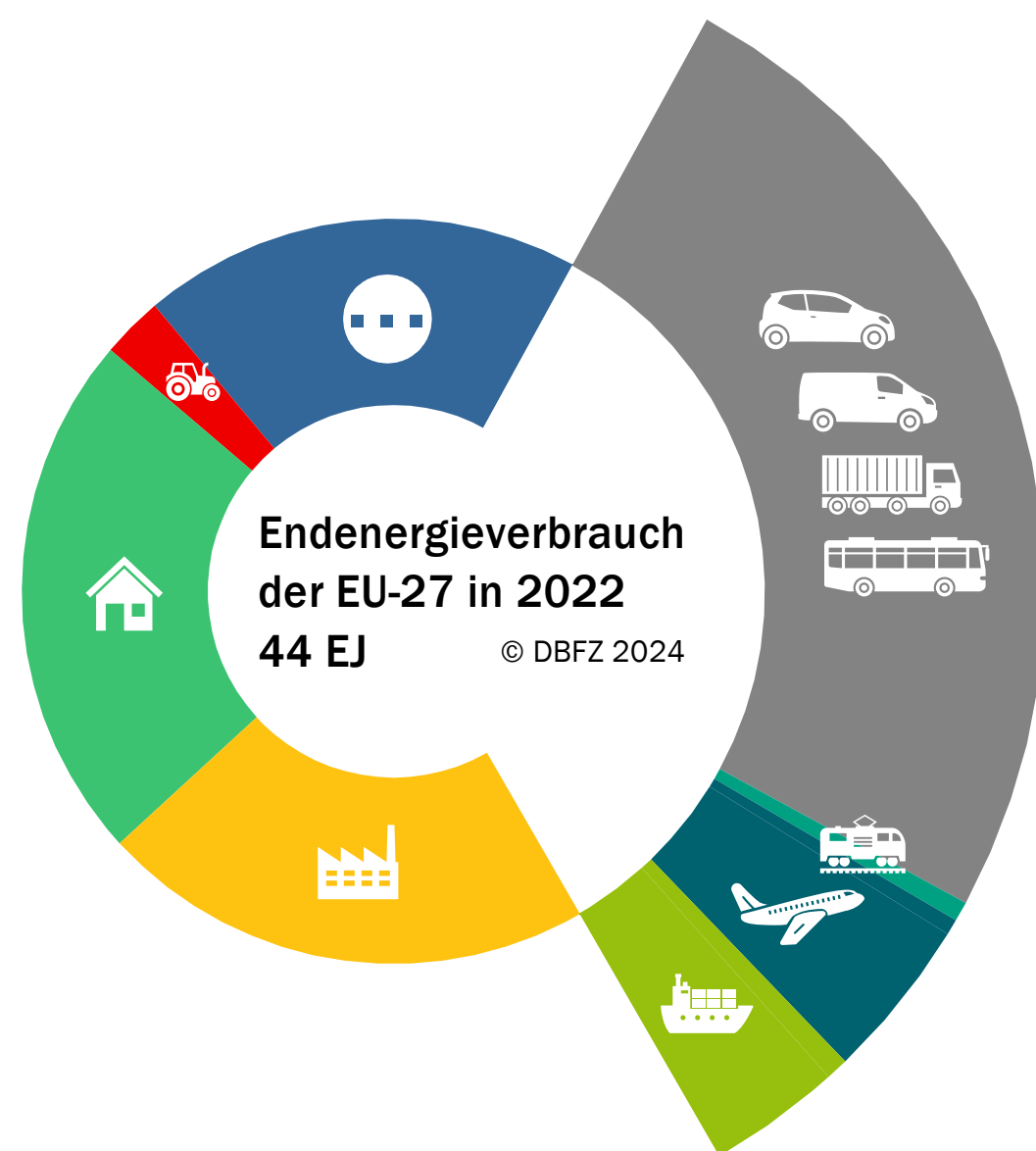


Abb. 2-13 Endenergieverbrauch in der EU-27, Hinweis: Darstellung inkl. grenzüberschreitendem Verkehr, Datenbasis: [Eurostat (2022a)]

Europäische Union

Mit 15 EJ entspricht der Verkehrssektor 34 % des gesamten Endenergiebedarfs der EU (Tabelle 2-15, Abbildung 2-13). Diese 15 EJ entsprechen wiederum 13 % des weltweiten Endenergiebedarfs im Verkehr (113 EJ) – damit verbraucht die Europäische Union einen überdurchschnittlich hohen Anteil, denn gleichzeitig leben dort nur ca. 6 % der Weltbevölkerung [IEA (2023b); World Population Review (2024)].

Tab. 2-15 Endenergieverbrauch im Verkehr in der EU-27, Datenbasis: [Eurostat (2022a)]

Kategorie	
Verbrauch	15 EJ 2022
Trend	➔
Erneuerbare Energien	5,5 %
Pro-Kopf-Verbrauch	950 l

In den Sektoren Land- und Forstwirtschaft sowie Baumaschinen lag der Kraftstoffverbrauch im Jahr 2022 bei zusätzlichen 640 PJ bzw. 5 PJ für EU-27 [Eurostat (2022a)].

Deutschland

In Deutschland werden jährlich ca. 2,5 EJ für den Verkehr benötigt (Tabelle 2-16). Das sind ca. 2 % des weltweiten Energiebedarfs im Verkehr und 21 % des deutschen Gesamtenergieverbrauchs [Eurostat (2022a)].

Tab. 2-16 Endenergieverbrauch im Verkehr in Deutschland, Datenbasis: [Eurostat (2022a)]

Kategorie	
Verbrauch	2,5 EJ 2022
Trend	➔
Erneuerbare Energien	6,6 %
Pro-Kopf-Verbrauch	875 l

Der starke Zuwachs im Fahrzeugbestand und in der Verkehrsleistung spiegelte sich in den vergangenen Jahren nur begrenzt im Endenergieverbrauch des Verkehrssektors für die Europäische Union und für Deutschland wider. Am Beispiel von Deutschland (Abbildung 2-14) ist gut ersichtlich, dass insbesondere der motorisierte Individualverkehr (hauptsächlich Pkw) den Anstieg

DE | Endenergieverbrauch im Verkehr in EJ

inklusive von Deutschland ausgehender grenzüberschreitender Verkehr

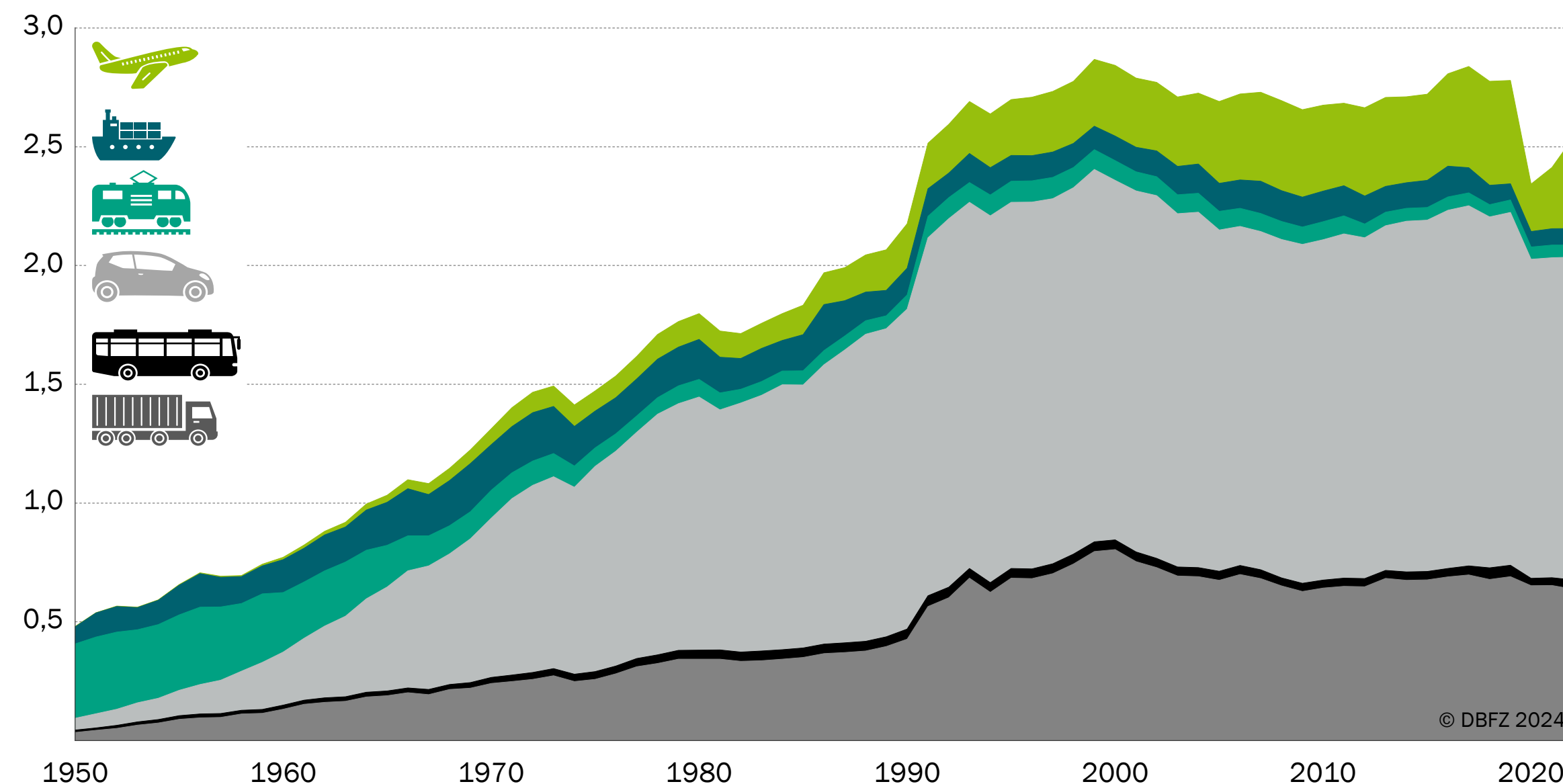


Abb. 2-14 Endenergieverbrauch im Verkehr Deutschland, Datenbasis: [Enderlein (1991); Eurostat (2022a)]

beim Energieverbrauch getrieben hat und seit dem Jahr 2000 eine gewisse Stagnation eingeleitet ist. Diese deckt sich aus historischer Sicht mit der Einführung erster europäischer Regularien für die Limitierung von Kraftstoffverbräuchen (z. B. CO₂-Flottengrenzwerte nach 1753/2000/EG). Ab 2008 konnte wieder ein kontinuierlicher Anstieg im Kraftstoffbedarf festgestellt werden, der im Wesentlichen mit der vermehrten Nutzung von antriebsstarken Fahrzeugen wie SUVs (Stadtgeländewagen, engl.: Sport Utility Vehicles) in Verbindung gebracht wird. Die COVID-19-Pandemie und die Energiekrise in den Jahren 2022 und 2023 waren zwei bedeutende Ereignisse, die den Energieverbrauch im Verkehr zumindest zeitweilig reduziert haben. [Eurostat (2022a)]

In den Sektoren Land- und Forstwirtschaft sowie Baumaschinen lag der Kraftstoffverbrauch im Jahr 2022 bei zusätzlichen 87 PJ bzw. 3 PJ für Deutschland [Eurostat (2022a)].

Weitere Informationen zum Endenergieverbrauch, aufgeteilt nach erneuerbaren Energieträgern, sind im Abschnitt 6.4 zu finden.

Mineralölprodukte wie Diesel und Benzin sind mit einem Anteil von über 90 % weiterhin die dominierenden Energieträger im Verkehr. Pkw und schwere Straßengüterfahrzeuge sind gleichzeitig die dominierenden Verbraucher [IEA (2023b)].

Tab. 2-14 Weltweiter Endenergieverbrauch im Verkehr, Datenbasis: [IEA (2023b)]

Kategorie	
Verbrauch	113 EJ 2022
Trend	↗
Erneuerbare Energien	3,9 %
Pro-Kopf-Verbrauch	400 l

2.5 Treibhausgasemissionen

Die THG-Emissionen im Verkehr (Tabelle 2-17) werden nach dem Nationalen Inventarbericht (NIR) der Vertragsstaaten der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen erfasst [UNFCCC (1992)]. Damit werden nur CO₂-Emissionen fossiler Energieträger und andere Treibhausgase (u. a. Methan und Lachgas), die durch die Fahrzeuge direkt freigesetzt werden, als CO₂-Äquivalente (CO₂-Äq.) erfasst. Hingegen bleiben CO₂-Emissionen von erneuerbaren Energieträgern und elektrischem Strom im Verkehrssektor unberücksichtigt. 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.

Tab. 2-17 Treibhausgasinventar, Datenbasis: [Eurostat (2024g); IEA (2024a)]

Kategorie	CO ₂
Deutschland	
Inventar	180 Mt CO ₂ -Äq. 2022
Trend	→
EU-27	
Inventar	1.043 Mt CO ₂ -Äq. 2022
Trend	→
Welt	
Inventar	7.631 Mt CO ₂ -Äq. 2021
Trend	↗

Abbildung 2-15 stellt die Entwicklung der THG-Emissionen durch die Verbrennung von Kraft- und Brennstoffen im Verkehrssektor (für EU-27 und Deutschland inkl. der jeweiligen Anteile im grenzüberschreitenden Verkehr) für die Jahre 1990 bis 2021 bzw. 2022 dar. Es wird ersichtlich, dass das THG-Inventar für den deutschen Verkehrssektor weiterhin auf dem Niveau des Bezugsjahres 1990 liegt und für die EU-27 mit +26 % und weltweit mit +65 % deutlich angestiegen sind. Im Gegensatz dazu ist das Jahresinventar an THG-Emissionen zumindest auf EU- und Deutschlandebene gegenüber dem Basisjahr 1990 deutlich zurückgegangen. [Eurostat (2024g); IEA (2024a)]

Obwohl der Anteil des grenzüberschreitenden Verkehrs, bezogen auf die THG-Emissionen im Verkehr, für Deutschland bei 17 % und für die EU-27 bei 21 % liegt, wird dieser Teil in den meisten THG-Statistiken entsprechend der Inventare des IPCC (Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen, engl.: Intergovernmental Panel on Climate Change) außen vorgelassen oder maximal separat ausgewiesen [Eurostat (2024g); IEA (2024a)]. Auch das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) erfasst diesen Teil des Verkehrs nicht. Gleichzeitig gilt gerade ein klimaneutraler grenzüberschreitender Verkehr mit der Luft- und Schifffahrt als besonders herausfordernd.

In Deutschland werden die THG-Emissionen zusätzlich noch gegenüber dem KSG protokolliert, wie schon beschrieben ohne die Emissionen für die von Deutschland ausgehenden grenzüberschreitenden Verkehre der Luftfahrt und Schifffahrt. Ebenso werden die Emissionen, die beim Betrieb von land- und forstwirtschaftlichen Maschinen entstehen, nicht dem Sektor Verkehr zugeordnet, sondern sind Bestandteil des Sektors Landwirtschaft. Der Sektor Verkehr kumuliert seit 2020 ein Defizit von 17 Mt CO₂-Äq. (Abbildung 2-16). Während die Sektorziele des KSG in den Jahren 2020 und 2021, bedingt durch die COVID-19-Pandemie, erfüllt wurden, wurden sie in den vergangenen

beiden Jahren mit Abschwächung der Pandemie nicht mehr erreicht [Eurostat (2024g)].

Weiterführende Erläuterungen zur Abgrenzung zwischen den Bilanzierungsräumen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie und NIR werden in Abschnitt 8 dargestellt.

Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Mt CO₂-Äquivalente

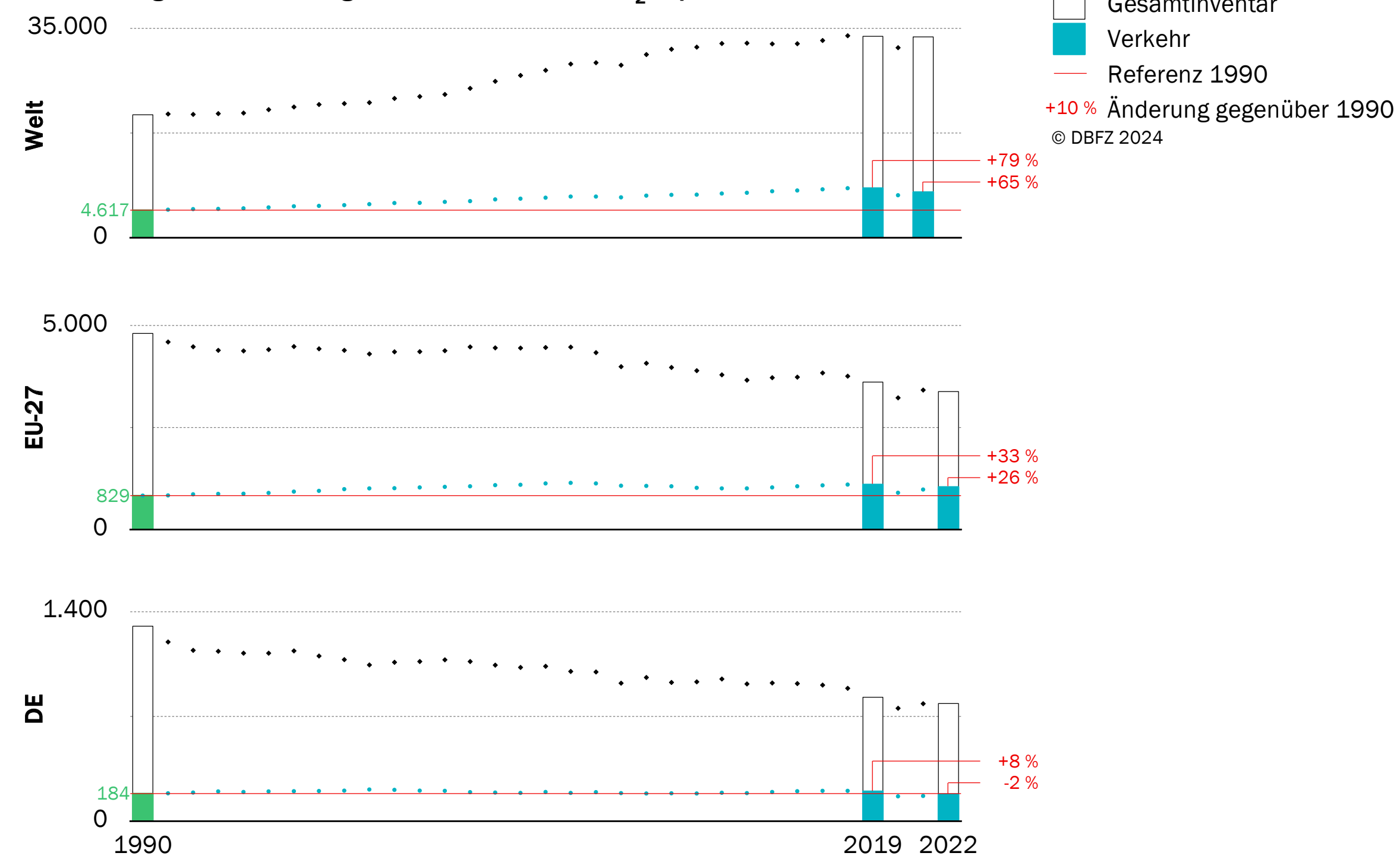


Abb. 2-15 Entwicklung der THG-Emissionen des Verkehrs und des Gesamtinventars (jeweils inkl. grenzüberschreitende Schifffahrt und Luftfahrt, Datenbasis: [Eurostat (2024g); IEA (2024a)]

DE | THG-Inventar im Verkehr in Mt CO₂-Äquivalent

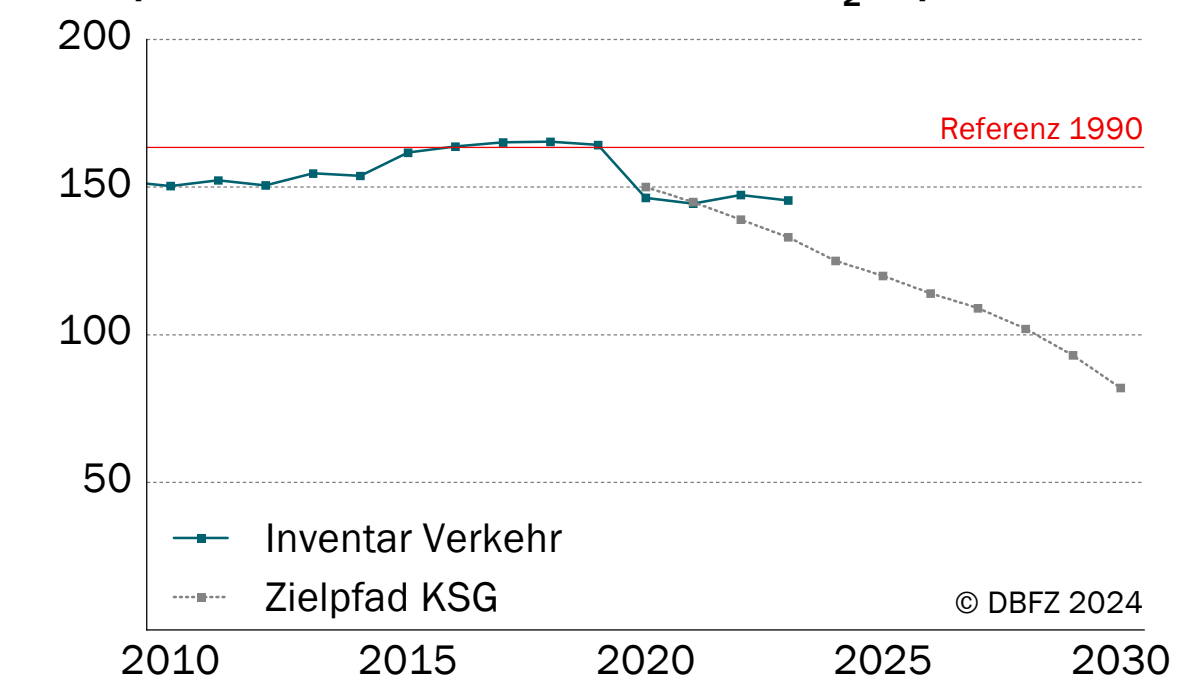


Abb. 2-16 Entwicklung und Zielerreichung der THG-Emissionen in Deutschland, Datenbasis: [Eurostat (2024g)]



3 Politischer und rechtlicher Rahmen

Niels Dögnitz, Kati Görsch, Karin Naumann

3.1	Kraftstoffe	36
3.1.1	Regulatorischer Rahmen	37
Exkurs	Mehrfachanrechnungen – sinnvoller Hebel für den Hochlauf erneuerbarer Energien?	42
3.1.2	Emissionshandel und Steuern	47
3.2	Verkehrsinfrastruktur	50
Exkurs	Umsetzungszeitraum europäischer Verordnungen am Beispiel der RED II	51
3.3	Fahrzeuge	52

Dögnitz, N.; Görsch, K.; Naumann, K. (2025): Politischer und rechtlicher Rahmen. In: Schröder, J.; Görsch, K. (Hrsg.): *Erneuerbare Energien im Verkehr. Monitoringbericht*. S. 33-53. Leipzig: DBFZ. ISBN: 978-3-949807-23-7. DOI: 10.48480/w11j-9w27

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 Erhöhung des Mindestziels für den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch der EU. Beginnend mit der Europäischen Kraftstoffqualitätsrichtlinie, der Erneuerbare-Energien-Richtlinie sowie nationalen Quoten beispielsweise in Deutschland verschiebt sich die zentrale Zielgröße mit deren Revisionen zunehmend hin zur Reduktion der Treibhausgase (THG) im gesamten Verkehrssektor. Infolge der Destabilisierung der Energieversorgung im Jahr 2022 setzt der REPowerEU-Plan wieder verstärkt auf Synergien zwischen Klimaschutz und Versorgungssicherheit. Die hier implementierten Ziele insbesondere für Biomethan sind potenziell auch für den Verkehrssektor relevant. Der dargestellte Stand gibt die rechtliche Lage bis Ende des zweiten Quartals 2024 wieder.

Eine Übersicht über die wesentlichen Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien im Verkehr ist in Abbildung 3-1 dargestellt. Neben der räumlichen Bezugsebene (vertikal) erfolgte eine Zuordnung zu den Kategorien Kraftstoffe, Verkehrsträger und Infrastruktur (horizontal). Je nach Kategorie gibt es dabei unterschiedlich übergreifende Verknüpfungen und direkte Abhängigkeiten. Durch Gruppierungen werden zudem inhaltliche Zugehörigkeiten oder Nachrangigkeiten verdeutlicht. 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 Bundes-Klimaschutzgesetz. In diese Rahmenbedingungen ordnen sich die meisten der nachfolgend beschriebenen gesetzlichen Vorgaben ein oder beziehen sich gar explizit darauf.

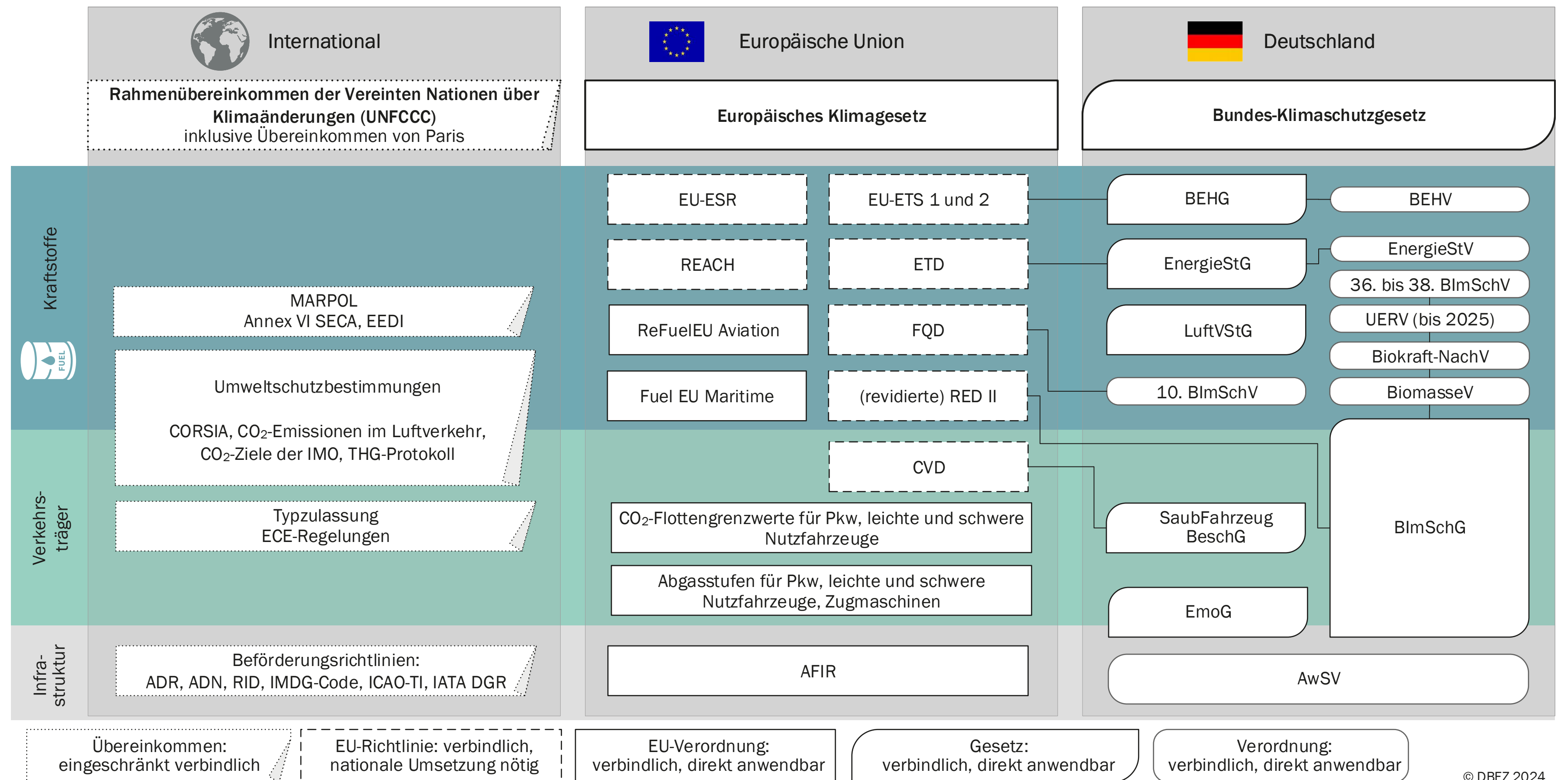


Abb. 3-1 Übersicht wesentlicher rechtlicher Rahmenbedingungen im Verkehrssektor, ohne Anspruch auf Vollständigkeit

Die Instrumente unterscheiden sich dabei im Geltungsbereich:

- Internationale Vereinbarungen beziehen sich überwiegend auf transnationale Verkehrsmittel für Luft- und Schifffahrt.
- Die Europäische Union setzt die Ziele 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, welche Kraftstoffe einschließen. Für die Verkehrsträger werden Zulassungen und öffentliche Beschaffungen geregelt sowie Bestimmungen für die Infrastruktur und deren Anpassung auf alternative Kraftstoffe festgelegt.
- Die nationalen Bestimmungen beziehen sich in vielen Teilen auf internationale Vereinbarungen und europäische Vorgaben (in Abbildung 3-1 in Form von Linien dargestellt) und setzen neben den europäischen Verordnungen den rechtlich verbindlichen Rahmen auf nationaler Ebene. Die Regelungen in Deutschland können auch ambitionierter ausgestaltet werden als die internationalen oder europäischen Ziele.

Das Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (engl.: United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) bildet die Grundlage für alle internationalen Bemühungen bezüglich des Klimaschutzes und wurde bisher durch nahezu allen Staaten der Welt ratifiziert. Für die aktuellen und absehbaren gesetzlichen Rahmenbedingungen sind vor allem die gemeinsam erzielten Ergebnisse der Konferenz von Paris entscheidend. Diese Konferenz schloss mit dem **Übereinkommen von Paris** (seit 04.11.2016 in Kraft), das ein rechtsverbindlicher internationaler Vertrag über den Umgang mit dem Klimawandel ist. Ziel ist es, die globale Erwärmung im Vergleich zum vorindustriellen Niveau auf deutlich unter 2 °C, vorzugsweise auf 1,5 °C, zu begrenzen. 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 Gesetzesentwürfe aus. Als Reaktion auf Klimawandel und Umweltzerstörung wurde in der Europäischen Union eine neue Wachstumsstrategie entworfen. Dieser **European Green Deal** soll den Übergang zu einer modernen, ressourceneffizienten und wettbewerbsfähigen Wirtschaft schaffen, in der bis zum Jahr 2050

- keine Netto-Treibhausgasemissionen mehr freigesetzt werden,
- das Wirtschaftswachstum von der Ressourcennutzung entkoppelt wird und
- weder Menschen noch Regionen im Stich gelassen werden.

Die Umsetzung des European Green Deal erfordert eine umfassende Transformation von Wirtschaft und Gesellschaft, bei der es darauf ankommt, breite Teile der Bevölkerung mitzunehmen. Die nachhaltige Gestaltung des Verkehrssektors ist ein wesentlicher Teil dieses Prozesses. Dazu gehört ein umfangreiches Maßnahmenpaket, zusammengefasst als **Fit for 55** (Bezug nehmend auf die Treibhausgasreduktion von 55 %, die bis zum Jahr 2030 erreicht werden soll), wie der Ausbau erneuerbarer Energien im Verkehr, die Förderung umweltfreundlicher Mobilität wie Elektromobilität in Bereichen, wo es sinnvoll und möglich ist, öffentlicher Verkehr und Radverkehr sowie die Reduzierung des motorisierten Individualverkehrs. Die entsprechenden Änderungen des europäischen Rechtsrahmens sind inzwischen – bis auf den Vorschlag zur Änderung der Europäischen Steuerrichtlinie – weitestgehend abgeschlossen, wobei die nationalen Umsetzungen noch einige Jahre in Anspruch nehmen werden. Der aktuelle Stand der Umsetzungen im Rahmen des in der EU üblichen Abstimmungsprozesses zwischen den Mitgliedstaaten, dem Parlament und der Kommission wird in den Abschnitten 3.1, 3.2 und 3.3 dargestellt.

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

- Klimaneutralität: Reduktion der THG-Emissionen als rechtlich verbindliches Ziel für alle EU-Institutionen und die nationalen Regierungen
 - um 50 bis 55 % bis zum Jahr 2030 und
 - auf Netto-Null bis zum Jahr 2050;
- Schaffung eines planungssicheren Geschäftsumfelds für Industrie und Investoren, in dem die Schritte der Emissionsreduzierung von 2030 bis 2050 festgelegt sind und das aufzeigt, was in welcher Geschwindigkeit 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, ressourceneffizienten und wettbewerbsfähigen Wirtschaft;
- Anpassung an die Auswirkungen des Klimawandels.

Die zentrale gesetzliche Grundlage für Maßnahmen zur Umsetzung des Pariser Klimaabkommens ist in Deutschland seit dem Jahr 2019 das **Bundes-Klimaschutzgesetz** (KSG). Mit Blick auf das angepasste europäische Klimaziel für das Jahr 2030, einen Beschluss des Bundesverfassungsgerichts (29.04.2021) sowie einem neuen Fokus auf zukünftige Emissionen wurde das Gesetz in den Jahren 2021 und 2024 angepasst. Daraus ergibt sich u. a. ein Ziel zur Reduktion der jährlichen THG-Emissionen von mindestens 65 % im Jahr 2030 gegenüber 1990. Die bis zum Jahr 2024 geltende sektorale Einzelregelung wurde aufgehoben – das sektorübergreifende Gesamtziel „Jahresemissionsgesamtmenge“ ist verbindlich (Tabelle 3-1). Dieses wird jährlich durch einen Projektionsbericht des Umweltbundesamtes (UBA) überprüft, der wiederum durch den Expertenrat für Klimafragen (ERK) bewertet wird. Die Richtwerte für Jahresemissionsmengen der einzelnen Sektoren werden ebenso im UBA-Projektionsbericht geprüft und alle zuständigen Ministerien sind verpflichtet, innerhalb von drei Monaten Vorschläge für Maßnahmen vorzulegen. Auf dieser Basis sollen vor allem die Sektoren mit den größten Einsparpotenzialen zur Reduktion der Emissionen beitragen. Allerdings kann die Neuausrichtung des Gesetzes einzelne Sektoren auch für Jahre von ihren Klimaschutzanstrengungen entbinden, solange andere Sektoren die notwendigen Einsparungen erbringen. Jede Bundesregierung ist aufgefordert, mit einem Klimaschutzprogramm auf eventuelle Verfehlungen mit sektorübergreifenden oder sektorspezifischen Maßnahmen zu reagieren. Im Jahr 2045 soll Deutschland damit die Treibhausgasneutralität erreichen.

Tab. 3-1 Zulässige Jahresgesamtemissionsmengen und Richtwerte für den Verkehrssektor von 2024 bis 2030 gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz, Anlagen 2 und 2a

Jahr	Gesamt [Mio. t CO ₂ -Äq.]	Verkehrssektor [Mio. t CO ₂ -Äq.]
2024	682	128
2025	643	123
2026	604	117
2027	565	112
2028	523	105
2029	482	96
2030	438	85

Im Jahr 2024 weisen die UBA-Projektionsdaten einen Rückgang der Jahresgesamtemissionen um 64 % bis zum Jahr 2030 (bezogen auf 1990) aus – das Ziel von 65 % THG-Reduktion erscheint somit möglich [Wehnmann (2024)]. Für den Verkehrssektor bedeutet die vormalig festgeschriebene Emissionsbegrenzung im Jahr 2030 eine notwendige Reduktion der Emissionen innerhalb der verbleibenden Jahre von 128 Mio. t CO₂-Äq. (2024) auf 85 Mio. t CO₂-Äq. Gemäß UBA-Projektionsbericht 2024 wird sich im Verkehrssektor bis zum Jahr 2030 eine kumulierte Lücke von 180 Mio. t CO₂-Äq. ergeben, wenn alle zum damaligen Zeitpunkt festgelegten Maßnahmen umgesetzt würden (MMS-Szenario [Wehnmann (2024)]). Nach Prüfung der Daten geht der Expertenrat davon aus, dass die von den Projektionsdaten 2024 ausgewiesene kumulierte Zielerreichung der Jahresgesamtemissionen über alle Sektoren für die Jahre 2021 bis 2030 nicht bestätigt werden kann, sondern im Gegenteil eine Zielverfehlung eintreten wird. In dem Gutachten [Expertenrat für Klimafragen (2024)] wurden nach Bewertung der wesentlichen Annahmen und Ergebnisse der Projektionsdaten die speziell mit dem Verkehr verbundenen THG-Emissionen in sieben von neun Punkten höher eingeschätzt als in den Projektionsdaten des UBA angegeben und ein notwendiger Rückgang der THG-Emissionen um 23 % innerhalb der nächsten sechs Jahre als unwahrscheinlich bewertet. Des Weiteren würde die Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 nicht erreicht und es wurde kritisch angemerkt, dass insgesamt für die Zeit nach 2030 eine langfristige Strategie fehlt.

In den Abschnitten 3.1, 3.2 und 3.3 werden die wichtigsten sektorspezifischen Regularien mit Blick auf Ziel, Funktionsweise und Geltungsbereich jeweils in einer kompakten Übersicht dargestellt, die im Rahmen des Projektes **InnoFuels** erstellt wurden und deren jeweils aktuelle Fassung auf der Projektwebseite verfügbar ist. Zusätzlich wurden alle vorgestellten Regularien mit einer Einordnung zur Interpretation oder Abschätzung der Auswirkungen des Gesetzes bzw. der Verordnung versehen. Diese Einschätzung soll als Impuls verstanden werden, ohne den Anspruch, alle Konsequenzen vollumfänglich einzubeziehen. Die Übersicht rechtlicher Rahmenbedingungen findet sich auch auf der InnoFuels-Projektwebseite:

→ [weiterführende Informationen](#) 

3.1 Kraftstoffe

Die rechtliche Lage rund um die Produktion und den Verkauf von Kraftstoffen wird auf der einen Seite maßgeblich von einem Spannungsfeld zwischen internationaler, europäischer und deutscher Regulierung und auf der anderen Seite von der übergreifenden Regulierung der diversen Verkehrsträger geprägt. Aufgrund der vernetzten Produktion, sowohl in räumlicher Sicht als auch in Hinblick auf die Verkehrsträger, ist davon auszugehen, dass sich dieses Zusammenspiel auch in Zukunft fortsetzen wird. Abbildung 3-2 gibt einen Überblick über die wesentlichen Gesetze und Regularien speziell in Bezug auf Kraftstoffe und zeigt deren Zusammenhänge auf. Deutlich wird, dass inzwischen eine umfassende Regulierung auf europäischer Ebene erfolgt.

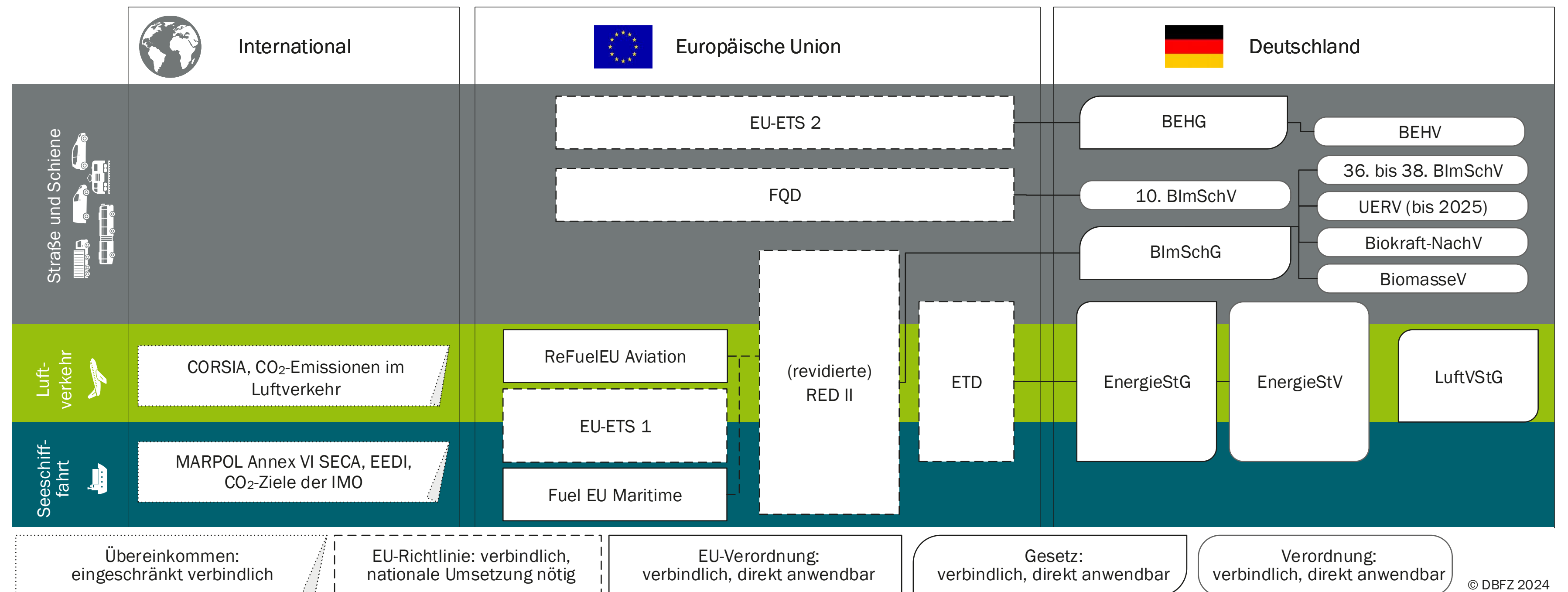


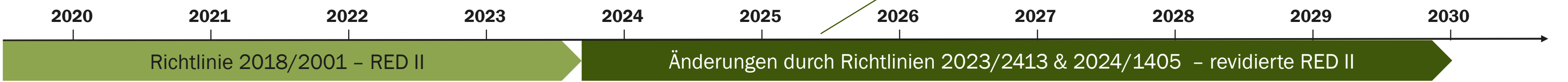
Abb. 3-2 Übersicht bestehender rechtlicher Rahmenbedingungen für Kraftstoffproduktion und -handel

3.1.1 Regulatorischer Rahmen

Durch die überarbeitete **Erneuerbare-Energien-Richtlinie** (engl.: Renewable Energy Directive, RED II, (EU) 2018/2001 und Delegierte Richtlinie (EU) 2023/2413, Abbildung 3-3) erhöht sich das Gesamtziel für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch der Europäischen Union von vormals 32 % auf nunmehr 42,5 % im Jahr 2030. Darüber hinaus sollen die Mitgliedstaaten bestrebt sein, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 45 % zu erhöhen. Auch die Rohstoffe im Anhang IX wurden durch die delegierte Richtlinie (EU) 2024/1405 angepasst, dies ist ausführlich in Kapitel 5.1 beschrieben.

RED | Renewable Energy Directive

Richtlinie (EU) 2018/2001 sowie deren Änderungen 2023/2413 & 2024/1405 im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen



Ziele und Funktionsweise der revidierten RED II bis 2030

- Festlegung eines Regelungsrahmens bis 2030
- Erhöhung des Mindestziels für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch der Europäischen Union auf 42,5 % (vorher 32 %) im Jahr 2030 bzw. zusätzlicher Zielwert bei 45 %
- Spezifische Vorgaben durch die Festlegung von Mindest- und Maximalmengen einzelner Erfüllungsoptionen:

Erfüllungsoptionen für erneuerbare Energie im gesamten Verkehr	Mind. 29 % _E Anteil bzw. 14,5 % THG-Minderung	
Fortschrittliche Biokraftstoffe (Ausgangsstoffe gemäß Anhang IX, Teil A)	Mind. 5,5 % _E Anteil am Endenergieverbrauch des gesamten Verkehrs	Mind. 1 % _E Anteil am Endenergieverbrauch des gesamten Verkehrs sowie mind. 1,2 % _E im Schiffsverkehr
Erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (engl. Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO)		
Biokraftstoffe (Ausgangsstoffe gemäß Anhang IX, Teil B)	Max. 1,7 % _E Anteil am Endenergieverbrauch des Gesamtverkehrs	
Konventionelle Biokraftstoffe	Maximaler Anteil der im Jahr 2020 verbrauchten konventionellen Biokraftstoffe im Verkehrssektor in den Mitgliedstaaten erhöht um 1 % _E , maximal jedoch 7 % _E	

Erläuterung: %_E = % energetischer Anteil

► Korrespondierende EU-Ziele

- Flugverkehr (ReFuelEU Aviation): 6 %_E nachhaltige Flugkraftstoffe im Jahr 2030, davon 1,2 %_E RFNBOs
- Schiffsverkehr (FuelEU Maritime): Senkung der THG-Intensität: - 6 % im Jahr 2030

Geltungsbereich



Die revidierte RED II gilt für die gesamte EU und wurde im Rahmen des „Fit for 55“-Paketes erarbeitet. Alle EU-Staaten besitzen einen gewissen Spielraum für die nationale Implementierung, damit auf lokale Gegebenheiten eingegangen werden kann. Die Umsetzung auf nationaler Ebene (DE) erfolgt für den Verkehrsbereich über das BImSchG.

Funktionsweise der revidierten RED II

- Der Referenzwert zur Bestimmung des Ausgangswertes für das THG-Minderungsziel (fossiler Komparator) bleibt bei 94 g CO₂-Äq./MJ für die gesamte im Verkehr eingesetzte Energie. Allerdings wird der Komparator explizit für den im Verkehr eingesetzten Strom auf 183 g CO₂-Äq./MJ angehoben.
- Festlegung von Multiplikatoren für bestimmte Kraftstoffe und Anwendungen:

Erneuerbarer elektrischer Strom im Verkehr	4x im Straßenverkehr, 1,5x im Schienenverkehr
Fortschrittliche Biokraftstoffe (Ausgangsstoffe gemäß Anhang IX, Teil A)	2x sowie zusätzlich 1,2x im Schiffs- und Flugverkehr
RFNBOs	2x sowie zusätzlich 1,5x im Schiffs- und Flugverkehr
Biokraftstoffe (Ausgangsstoffe gemäß Anhang IX, Teil B)	2x

- Definition von RFNBOs (z. B. Berechnungsmethode inkl. 0 g CO₂-Äq./MJ für den erneuerbaren Strom, erlaubte C-Quellen, Co-Prozessierung) und den nicht direkt genutzten erneuerbarem Strom (z. B. Zusätzlichkeit, zeitliche und geografische Korrelation, Überschussstrom)

Abb. 3-3 Überblick zur überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie, erstellt im Projekt InnoFuels, aktualisierte Version auf der (InnoFuels-Webseite) [NOW (2024c)]


Impuls der Autoren

Der Fokus auf den Endenergiebedarf im gesamten Verkehrssektor, d. h. die zusätzliche Berücksichtigung des Flug- und Schiffsverkehrs, schafft einen erweiterten Rahmen gegenüber der RED II aus dem Jahr 2018. Durch den Einsatz erneuerbarer Energien sollen die THG-Emissionen im Verkehr zukünftig um 14,5 % reduziert werden, wobei der Zielpfad von den Mitgliedstaaten festzulegen ist. Ob es sich dabei tatsächlich um eine Anhebung des Ambitionsniveaus handelt, bleibt aufgrund der gleichzeitigen Ausweitung des THG-Ziels fraglich. Vor allem eine dringend notwendige längerfristige Regulierung mit verständlichen und nachvollziehbaren Hebeln ist weiterhin nicht erkennbar.

Strombezug für RFNBO: Anteil erneuerbarer Strom 100 %

Direktbezug



Ohne Anbindung an des Netz oder mit Messsystem, Netzbezug anteilig möglich



Netzbezug unter einer der nachfolgenden Bedingungen





Hoher erneuerbarer Anteil
> 90 % erneuerbarer Strom in Gebotszone (DE)

Geringer Emissionsfaktor
< 18 g CO₂-Äq./MJ des Strommixes DE


Dienstleistung Netzstabilität
(Redispatch, Stromentnahme bei drohender Netzüberlastung)

Allgemein

© DBFZ 2024






-  Zusätzlichkeit = Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage max. 36 Monate vor Inbetriebnahme der Elektrolyse
-  Bilaterale(r) Stromkaufvereinbarung/Stromliefervertrag (PPA)
-  Zeitliche Korrelation = Stromerzeugung und -verbrauch im selben Kalendermonat, ab 2030 in derselben Stunde
-  Geografische Korrelation = Stromerzeugungsanlage und Elektrolyseur in derselben Gebotszone
-  Keine Förderung der Stromerzeugungsanlage durch Betriebs- oder Investitionsbeihilfen

Abb. 3-4 Rahmenbedingungen für den Strombezug erneuerbarer Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs gemäß DA (EU) 2023/1184 (bezogen auf Deutschland)

Am 10.02.2023 wurde die ursprüngliche Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 durch zwei delegierte Verordnungen ergänzt. Zum einen wurden detaillierte Vorschriften für die Erzeugung erneuerbarer Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (engl.: Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO) ergänzt (DA (EU) 2023/1184) und zum anderen ein Mindestschwellenwert für die THG-Einsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe (engl.: Recycled Carbon Fuels, RCF) sowie eine Methode zur Ermittlung der THG-Einsparung durch RFNBOs festgelegt (DA (EU) 2023/1185). Abbildung 3-4 zeigt die Rahmenbedingungen, unter denen der für die Herstellung von RFNBOs verwendete Strom als vollständig erneuerbar betrachtet werden kann.

Bei der Implementierung der RED II in nationales Recht haben die Mitgliedstaaten einen gewissen Gestaltungsspielraum hinsichtlich der für die Zielerreichung gewählten Maßnahmen. So orientieren manche Länder, z. B. Deutschland, ihre Vorgaben an einem Ziel zur Vermeidung von THG-Emissionen, während andere Länder das Ziel am zu erreichenden Anteil erneuerbarer Energien ausrichten, wie Abbildung 3-5 zeigt.

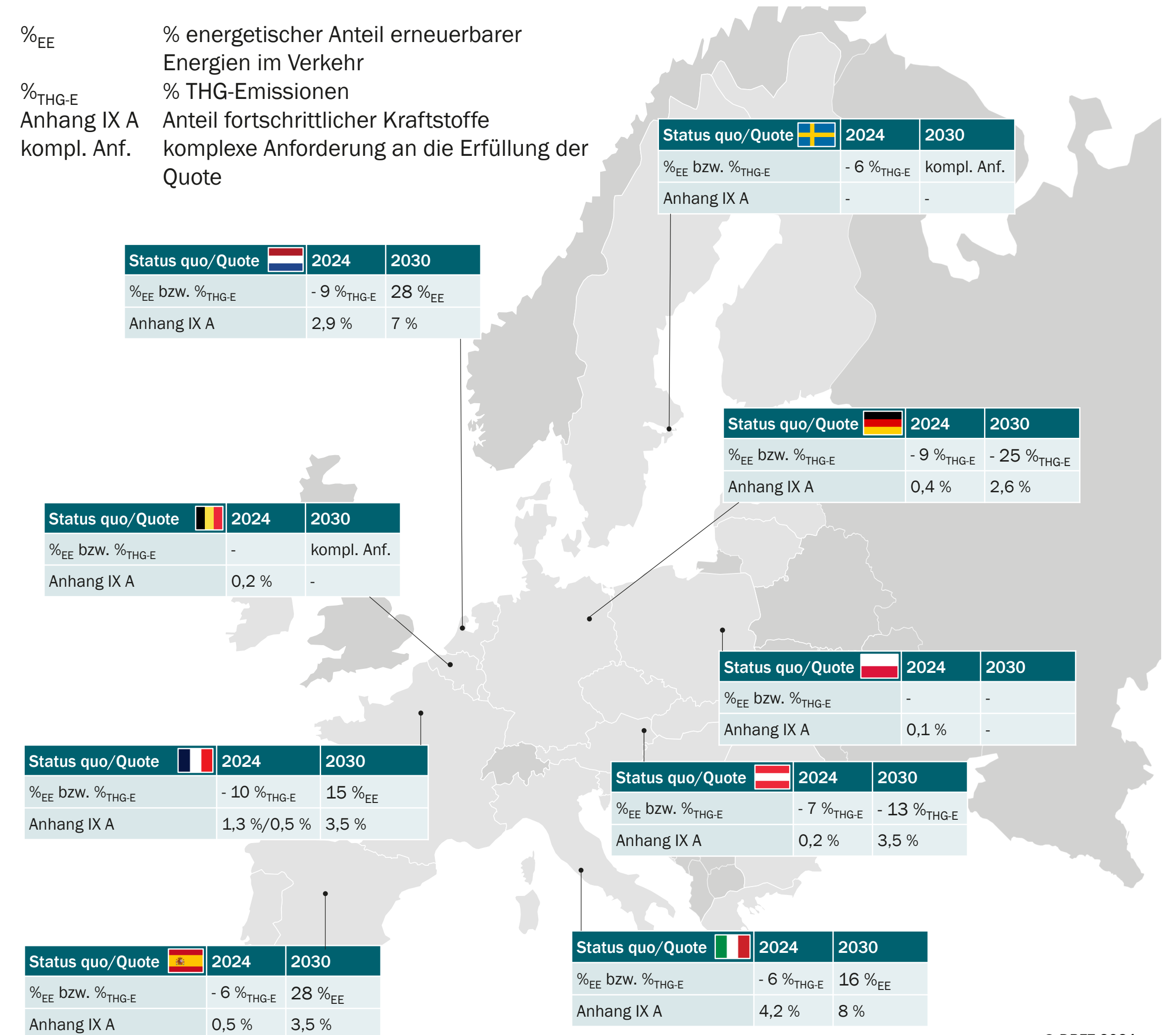


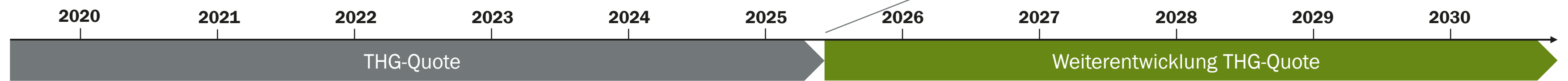
Abb. 3-5 Ausgewählte nationale Quoten und Ziele in Europa für die Jahre 2024 und 2030, eigene Darstellung auf Basis von [Bernabeu (2024)]

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 (kurz Bundes-Immissionsschutzgesetz, **BlmSchG**) und die nachgeordneten Verordnungen zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (**36.**, **37.** und **38. BlmSchV**) implementiert. Abbildung 3-6 zeigt den aktuellen Stand des BlmSchG, der sich auf die RED II (EU) 2018/2001 ohne deren Revision bezieht.

BlmSchG | Umsetzung der RED im Verkehrsbereich in Deutschland

Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge, § 37a bis § 37h

Bis 21.05.2025 nationale Umsetzung der revidierten RED II gefordert, Verzögerung jedoch wahrscheinlich



Ziele der aktuell gültigen nationalen Umsetzung der RED II

Verpflichtete haben sicherzustellen, dass die THG-Emissionen der von ihnen in Verkehr gebrachten fossilen Otto- und Dieselmotoren zuzüglich der THG-Emissionen der von ihnen eingesetzten Erfüllungsoptionen um einen festgelegten Prozentsatz gegenüber einem Referenzwert gemindert werden.
Es soll eine THG-Minderungsquote für den Einsatz von Flüssigkraftstoffen im Verkehrssektor durch sukzessive Steigerung bis auf 25 % im Jahr 2030 erreicht werden. Für die Erfüllungsoptionen gibt es spezifische Vorgaben für das Jahr 2030:

Fortschrittliche Biokraftstoffe im Straßenverkehr (Ausgangsstoffe gemäß Anhang IX, Teil A)	Mind. 2,6 % _E
Grüner Wasserstoff und Folgeprodukte im Flugverkehr (Power-to-X-Kraftstoffe)	Mind. 2 % _E
Biokraftstoffe (Ausgangsstoffe gemäß Anhang IX, Teil B)	Max. 1,9 % _E
Konventionelle Biokraftstoffe	Max. 4,4 % _E

Erläuterung: %_E = % energetischer Anteil

► Anpassung an Revision der RED II

Die gesamte gesetzliche Grundlage und ebenso alle Verordnungen sollten bis 21.05.2025 an die revidierte RED II angepasst werden. Insbesondere sind die neu hinzukommenden Verkehrsträger Schiff und Flugzeug zu berücksichtigen.

Geltungsbereiche der Verordnungen

- 36. BlmSchV Die VO beinhaltet bspw. Festlegungen zu den Pflichten der Inverkehrbringer (u. a. Ermittlung von Biokraftstoffmengen, Nachweis von Biokraftstoffeigenschaften), zur zuständigen Stelle, zu Biodiesel (FAME) und zu Biokraftstoffen aus tierischen Fetten und Ölen.
- 37. BlmSchV Hier werden die Voraussetzungen für die Anrechenbarkeit von strombasierten Kraftstoffen, wie z. B. grünem Wasserstoff, auf die THG-Quote behandelt.
- 38. BlmSchV Die VO beinhaltet Festlegungen zu verschiedenen Erfüllungsoptionen, u. a. auch anrechenbarer Strom in batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen.
- BiokraftNachV Biokraftstoffe, die auf die Biokraftstoffquote angerechnet werden, müssen die in der VO festgelegten Kriterien erfüllen. Die Berechnung der THG-Emissionen erfolgt nach der in der VO festgelegten Methodik.

Funktionsweise

Inverkehrbringer müssen die Erfüllung der Quote zur THG-Vermeidung in Form von Kraftstoffbeimischungen, Reinkraftstoffen und Strom im Straßenverkehr gegenüber der Quotenstelle (Hauptzollamt) nachweisen. Die Erfüllungsoptionen müssen die Kriterien der nachgelagerten Verordnungen erfüllen.

Die Mehrfachanrechnungen und Randbedingungen für bestimmte Erfüllungsoptionen stellen sich wie folgt dar:

Elektrischer Strom im Verkehr	3x, inkl. Anpassungsmechanismus bei Überschreitung der Gesamtquote
Elektroantriebe, batterie- und brennstoffzellengestützt	Anpassungsfaktor für Antriebseffizienz 0,4
Fortschrittliche Biokraftstoffe im Straßenverkehr (Ausgangsstoffe gemäß Anhang IX, Teil A)	2x für Mengen oberhalb des energetischen Mindestanteils
Grüner Wasserstoff und Folgeprodukte zum Einsatz in Raffinerien und im Straßenverkehr (Power-to-X-Kraftstoffe)	2x

Abb. 3-6 Überblick zum Bundes-Immissionsschutzgesetz als Umsetzung der RED II ((EU) 2018/2001) in Deutschland, erstellt im Projekt InnoFuels, aktualisierte Version auf der (InnoFuels-Webseite) [oekom (2021)]

Impuls der Autoren

Die Emissionsminderung durch die THG-Quote erfolgte bisher zunächst überwiegend durch den Einsatz konventioneller Biokraftstoffe, die auf landwirtschaftlichen Feldfrüchten basieren. Der nun verstärkte Anreiz, insbesondere solche Biokraftstoffe einzusetzen, die aus biogenen Abfällen und Reststoffen hergestellt werden und rechnerisch zu einer hohen THG-Minderung beitragen, kann insbesondere durch deren Mehrfachanrechnung zu dem unerwünschten Nebeneffekt führen, dass die reale Emissionsminderungsvermeidung sinkt (siehe Exkurs „Mehrfachanrechnungen – sinnvoller Hebel für den Hochlauf erneuerbarer Energien?“). Eine parallel erforderliche, ambitionierte Elektrifizierung (Umstellung der Antriebe bei Neufahrzeugen) und eine deutlich stärkere Nutzung nachhaltiger erneuerbarer Kraftstoffe (Kraftstoffsubstitution bei Bestandsfahrzeugen und schwer elektrifizierbaren Antrieben) ist zwingend erforderlich, kann jedoch nicht allein durch die THG-Quote bewirkt werden.

Die Inverkehrbringer von Otto- und Dieseldieselkraftstoffen sind zur THG-Vermeidung verpflichtet, um die Quote zu erfüllen, und müssen diese entsprechend den rechtlichen Anforderungen gegenüber der Quotenstelle nachweisen. Das Verfahren zu Handel und Nachweis der THG-Quote ist in Abbildung 3-7 vereinfacht dargestellt. Derzeit wird der überwiegende Teil der Quote durch die Beimischung von Biokraftstoffen in Otto- und Dieseldieselkraftstoff realisiert (rechter Teil 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 Dieseldieselkraftstoff erfolgt, muss eine Übertragung der Verpflichtung zur Quotenerfüllung vom Verpflichteten, dem Mineralölunternehmen, an einen Dritten erfolgen, dargestellt in der Mitte der Abbildung. Dieser weist dann anstelle des Verpflichteten die entsprechende Erfüllung gegenüber der Quotenstelle nach. Dies ist beispielsweise bei Biomethan als erneuerbarem Substitut für komprimiertes oder verflüssigtes Erdgas (engl.: Compressed Natural Gas, CNG, bzw. Liquefied Natural Gas, LNG) oder bei der Anrechnung von erneuerbaren Reinkraftstoffen wie beispielsweise Biodiesel oder Pflanzenöl der Fall. Die Anrechnung von Strom im Straßenverkehr folgt dem im linken Teil der Abbildung dargestellten Vorgehen. Zur Anrechnung auf die THG-Quote können grundsätzlich zwei Arten von Strom kommen:

1. Energetische Menge des elektrischen Stroms, der über öffentlich zugängliche Ladepunkte entnommen wurde (38. BImSchV § 6), sowie
2. Energetische Menge des elektrischen Stroms in anderen Fällen. Dies erfolgt über Schätzwerte für dessen Nutzung in reinen Batterieelektrofahrzeugen. Die bekanntgegebenen Schätzwerte betragen 2.000 kWh pro Jahr und Fahrzeug für Personenkraftwagen (Pkw), 3.000 kWh für leichte Nutzfahrzeuge (LNF) der Klasse N 1 sowie 72 000 kWh für Busse [BMUV (2023a)].

Der Emissionsfaktor für Strom für den Verkehrssektor wird jährlich angepasst, im Vorjahr durch das UBA festgelegt und veröffentlicht. Für das Jahr 2023 beträgt er 135 kg CO₂-Äq./GJ [UBA (2022)], für das Jahr 2024 138 kg CO₂-Äq./GJ [UBA (2023a)] sowie 124 kg CO₂-Äq./GJ für das Jahr 2025 [Umweltbundesamt (2024)].

Die nachweisliche Treibhausgasminde rung aller Erfüllungsoptionen kann an Dritte übertragen werden. Während dies für Beimischungen in Otto- und Dieseldieselkraftstoffe optional ist (BImSchG 37a Abs 7), ist dies für Inverkehrbringer von sonstigen erneuerbaren Kraftstoffen sowie elektrischem Strom zwingend erforderlich, da sie selbst nicht zur Quotenerbringung verpflichtet sind (BImSchG §37a Abs 6). Die Übertragung erfolgt über einen bilateralen Vertrag beider Parteien. Für die Anbahnung dieses sogenannten Quotenhandels haben sich diverse Plattformen und Anbieter etabliert.

Inverkehrbringer von flüssigen oder gasförmigen biogenen Kraftstoffen können diese nur dann auf die Quotenverpflichtung anrechnen lassen, wenn sie belegen können, dass die Kraftstoffe die gemäß Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung erforderlichen Nachhaltigkeitskriterien erfüllen. Dieser Nachweis wird über die staatliche Web-Anwendung Nachhaltige-Biomasse-Systeme (Nabisy) der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) erbracht.

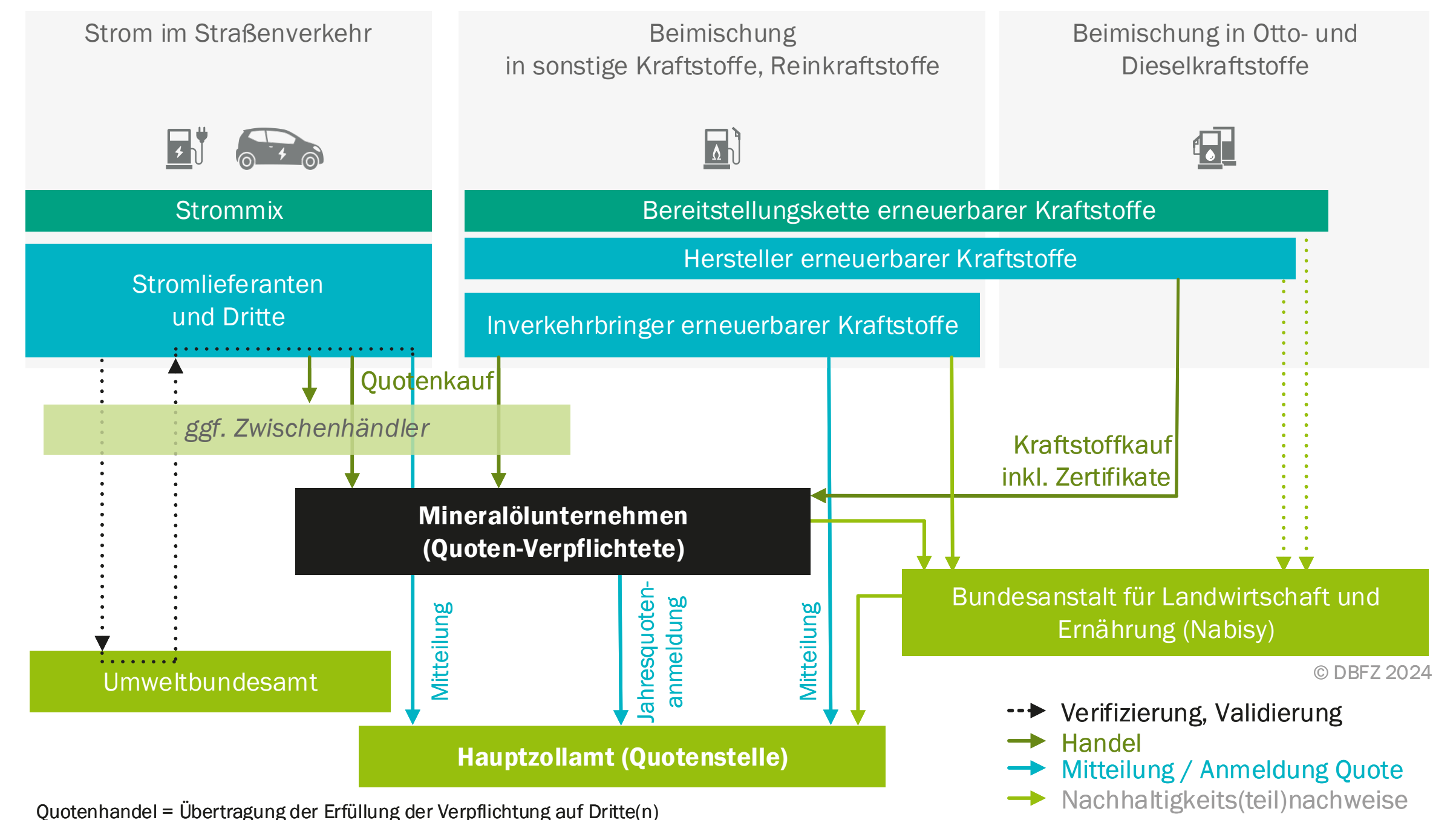


Abb. 3-7 Quotennachweis und -handel in Deutschland (Übertragung der Erfüllung der Verpflichtung auf Dritte), Hinweis: vereinfachte Darstellung ohne Anspruch auf Vollständigkeit, weiterführende Informationen: [DV THG-Quote (2016)]

Die Ermittlung der THG-Vermeidung für Inverkehrbringer erfolgt nach einer definierten Methode (Abbildung 3-8 und Abschnitt 8.1.2): Gemäß dem Ziel der Quote berechnet sie sich grundsätzlich aus dem Verhältnis von (realen) Emissionen im Verkehr (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 CO₂-Äq./GJ dar. Nach Novelle der Verordnung zur Anrechnung von Upstream-Emissionsminderungen auf die THG-Quote aufgrund von inzwischen nachweislichen Betrugsfällen konnten vorgelagerte Emissionsminderungen (engl.: Upstream Emission Reduction, UER) bis Ende des Verpflichtungsjahres 2024 bis maximal 1,2 % in der Quote berücksichtigt werden (sowie Restmengen für das Jahr 2025). Weiterführende Informationen zu Betrugsverdachtsfällen durch UER sind im Hintergrundpapier „THG-Quote | Quotenerfüllung 2023“ [Naumann (2024b)] zu finden:

→ [weiterführende Informationen](#) 🌐

Die Formel zur Berechnung der THG-Quote ist nachfolgend in verkürzter Form und in Abbildung 3-8 in ausführlicher Form (gemäß BImSchG bzw. gemäß revidierter RED II) dargestellt.

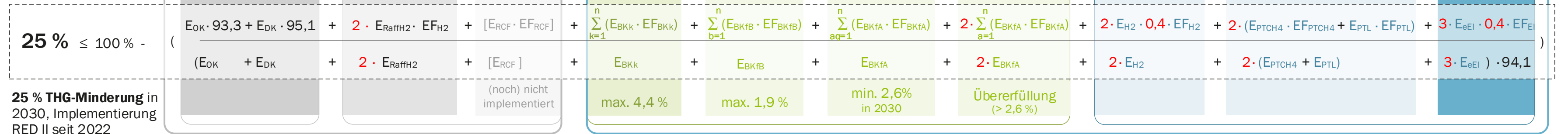
$$THG-Quote \leq 100 \% - \frac{\sum(Menge_{KS,used} * EF * AF * F_{MA})}{\sum(Menge_{KS-Art,used} * F_{MA}) * Basiswert}$$

- mit
- Menge_{KS, used} eingesetzte Menge eines Kraftstoffs
- Menge_{KS-Art, used} eingesetzte Menge einer Kraftstoffart
- EF Emissionsfaktor
- AF Antriebsfaktor
- F_{MA} Faktor für die Mehrfachanrechnung

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 Dieseldieselkraftstoff faktisch eine höhere THG-Vermeidung als nur die gemäß BImSchG vorgegebenen Mindestanteile.



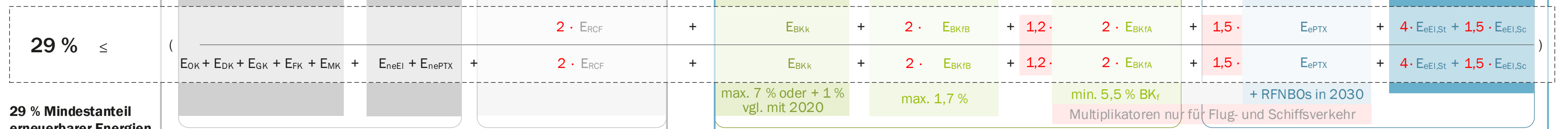
THG-Quote im BImSchG



25 % THG-Minderung in 2030, Implementierung RED II seit 2022



Revidierte RED II



29 % Mindestanteil erneuerbarer Energien

ODER

14,5 % Mindest-Treibhausgas-minderung (in 2030)

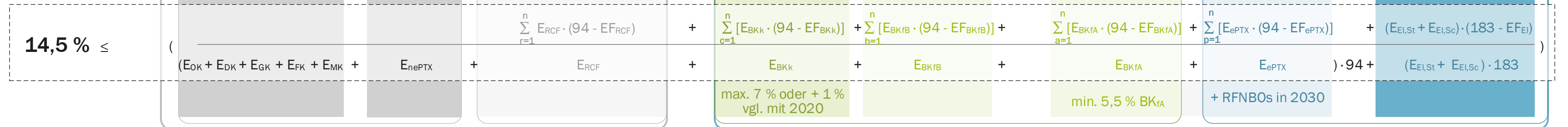


Abb. 3-8 Ausführliche Formeln zur Berechnung der THG-Quote für Deutschland ab dem Jahr 2022 bzw. gemäß revidierter RED II ab dem Jahr 2023; Hinweise: THG-Quote mit mind. THG-Vermeidung von 7 % (2022) bis 25 % (2030), vorbehaltlich etwaiger Änderungen bspw. durch den Anpassungsmechanismus infolge sehr hoher Strommengen in der Quote zur THG-Vermeidung. Abkürzungen: BK = Biokraftstoffe; OK = Ottokraftstoff; DK = Dieseldieselkraftstoff; GK = Gaskraftstoffe; FK = Flugkraftstoff; MK = Maritimer Kraftstoff; RCF = Recycled Carbon Fuels, RFNBO = Renewable Fuel of Non-Biological Origin; PTX = Stromfolgeprodukte (e.g. H2, PTCH4, PTL); Raff = Raffinerien; St = Straße; SC = Schiene; E = Energiemenge; EF = Emissionsfaktor; EI = Elektrischer Strom; f = fortschrittlich, A = Anhang IX A; B = Anhang IX B; k = konventionell, e = erneuerbar; ne = nicht erneuerbar.

Exkurs Mehrfachanrechnungen – sinnvoller Hebel für den Hochlauf erneuerbarer Energien?

Ein wesentliches Ziel der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) ist die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien mit minimalen Treibhausgasemissionen in verschiedenen Sektoren. Im Rahmen der revidierten RED II wurden dazu die Vorgaben für den Verkehrssektor deutlich angehoben, sowohl für den Anteil erneuerbarer Energien insgesamt (von 14 % auf 29 %) als auch für den Anteil fortschrittlicher Biokraftstoffe und nun auch strombasierter Kraftstoffe. Der Geltungsbereich der RED II wurde vom Straßen- und Schienenverkehr auf den gesamten Verkehrssektor einschließlich Luft- und Seeverkehr ausgeweitet, um den Einsatz ausgewählter erneuerbarer Energieträger in einzelnen Verkehrssektoren gezielt zu unterstützen. Besonders förderungswürdige Erfüllungsoptionen für erneuerbare Energieträger werden bei der Berechnung ihrer Anteile mit Faktoren für Mehrfachanrechnungen (sog. Multiplikatoren, siehe Abbildung 3-8) gestärkt. Mit diesem Instrument sollen

diese Erfüllungsoptionen bevorzugt in den Markt gebracht werden – insbesondere auch dann, wenn dafür Technologien mit geringer technologischer Reife (TRL) eingesetzt werden müssen.

Bei der Gegenüberstellung von im Jahr 2022 im deutschen Straßen- und Schienenverkehr tatsächlich eingesetzten Mengen erneuerbarer Energien (Berechnung ohne Multiplikatoren) mit den Mengen, die sich aus der Mehrfachanrechnung gemäß der revidierten RED II ergeben (Berechnung mit Multiplikatoren), resultiert eine Diskrepanz zwischen 6,9 % tatsächlich eingesetzten erneuerbaren Energien (bezogen auf den Endenergieverbrauch) und einem nach der revidierten RED II angerechneten Anteil von 10,2 % (Tabelle 3-2).

Dies bedeutet wiederum, dass geringere Mengen an erneuerbaren und klimafreundlichen Energieträgern notwendig sind, um die festgelegten Zielwerte zu deren Anteil gemäß revidier-

ter RED II zu erfüllen. Trotzdem muss der tatsächliche Endenergiebedarf im Verkehr gedeckt werden, wozu die Optionen mit Mehrfachanrechnungen zur Hälfte bzw. im Falle von erneuerbarem Strom nur zu einem Viertel beitragen. Die Lücke zwischen tatsächlich verbrauchten Mengen und den Mengen, die gemäß revidierter RED II angerechnet werden können, wird größer, je mehr durch Mehrfachanrechnungen bevorzugte Optionen in den Markt gelangen. Diese Lücke wird weiterhin mit fossilen Energieträgern geschlossen. Dies mag derzeit eine untergeordnete Rolle spielen, wird jedoch im Jahr 2030, wenn ein Mindestanteil von 29 % erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor vorgeschrieben ist, deutlicher zutage treten. Klimaneutralität im Verkehr bedeutet, dass die Energieträger vollständig erneuerbar bereitgestellt werden müssen. Die Förderung ausgewählter Erfüllungsoptionen und innovativer Technologien durch die Instrumente RED II und THG-Quote ist initial sinnvoll, funktioniert aber – wie anhand der Berechnungsmethodik erkennbar – nur bis zu einem gewissen Anteil bevorzugter erneuerbarer Energieträger. Das Ziel eines klimaneutralen Verkehrs kann nur erreicht werden, wenn die Mehrfachanrechnungen sukzessive wieder zurückgenommen werden und über die derzeitigen Instrumente hinaus langfristig wirkende Maßnahmen etabliert werden, um Investments in tragfähige Konzepte zu fördern.

Tab. 3-2 Beispiel einer Anrechnung gemäß revidierter RED II für den Straßen- und Schienenverkehr auf Basis der Werte für Deutschland aus dem Jahr 2022, Daten aus [Eurostat (2024a)]

Anrechnung gemäß revidierter RED II (Bezug 2022) für Straßen- und Schienenverkehr	Multiplikator	Energetische Mengen [PJ] bzw. relative Anteile
Endenergieverbrauch im Verkehr		2084
Berechnung ohne Multiplikatoren:		
Verbrauch von erneuerbaren Energien		145
Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch		6,9 %
Berechnung mit Multiplikatoren:		
Verbrauch von erneuerbaren Energien		212
Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch		10,2 %
Multiplikatoren und reale Energieträgermengen:		
Biokraftstoffe gemäß Anhang IX Teil A	2	18,6
Biokraftstoffe gemäß Anhang IX Teil B	2	26,8
Erneuerbarer Strom (Straße)	4	3,90
Erneuerbarer Strom (Schiene)	1,5	18,6
Konventionelle Biokraftstoffe	-	76,0

Die Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (kurz Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung, **Biokraft-NachV**) trat im Jahr 2009 in Kraft, um die Vorgaben der EU-Richtlinien 2009/30/EG und 2009/28/EG zu erfüllen, wobei im Zuge der Umsetzung der revidierten RED II eine Überarbeitung der Biokraft-NachV 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, die auf nationaler Ebene durch die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) bzw. auf europäischer Ebene durch die Europäische Kommission zugelassen sein müssen. Seit Januar 2011 müssen alle in Deutschland auf die Quote angerechneten Biokraftstoffe entsprechend den Anforderungen der Biokraft-NachV zertifiziert sein.

Die Verordnung zur Anrechnung von Upstream-Emissionsminderungen auf die THG-Quote (kurz Upstream-Emissionsminderungs-Verordnung, **UERV**) regelte deren Ermittlung, Anrechnung und Nachweisführung. Upstream-Emissionen sind sämtliche THG-Emissionen, die entstehen, bevor der Raffinerierohstoff für fossile Otto-, Diesel- und Flüssiggaskraftstoffe in die Raffinerie oder Verarbeitungsanlage gelangt. Auf Basis der Novelle der UERV konnten bis einschließlich 2024 bzw. für spezifische Ausnahmen im Verpflichtungsjahr 2025 bis zu 1,2 % THG-Vermeidung durch die Reduktion der Emissionen dieser Vorkette auf das THG-Minderungsziel nach § 37a BImSchG angerechnet werden. Danach ist nach Bekanntwerden von Betrugsverdachtsfällen keinerlei Anrechnung von UER-Projekten mehr möglich. Seit dem 1.07.2024 können schon keine neuen Anträge mehr für UER-Projekte gestellt werden. [BMUV (2024)]

In einem Hintergrundpapier des DBFZ („THG-Quote | Quotenerfüllung 2023“ [Naumann (2024b)]) werden die erheblichen Verschiebungen im deutschen Biokraftstoffmarkt bis zum Jahr 2023 analysiert. Angesichts erheblicher Betrugsvorwürfe wird darüber hinaus die Notwendigkeit wirksamer Maßnahmen zur Stabilisierung der Rahmenbedingungen verdeutlicht.

→ [weiterführende Informationen](#) 

Die Kraftstoffqualitätsrichtlinie (engl.: Fuel Quality Directive, **FQD**) wurde ursprünglich zur Vereinheitlichung der Qualitätsstandards der fossilen Kraftstoffe eingeführt. Seit deren Aktualisierung im Jahr 2009 (2009/30/EG) ist neben den technischen Standards der Kraftstoffe für den Straßenverkehr und Spezifikationen für von Binnenschiffen gebrauchte Kraftstoffe 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 jeweils um weitere 2 % durch technische oder bilanzielle Optionen wie beispielsweise Gutschriften im Rahmen des Kyoto-Protokolls erreicht werden.

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 Biodiesel, Otto-, Diesel-, Ethanol-, Flüssiggas- und Pflanzenölkraftstoffen sowie Erdgas und Biogas jeweils im geschäftlichen Verkehr mit den Endverbrauchern. 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 (Abschnitt 7.1): So müssen etwa Dieselmotorkraftstoffe,

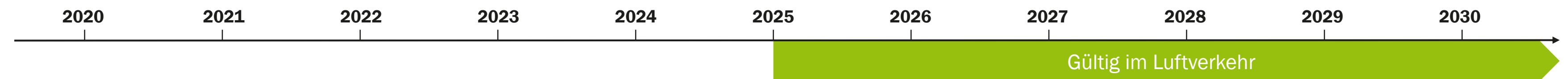
die an Endverbraucher verkauft werden, der DIN EN 590, DIN EN 16734 oder DIN EN 15940 entsprechen (§ 4 (1) bis (3)).

Gemäß der Verordnung zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr (**ReFuelEU Aviation**, (EU) 2023/2405, Abbildung 3-9) müssen Flugkraftstofflieferanten sicherstellen, dass der gesamte Flugkraftstoff, der den Luftfahrzeugbetreibern an jedem Flughafen der EU zur Verfügung gestellt wird, einen Mindestanteil an nachhaltigem Flugkraftstoff (engl.: Sustainable Aviation Fuels, SAF) enthält, einschließlich eines Mindestanteils an synthetischem Flugkraftstoff.



ReFuelEU Aviation

Verordnung (EU) 2023/2405 des Europäischen Parlaments und des Rates zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr



Ziele

Mit der VO, die Teil des „Fit for 55“-Paketes der EU ist, sollen die Produktion und Nutzung nachhaltiger Kraftstoffe durch Flugzeuge (engl. Sustainable Aviation Fuels, SAF) unter gleichen Wettbewerbsbedingungen erhöht und deren ökologischer Fußabdruck verringert werden.

Geltungsbereich

EU-Flughäfen mit einem jährlichen Passagieraufkommen von mindestens 800.000 Personen oder einem jährlichen Frachtaufkommen von mehr als 100.000 t müssen die Betankung mit SAF ermöglichen. Flugzeugbetreiber, die von EU-Flughäfen starten, müssen mindestens 90 % ihres jährlichen Treibstoffbedarfs innerhalb der EU tanken. Dabei dürfen sie nur mit der für den jeweiligen Flug benötigten Menge betankt werden, um Emissionen durch zusätzliches Gewicht zu vermeiden. Die Verordnung ist ab dem Jahr 2024 in allen Mitgliedsstaaten verbindlich. Außerdem soll ab 2025 ein EU-weites Eco-Label für den Vergleich der Nachhaltigkeit von Flügen eingeführt werden. Ab 2027 wird das Programm im Abstand von vier Jahren von der Europäischen Kommission evaluiert.

Funktionsweise

In der Verordnung werden verbindliche Mindest-Beimischungsquoten für SAF und erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (engl. Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO) festlegt:

Beginnend	2025	2030	2032	2035	2040	2045	2050
SAF	2 %	6 %	6 %	20 %	34 %	42 %	70 %
RFNBO	0 %	0,7 %	1,2 % bzw. 2 %	5 %	10 %	15 %	35 %

Die Kraftstoffe müssen nicht in der EU produziert werden. Jedes EU-Land ist selbst für die Höhe der Strafen bei Nichterfüllung und für deren Durchsetzung verantwortlich. Dabei gibt es Mindestvorgaben für SAF-Anbieter und Fluggesellschaften durch die EU.

► Harmonisierung mit der RED

Eine Harmonisierung mit der RED ist nötig, insbesondere hinsichtlich der verwendbaren Rohstoffe und Ziele. Ansonsten droht eine nicht gewollte Verschiebung der betreffenden Ressourcen in den jeweils günstigeren Sektor. In Deutschland muss dies mit einer Integration in die THG-Quote erfolgen.

Definition von SAF

- Gemäß der ReFuelEU Aviation sind SAF folgendermaßen definiert:
- Synthetisch hergestelltes Kerosin mit mindestens 70 % THG-Einsparungen:
 - Synthetisch hergestelltes Kerosin aus erneuerbarem bzw. kohlenstoffarmem Wasserstoff (RFNBOs mit Strom aus erneuerbaren Energien bzw. aus Kernenergie - Kriterien gemäß EU-Gasmarktrichtlinie),
 - kohlenstoffarmer oder erneuerbarer Wasserstoff,
 - Biokraftstoffe mit THG-Einsparung von 50 %, 60 % bzw. 65 % (abhängig vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Produktionsanlage) für
 - Kerosin aus biogenen Rest- und Abfallstoffen (RED II Anhang IX Teile A und B)
 - Biokraftstoffe, die nicht auf Nahrungs- und Futtermittelpflanzen basieren (maximal 3 %) sowie
 - Wiederverwertete Kohlenstoff-haltige Flugkraftstoffe (engl. Recycled Carbon Fuels, RCF)

Impuls der Autoren

Der geplante ambitionierte Hochlauf von SAF ist eine ergänzende Maßnahme zu anderen Instrumenten der Luftverkehrspolitik, da gerade dieser Verkehrssektor auf einen schnellen Hochlauf alternativer Kraftstoffoptionen zur Emissionsminderung angewiesen ist. Gemeinsam mit z. B. dem europäischen Emissionshandel (Abschnitt 3.1.2) kann eine wirksame THG-Emissionsminderung im Luftverkehr erreicht werden.

Abb. 3-9 Überblick zur ReFuelEU Aviation, erstellt im Projekt InnoFuels, aktualisierte Version auf der (InnoFuels-Webseite), [Europäischer Rat (2024b); NOW (2023b)]

Für den privaten Flugverkehr sind verbindliche Regelungen in der Konvention der internationalen Zivilluftfahrtorganisation (engl.: International Civil Aviation Organization, ICAO) verankert. In Annex 16 Volume III sind die Berechnungen für CO₂-Emissionen von Flugzeugen beschrieben [BAZL (2017)]. Annex 16 Volume IV ist unter dem Kürzel **CORSIA** für Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (Abbildung 3-10) bekannt und gilt für Luftfahrzeugbetreiber der ICAO-Staaten [CORSIA (2018)].

CORSIA | Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation

Globales, marktbasierendes Programm der Internationalen Zivilluftfahrtorganisation

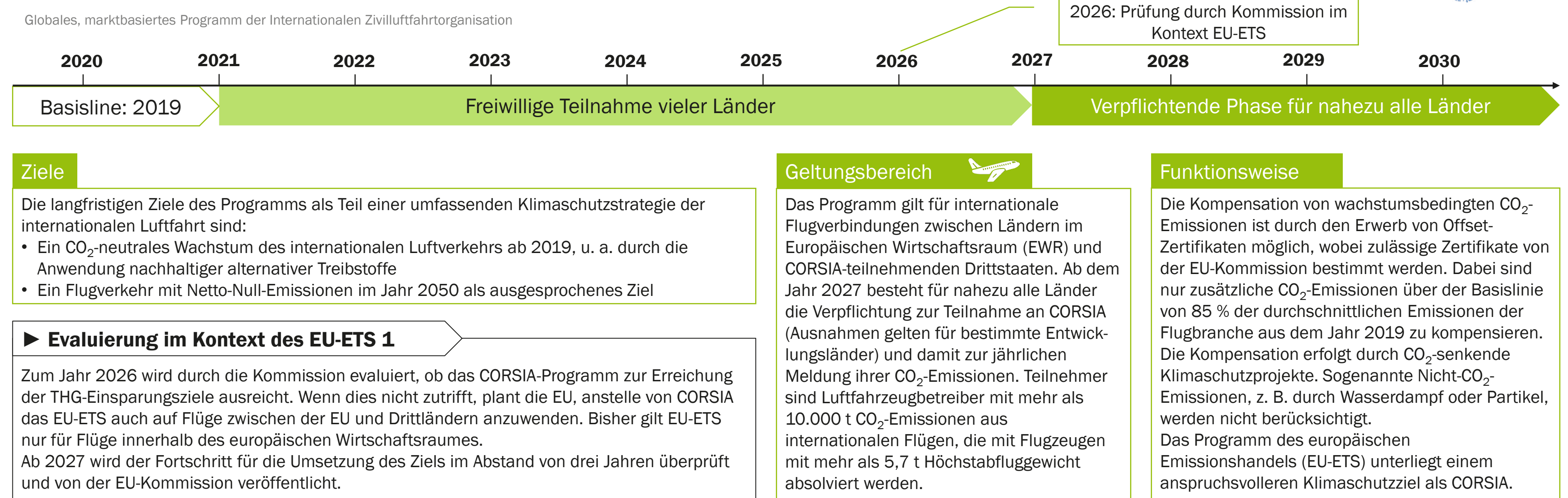


Abb. 3-10 Überblick zu CORSIA, erstellt im Projekt InnoFuels, aktualisierte Version auf der (InnoFuels-Webseite), [DEHSt (2023); UBA (2023b)]

Impuls der Autoren

CORSIA ist das erste global anwendbare Klimaschutzinstrument im Flugverkehr. Allerdings müssen für einen erfolgreichen Klimaschutz Emissionen tatsächlich vermieden werden, wohingegen im Rahmen von CORSIA Emissionen nur dokumentiert und zertifiziert ausgeglichen werden müssen. Dies führt nicht zwangsläufig zu Emissionsminderungen, da insbesondere die tatsächlichen Einsparungen solcher Kompensationsmaßnahmen immer wieder in der Kritik stehen und wirksamere THG-Einsparmaßnahmen vermutlich nicht zusätzlich umgesetzt werden.

Zudem trägt der Flugverkehr nicht nur durch CO₂-Emissionen zum Klimawandel bei, sondern auch die Nicht-CO₂-Klimaeffekte des Flugverkehrs (z. B. durch Kondensstreifen). Die Effekte der Luftverkehrsemissionen, also Stickoxide, Wasserdampf, Kohlenstoffmonoxid, unvollständig verbrannte Kohlenwasserstoffe und Partikelemissionen wie Ruß, können jedoch nach derzeitigem Kenntnisstand noch nicht genau bewertet und quantifiziert werden.

Gemäß der Verordnung über die Nutzung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Kraftstoffe im Seeverkehr (**FuelEU Maritime**, Abbildung 3-11) sollen die THG-Emissionen, die durch den Treibstoffbedarf in der maritimen Schifffahrt verursacht werden, schrittweise reduziert werden.

FuelEU Maritime

Verordnung (EU) 2023/1805 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Nutzung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Kraftstoffe im Seeverkehr



Abb. 3-11 Überblick zur FuelEU Maritime, erstellt im Projekt InnoFuels, aktualisierte Version auf der [InnoFuels-Webseite](#), [NOW (2023a)]

Impuls der Autoren

Aufgrund des eher niedrigen Ambitionsniveaus in den ersten Jahren der FuelEU Maritime wird eine effektive Emissionsminderung erst mit einer Verzögerung sichtbar. Es bleibt abzuwarten, welche Vermeidungsmaßnahmen zuerst umgesetzt werden: Negative Auswirkungen können sich z. B. durch die Zulassung von fossilen Kraftstoffen ergeben, die in der Folge zu Lock-in-Effekten führen können, da gerade in der Schifffahrt von langen Nutzungszeiten der Fahrzeuge auszugehen ist und die Erneuerung der Flotten nur langsam voranschreitet (siehe Exkurs „Energieverbrauch und Fahrzeualter verschiedener Verkehrsmittel“).

Im weltweiten Schiffsverkehr gilt das Internationale Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe (**MARPOL**-Übereinkommen). In den Annexen I bis V werden vor allem Regeln zum Schutz der Meere vor z. B. Öl, Müll, Abwässern und transportierten Gefahrgütern aufgestellt, Annex VI beinhaltet Vorgaben zum Schutz der Luftverschmutzung durch Seeschiffe und nimmt dabei auch Bezug zum verwendeten Kraftstoff und zur Energieeffizienz im Schiffsbetrieb.

Die Internationale Seeschiffahrtsorganisation (engl.: International Maritime Organization, **IMO**), deren Umweltausschuss (engl.: Marine Environmental Protection Committee, MEPC) die Fragen des Umweltschutzes wie im MARPOL-Übereinkommen behandelt, entwickelte im Jahr 2023 die sogenannte IMO-Strategie zur Reduktion der THG-Emissionen durch Schiffe (Abbildung 3-12).

IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships

IMO-Strategie zur Reduktion der THG-Emissionen durch Schiffe

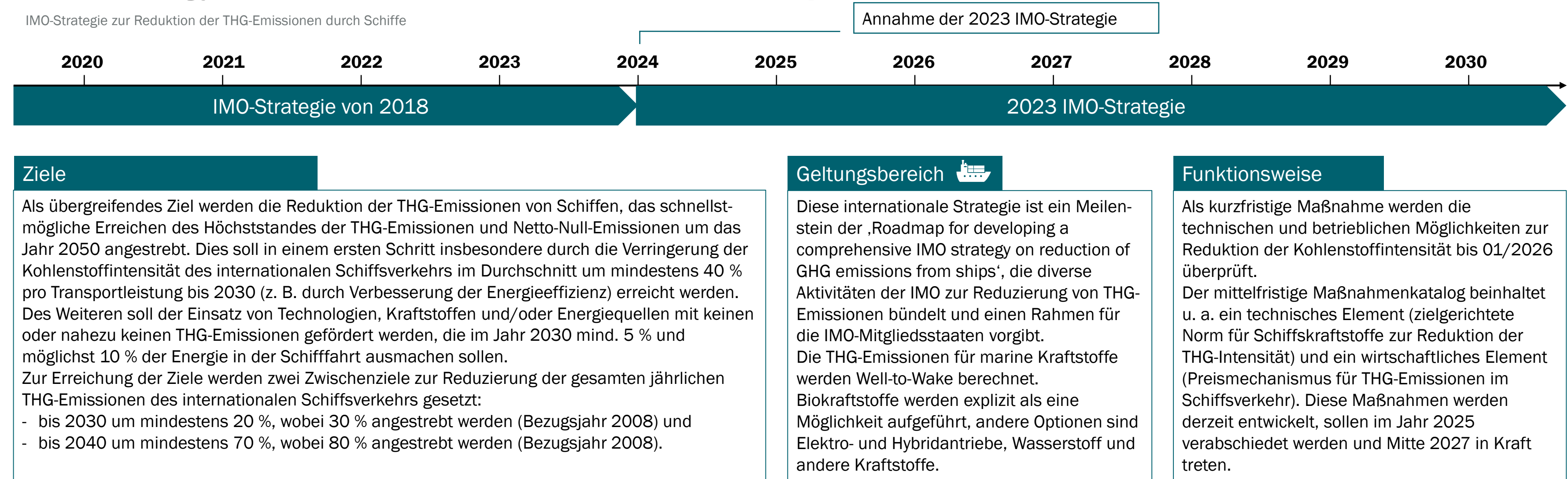


Abb. 3-12 Überblick zur 2023 IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships, erstellt im Projekt InnoFuels, aktualisierte Version auf der (InnoFuels-Webseite), [IMO (2019)]

Der regulatorische Rahmen für Kraftstoffe beinhaltet des Weiteren Themen, die für den Verbraucher direkt relevant sind:

- Kraftstoffe müssen Konformität im Hinblick auf nationale und internationale **Normen** (z. B. DIN-, EN-, ASTM- und ISO-Normen) aufweisen. Durch diese Normen (Abschnitt 7.1) werden die Qualität der in Verkehr gebrachten Kraftstoffe und der sichere Betrieb der für die entsprechenden Kraftstoffe freigegebenen Fahrzeuge sichergestellt.
- Die Verordnung zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe (**REACH**, (EG) Nr. 1907/2006) gilt als Verordnung direkt in allen EU-Mitgliedstaaten. Sie gibt den Rahmen für den Umgang mit Chemikalien, welche in der EU im Umlauf sind, vor. Alle diese Stoffe und somit auch alle in Verkehr gebrachten Kraftstoffe müssen bei der Europäischen Chemikalienagentur (ECHA) registriert werden. Eine geplante Revision der REACH-Verordnung wurde bisher nicht erarbeitet.

Impuls der Autoren

Weltweit übereinstimmende Regulierungsanforderungen in der Schifffahrt zu etablieren, ist zwingend erforderlich, um deren THG-Reduktion zu erreichen. Dabei ist eine einheitliche Bewertung der THG-Emissionen sicherzustellen. Der Rahmen der zeitlichen Einführung bis zur finalen Wirkung darf nicht unterschätzt werden, insbesondere im Hinblick auf die Lebensdauer der Schiffe. Mögliche Verzögerungen bei der Implementierung von regulativen Maßnahmen sind dabei zwingend zu minimieren.

3.1.2 Emissionshandel und Steuern

Zur Erreichung der THG-Minderungsziele wurde das Europäische Emissionshandelssystem (EU-EHS, engl.: European Emissions Trading Scheme, **EU-ETS**, Abbildung 3-13) etabliert.

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 (kurz Lastenteilungsverordnung, engl.: Effort Sharing Regulation, **ESR**, (EU) 2018/842) wurden für die Mitgliedstaaten Ziele festgelegt, die Sektoren betreffen, die nicht unter das EU-ETS fallen, wie beispielsweise die Sektoren Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft und Abfall. Als Ziel für Europa gilt eine Reduktion der THG-Emissionen von 30 % bis zum Jahr 2030, bezogen auf die Emissionen des Jahres 2005. Nationale Ziele basieren auf dem relativen Wohlstand der Mitgliedstaaten, der durch das Bruttoinlandsprodukt (BIP) pro Kopf ermittelt wird. Die Änderung der Lastenteilungsverordnung passt als Teil des Green Deal die bereits definierten Reduktionsziele der Mitgliedstaaten bis zum Jahr 2030 an. Für Deutschland steigt das Reduktionsziel von vormals 38 % auf 50 % gegenüber 2005.

Impuls der Autoren
Die angestrebten Emissionsminderungen durch Emissionshandelssysteme können einen entscheidenden Beitrag zur Defossilisierung des Verkehrssektors leisten, reichen aber allein nicht aus, etwa da sie keinerlei spezifische Anreize für Technologieentwicklungen liefern. Die bisherigen Erfolge im EU-ETS 1 sind begrenzt und hängen stark vom zeitweise stark schwankenden CO₂-Preis ab. Auch im EU-ETS 2 ist die Erreichung der geplanten Emissionsreduktion von 42 % fraglich. Gerade bei den erforderlichen hohen CO₂-Preisen ist ein sozialer Ausgleichsmechanismus von entscheidender Bedeutung für die gesellschaftliche Akzeptanz.

EU-ETS | European Emissions Trading System

Richtlinie 2003/87/EG, Richtlinie (EU) 2023/958 + 2023/959, Verordnung (EU) 2015/757, Verordnung (EU) 2023/957

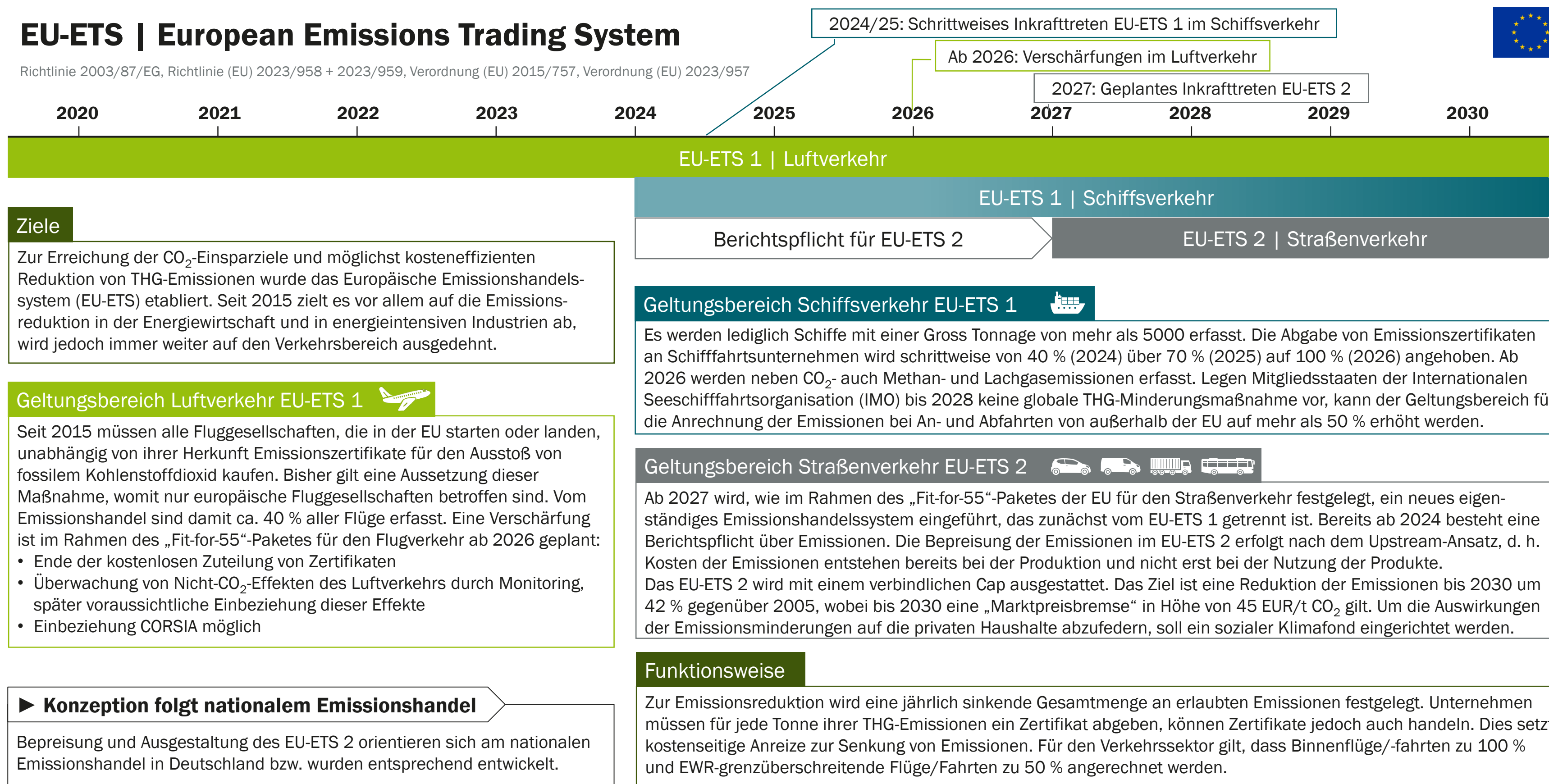
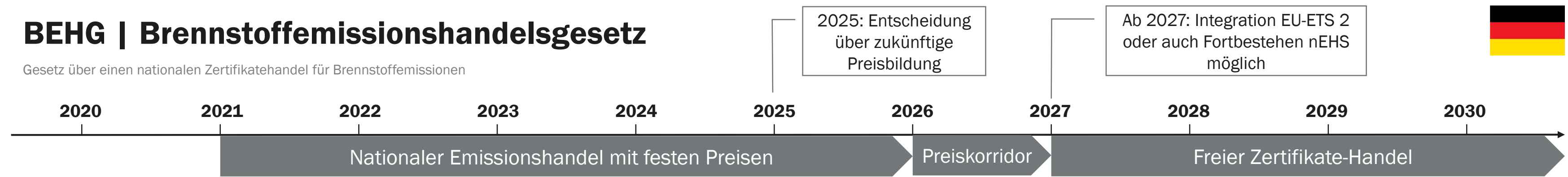


Abb. 3-13 Überblick zum European Emissions Trading System, erstellt im Projekt InnoFuels, aktualisierte Version auf der ([InnoFuels-Webseite](#)), [Europäischer Rat (2024a); UBA (2023b)]

Das Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (kurz Brennstoffemissionshandelsgesetz, **BEHG**, Abbildung 3-14) bezweckt ab dem Jahr 2021 die Minderung von THG-Emissionen in den Bereichen, die bislang nicht vom EU-ETS erfasst sind.

BEHG | Brennstoffemissionshandelsgesetz

Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen



Ziele

Mit dem BEHG sollen die im Klimaschutzplan 2050 festgelegten Klimaschutzziele erreicht werden, indem die jährlichen erlaubten Emissionsmengen begrenzt und sukzessive weiter verringert werden. Brennstoffemissionen in den Sektoren Wärme und Verkehr sollen mit dieser sektorübergreifenden Maßnahme bis zur Erreichung der nationalen THG-Minderungsziele reduziert werden. Das BEHG ist ein zusätzliches Instrument zu den geltenden sektorspezifischen Maßnahmen.

► Integration in EU-ETS 2

Mit der Einführung des EU-ETS 2 ist für das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) eine Integration (Opt-In) zu erwarten. Allerdings ist der nationale Emissionshandel teilweise umfangreicher und der Preispfad wesentlich klarer, sodass erhebliche Unsicherheiten beim Übergang entstehen können.

Geltungsbereich

Das Gesetz bezweckt ab 2021 die Minderung von THG-Emissionen in den Bereichen, die bislang nicht vom EU-ETS erfasst sind. Betrachtete fossile Kraftstoffe sind u. a. Diesel, Benzin, Erdgas und Flüssiggas.

Funktionsweise des nationalen Emissionshandelssystems (nEHS)

Die BEHG-Verpflichteten (z. B. Gasversorger oder Unternehmen der Mineralöl-industrie) müssen Verschmutzungsrechte in Form von Zertifikaten erwerben, d. h. sie bezahlen für die Emissionen, die bei der späteren Verbrennung der fossilen Brennstoffe durch die Endverbraucher entstehen. Zur Teilnahme verpflichtet sind alle, die in bestimmten Fällen als Energiesteuerschuldner definiert sind. Für jede Tonne CO₂, die bei der Verbrennung eines Brennstoffs freigesetzt wird, muss ein nEHS-Zertifikat abgegeben werden.

Der Festpreis pro Emissionszertifikat ist für die Dauer des Verkaufs in der nebenstehenden Grafik dargestellt.

Beginnend mit 2026 werden nEHS-Zertifikate in Auktionen versteigert - für das Jahr 2026 liegt der Preiskorridor für die Versteigerung zwischen 55 und 65 EUR/t CO₂. Ab 2027 bildet sich der Preis frei am Markt, sofern nicht im Jahr 2025 beschlossen wird, auch für spätere Jahre einen Preiskorridor beizubehalten. In der Versteigerungsphase gelten die Emissionsberechtigungen prinzipiell für jedes Jahr der Handelsperiode.

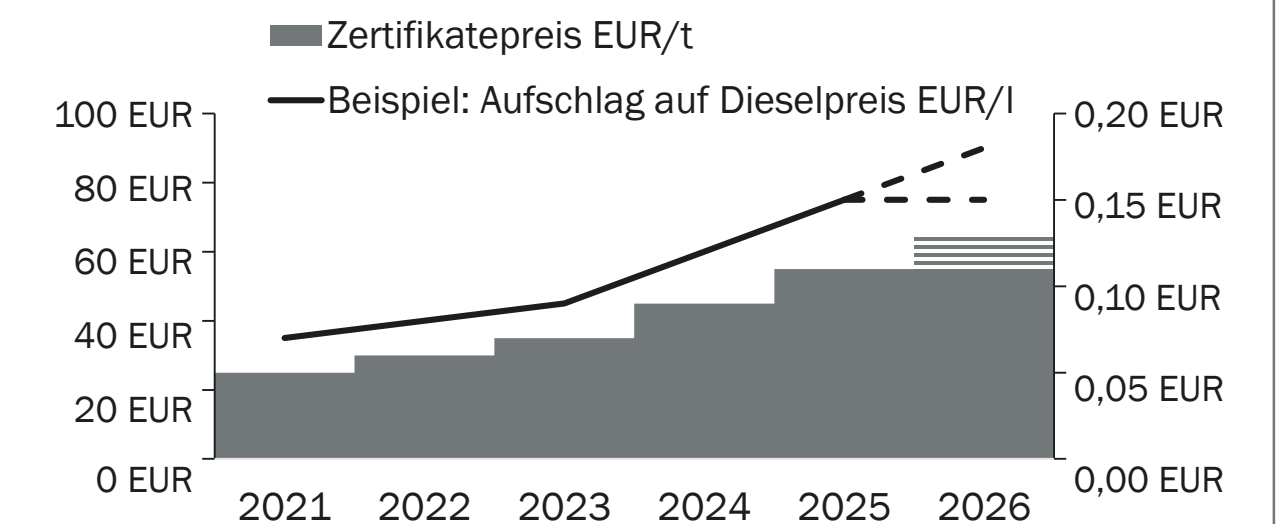


Abb. 3-14 Überblick zum Brennstoffemissionshandelsgesetz, erstellt im Projekt InnoFuels, aktualisierte Version auf der [InnoFuels-Webseite](#), [Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft; Öko-Institut e.V. (2024)]

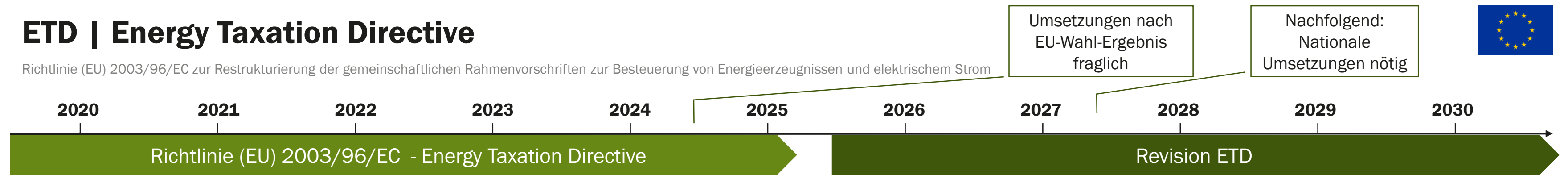
Impuls der Autoren

Die deutsche Vorreiterrolle und die Einführung eines Emissionshandels im Landverkehr haben trotz der zunächst geringen Preishöhe eine gewisse Signalwirkung und Symbolcharakter für die Einführung in Europa. Für den langfristigen Erfolg sind eine ambitionierte Preisgestaltung und die entsprechende Anreizwirkung entscheidend, außerdem muss ein sprunghafter Anstieg in den Folgejahren (Ende des festen Preiskorridors und ggf. Überführung in EU-ETS 2), vor allem aus Akzeptanzgründen, vermieden werden. Eine direkte Emissionsminderung im Verkehr ist aufgrund des aktuell niedrigen Preisniveaus begrenzt.

Die Energiesteuerrichtlinie (engl.: Energy Taxation Directive, **ETD**, 2003/96/EC, Abbildung 3-15) regelt die Besteuerung von Energieträgern im Verkehr sowie von Strom und fossilen Energieträgern zum Heizen. Der Hauptzweck ist die EU-weite Festsetzung von Mindeststeuersätzen. Hintergrund ist einerseits eine übergreifende Besteuerung zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen in der Union und andererseits eine gemeinsame Besteuerung unter den Zielen des Klimaschutzes.

ETD | Energy Taxation Directive

Richtlinie (EU) 2003/96/EC zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom



Ziele

Durch eine gemeinsame Besteuerung sollen Ungleichheiten in der EU vermieden und die Erreichung der Klimaschutzziele unterstützt werden. Bisher ist der Mindeststeuersatz einer von vielen nationalen, zumeist höheren Steuersätzen im Energiesektor und durch seinen vergleichsweise kleinen Wert in seiner Lenkungswirkung eher gering. Im Rahmen des EU-Pakets „Fit for 55“ wurde für 2021 ein Vorschlag zur Änderung der Verordnung vorgelegt, der die Energiesteuerrichtlinie zu einem wesentlichen Element der Förderung der erneuerbaren Energien in der EU machen soll.

Geltungsbereich

Die Energiesteuerrichtlinie gilt für europäische Energieerzeugnisse (Strom, Kraft- und Brennstoffe), wenn diese zum Heizen oder als Kraftstoff genutzt werden.

Funktionsweise

Die Energiesteuerrichtlinie legt übergreifend strukturelle Regeln und Mindeststeuersätze für europäische Energieerzeugnisse fest. Die folgenden Mindeststeuersätze wurden 2021 vorgeschlagen, sind aber bisher nicht verabschiedet:

Energieträger	Mindeststeuersatz [EUR/GJ]
konventionelle fossile Brennstoffe sowie nicht-nachhaltige Biokraftstoffe	10,75
Erdgas, Flüssiggas und nicht-erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (für eine Übergangszeit von zehn Jahren)	7,17
Nicht-fortschrittliche Biokraftstoffe	5,38
Strom (unabhängig von seiner Nutzung), fortschrittliche nachhaltige Biokraftstoffe und Biogas sowie erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (engl.: Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBOs)	0,15

Verzögerung bei der Umsetzung

Der Verordnungsvorschlag wurde seit September 2021 mehrfach überarbeitet, um eine Verabschiedung zu ermöglichen, und ist nun die letzte nicht verabschiedete Verordnung im Rahmen des Green Deal. Die Annahme der Verordnung stellt eine erhebliche politische Herausforderung dar, da hierfür die Einstimmigkeit aller Mitgliedstaaten im Europäischen Rat erforderlich ist. Die vorgeschlagene Abschaffung der Ausnahmeregelung für den Verkehrssektor (Luft- und Schiffsverkehr innerhalb der EU) und die Übergangsregelungen für die neuen Steuersätze sind weiterhin nicht konsensfähig.

Abb. 3-15 Überblick zur Energy Taxation Directive, erstellt im Projekt InnoFuels, aktualisierte Version auf der ([InnoFuels-Webseite](#)), [ETD (2021)]

Impuls der Autoren

Eine Harmonisierung der Mindeststeuersätze und die damit verbundene Lenkungswirkung sind weitere Möglichkeiten für eine erfolgreiche Defossilisierung des Verkehrssektors, insbesondere durch die umfassende und gezielte steuerliche Begünstigung emissionsarmer Energieträger. Wie schwierig gerade die Einigung auf verbindliche Mindeststeuersätze ist, zeigt sich dadurch, dass es seit vier Jahren nicht möglich ist, auf europäischer Ebene einen gemeinsamen Konsens zu finden.

Das Energiesteuergesetz (**EnergieStG**) setzt die Vorgaben der ETD auf nationaler Ebene um und regelt die Besteuerung von fossilen und erneuerbaren Energieträgern. Mittelbar auf die Nutzung von Biokraftstoffen wirkt sich die aktuell noch etablierte Begünstigung sowohl fossiler Gaskraftstoffe, wie CNG und LNG sowie Flüssiggas (engl.: Liquefied Petroleum Gas, LPG), als auch deren biogener Substitute, wie beispielsweise Biomethan, aus. Nach § 2 Steuertarif Absatz 1 und 2 gelten bis zum 31.12.2026 vergünstigte Steuersätze für gasförmige Kohlenwasserstoffe. Jedoch steigen die Steuersätze kontinuierlich an – bei den gasförmigen Kohlenwasserstoffen von 22,85 EUR/MWh (bis 2025)

bis 27,33 EUR/MWh (2026). Ab 1.01.2027 gilt dann der reguläre Steuersatz von 31,80 EUR/MWh. Die entsprechende Verordnung zur Durchführung des Energiesteuergesetzes (kurz Energiesteuer-Durchführungsverordnung, **EnergieStV**) regelt Details zur Umsetzung des EnergieStG.

Das Gesetz über die Erhebung von streckenbezogenen Gebühren für die Benutzung von Bundesautobahnen und Bundesstraßen (kurz Bundesfernstraßenmautgesetz, **BFStrMG**) schreibt für die Benutzung bestimmter Verkehrswege durch Nutzfahrzeuge eine sogenannte Maut vor. Im Jahr 2023 wurde eine Reform der Maut beschlossen: Änderungen beziehen sich auf die Ein-

führung eines CO₂-Aufschlags für Lastkraftwagen (Lkw) – zusätzlich zu den bestehenden Kostenteilen für Infrastruktur, Luftverschmutzung und Lärmbelastung –, die Zweckbindung der Einnahmen für die Verbesserung der Bundesfernstraßeninfrastruktur und Maßnahmen im Mobilitätsbereich, die Aufweitung der Mautpflicht auf Lkw mit mehr als 3,5 t ab 01.07.2024 sowie die Befreiung emissionsfreier Fahrzeuge von der Mautpflicht bis 31.12.2025 und Einführung eines um 75 % reduzierten Mautteilsatzes für diese Fahrzeuge ab 01.01.2026.

3.2 Verkehrsinfrastruktur

Die Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (engl.: Alternative Fuels Infrastructure Regulation, **AFIR**, (EU) 2023/1804, Abbildung 3-16) sieht, verglichen mit der bisherigen Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFID, 2014/94/EU), viele Konkretisierungen und ein klareres Ziel in Hinblick auf Verbesserungen der Infrastruktur und der Nutzerfreundlichkeit vor, teilweise bereits für 2025. Die Umsetzung dieser unmittelbar wirksamen Infrastrukturvorgaben liegt bei den EU-Mitgliedstaaten – bis Ende 2024 müssen alle EU-Staaten Entwürfe für nationale Strategierahmen erarbeiten und an die EU übermitteln, die Finalisierung ist bis Ende 2025 vorgeschrieben.

Impuls der Autoren

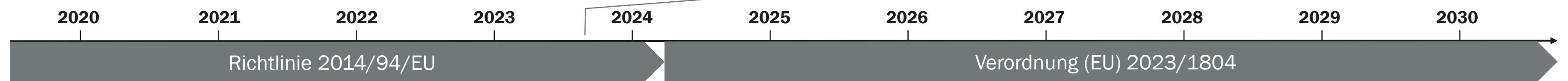
Der Aufbau einer geeigneten und vor allem flächendeckenden Ladeinfrastruktur ist eine Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Verkehrswende mit Fokus Elektromobilität, sowohl im Pkw- als auch im Nutzfahrzeugbereich. Der Rahmen der AFIR beschränkt sich dabei zunächst auf sehr allgemeine Ziele, welche eine infrastrukturelle Verkehrswende anstoßen könnten, jedoch nur zu einem geringen Netzausbau im Vergleich mit den Bedarfen führen. Einer umfassenden Verkehrswende werden diese Vorgaben damit nicht gerecht.

Die Festlegungen zur Interoperabilität durch z. B. digitale Vernetzung der Ladepunkte, Preistransparenz und Vorgaben für Bezahloptionen können einen guten Beitrag zur Erhöhung der Nutzerfreundlichkeit leisten.

AFIR | Alternative Fuels Infrastructure Regulation

Verordnung (EU) 2023/1804 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU

Rat der EU verabschiedet die Verordnung



Ziele

Die AFIR soll durch verbindliche Mindestziele und Festlegungen für nationale Strategierahmen die Errichtung von mehr Ladestationen und Tankstellen für alternative Kraftstoffe in Europa unterstützen.

Geltungsbereich

Das Transeuropäische Verkehrsnetz (TEN-V) ist ein neues, von der EU gefördertes Straßennetz, das die Erreichbarkeit und Verbindung aller Regionen der EU sicherstellen soll. Mit der AFIR enthält das TEN-V eine reichweitenbasierte Abdeckung mit Infrastruktur (Strom, Flüssigmethan, H₂) für PKW, leichte und schwere Nutzfahrzeuge (LNF bzw. SNF), zur Stromversorgung in See- und Binnenhäfen sowie für stationäre Luftfahrzeuge.

Veränderung der Art des Rechtsaktes

Die AFIR ist eine unmittelbar wirksame Verordnung und ersetzt die Alternative Fuel Infrastructure Directive (AFID, 2014/94/EU). Mit der neuen Verordnung müssen die Mitgliedstaaten die Vorgaben zum Aufbau der Infrastruktur für nachhaltige Kraftstoffe und Strom einheitlich und zeitnah (ohne Überführung in nationales Recht) in eine Strategie umsetzen.

Funktionsweise für die Stromladeinfrastruktur im Straßenverkehr

Speziell für das elektrische Laden gibt es eine Vielzahl an Festlegungen:

- künftige installierte Leistung an öffentlichen E-Ladesäulen ab 2024 (kumulativer Zielwert von 1,3 kW Ladeleistung pro zugelassenem Elektroauto zzgl. 0,8 kW pro Plug-in-Hybrid-Fahrzeug)
- Abstände zwischen Schnellladestationen (s. u.) und die dort installierte elektrische Leistung
- Stärkung der Interoperabilität und Sicherstellung der Nutzerfreundlichkeit der Ladesäulen durch einheitliche Bezahl- und Nutzungsregeln
- Ermöglichung von intelligentem Laden für neue Ladesäulen
- Vereinfachung von intelligentem und bidirektionalem Laden durch Kommunikationsstandards (jedoch nicht verpflichtend).

Regelungen für Abstände:

Der Abstand von einer öffentlich zugänglichen Wasserstofftankstelle zur nächsten darf ab 2031 im TEN-V-Kernnetz maximal 200 km betragen. Bis 2030 soll außerdem in jedem städtischen Knotenpunkt eine Wasserstofftankstelle errichtet werden. Für Flüssigmethan ist eine angemessene Anzahl an Zapfstellen vorgeschrieben. Für öffentliche Schnellladestationen gelten nachfolgende Abstandsvorgaben:

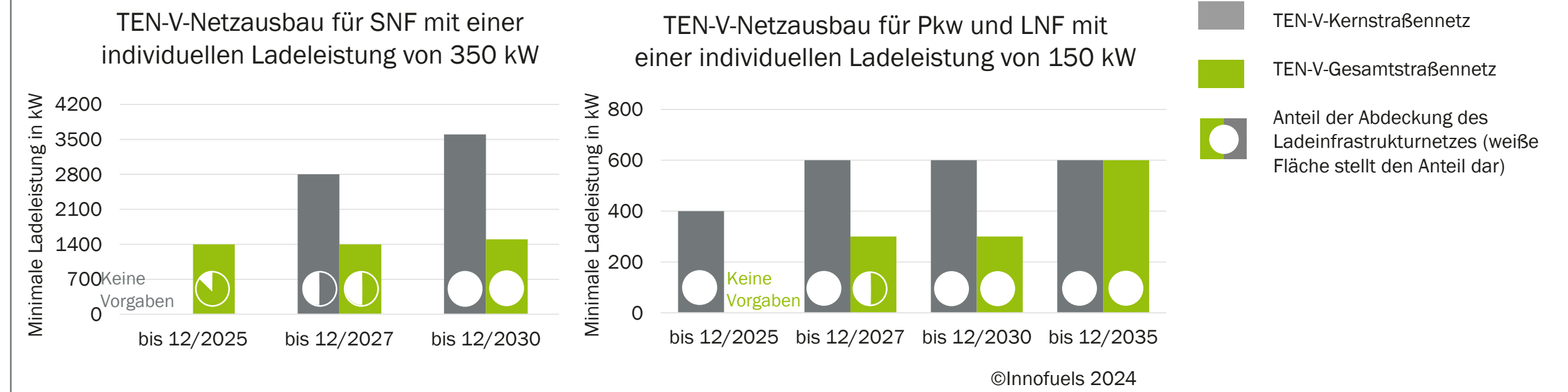


Abb. 3-16 Überblick zur Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR), erstellt im Projekt InnoFuels, aktualisierte Version auf der (InnoFuels-Webseite)

Aufbauend auf dem **Regierungsprogramm Elektromobilität**, mit dem Deutschland zum globalen Leitmarkt für Elektromobilität werden soll, existieren zahlreiche Strategien, Gesetze und Verordnungen auf unterschiedlichen Ebenen [BMDV (2022); BMVI (2021); BMWK (2024c)]. Diese verfolgen vornehmlich das Ziel, die Anzahl der elektrisch betriebenen Pkw sowie die Anzahl v. a. öffentlicher, aber auch privater Ladepunkte zu erhöhen [BMDV (2022)]. Um den Ausbau der Elektromobilität voranzutreiben und weitere Anreize für Elektromobilität zu setzen, ermöglicht z. B. das Gesetz zur Bevorrechtigung der Verwendung elektrisch betriebener Fahrzeuge (kurz Elektromobilitätsgesetz, **EmoG**) Vorteile für Elektrofahrzeuge. Damit gibt 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 betreffen

- das Parken auf öffentlichen Straßen oder Wegen,
- die Nutzung von für besondere Zwecke bestimmten öffentlichen Straßen oder Wegen oder Teilen von diesen,
- die Zulassung von Ausnahmen von Zufahrtsbeschränkungen oder Durchfahrtsverboten sowie
- die Erhebung von Gebühren für das Parken auf öffentlichen Straßen oder Wegen.

Zur Förderung der Elektromobilität und Wasserstoff existieren umfangreiche Fördermaßnahmen wie beispielsweise die Kaufprämie Umweltbonus (seit 12/2023 ausgelaufen [BAFA (2023)], veränderte Neuauflage zur Förderung z. B. für Dienstwagen [Die Bundesregierung (2024)]) sowie die Investitionszuschüsse für Ladeinfrastruktur im öffentlichen [BMDV (2021a)], gewerblichen [Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (2023)] und privaten (seit 10/2022 ausgelaufen [Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur Archiv (2022)]) Bereich. Einen Überblick bietet der Förderfinder der NOW unter den Stichworten Elektromobilität (EM) und Ladeinfrastruktur (LIS) [NOW (2024a)].

Wasserstoff wird eine zentrale Rolle bei der Weiterentwicklung und Vollendung der Energiewende zugeschrieben. Vor allem grüner Wasserstoff (aus erneuerbarem Strom über Elektrolyse, Abschnitt 4.8) spielt hier eine zentrale Rolle. Daher hat die Bundesregierung im Jahr 2020 eine **Nationale Wasserstoffstrategie** sowie im Jahr 2023 deren Fortschreibung verfasst [BMBF (2023)]. In der Fortschreibung werden die nachfolgend aufgeführten Ziele und Maßnahmen zu deren Umsetzung formuliert:

- Beschleunigung des Markthochlaufs von Wasserstoff,
- Sicherstellung der ausreichenden Verfügbarkeit von Wasserstoff und dessen Derivaten durch Aufbau von Elektrolysekapazitäten und Importe – im Juli 2024 wurde eine Importstrategie als Ergänzung zur Fortschreibung veröffentlicht [BMWK (2024b)],
- Aufbau einer leistungsfähigen Wasserstoffinfrastruktur, u. a. eines H₂-Startnetzes bis 2027/2028 sowie eines H₂-Kernnetzes bis 2032,
- Etablierung von Anwendungsmöglichkeiten für Wasserstoff, vor allem in der Industrie, bei schweren Nutzfahrzeugen sowie im Luft- und Schiffsverkehr,
- Deutschland als Leitanbieter für H₂-Technologien bis zum Jahr 2030 sowie
- Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen zur Unterstützung des H₂-Markthochlaufs.

Die Förderung von Wasserstoff als Energieträger wird beispielsweise durch das nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie Phase II [BMDV (2021b)] umgesetzt.

Exkurs Umsetzungszeitraum europäischer Verordnungen am Beispiel der RED II

Der Zeitrahmen von der Zieldefinition über die Konsensfindung auf europäischer Ebene bis hin zur Implementierung, d. h. Gesetzgebung und -umsetzung auf nationaler Ebene, ist nicht zuletzt mit Blick auf die Dringlichkeit des Handelns beim Thema Klimaschutz und THG-Reduktion von zentraler Bedeutung. In Tabelle 3-3 wird am Beispiel der RED II deutlich, dass vom ersten Entwurf der Europäischen Kommission bis zu deren Implementierung und Inkrafttreten auf nationaler Ebene in Deutschland, bezogen auf den Verkehrssektor (§ 37a–g BImSchG und zugehörige Verordnungen), etwa fünf Jahre vergingen. Da sich die demokratischen Gesetzgebungs-

prozesse 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 die Revision der RED II, deren 1. Entwurf am 14.07.2021 veröffentlicht wurde, zeigt sich eine ähnliche Zeitspanne: Die nationale Implementierung soll im Mai 2025 abgeschlossen sein, Verzögerungen sind absehbar.

Tab. 3-3 Zeitlicher Ablauf der Entstehung europäischer Richtlinien und deren Umsetzung in nationales Recht am Beispiel der RED II

Zeitverlauf	Umsetzungsschritt	Ebene/Beteiligte
30.11.2016	Veröffentlichung 1. Entwurf RED II	Europäische Kommission
	Trilog-Verfahren zur Konsensfindung und Erarbeitung der 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 für die 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)	

3.3 Fahrzeuge

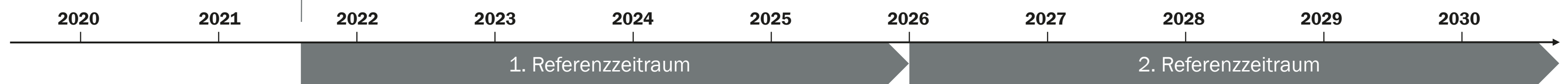
Die Richtlinie über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge (Clean Vehicle Directive, **CVD**, 2019/1161, Abbildung 3-17) fördert den weiteren Einsatz von emissionsarmen und emissionsfreien Fahrzeugen in öffentlichen Ausschreibungen. Die Richtlinie gilt für Pkw, leichte Nutzfahrzeuge, Lkw und Busse (außer Reisebusse), wenn diese über Kauf-, Pacht-, Miet- oder Mietkaufverträge gemäß den Verpflichtungen der EU-Vergabevorschriften bezogen werden. 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 **SaubFahrzBeschG** geregelt.

CVD | Clean Vehicles Directive / SaubFahrzBeschG | Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz



Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/1161

SaubFahrzBeschG wird im Bundesgesetzblatt veröffentlicht



Ziele

Ziel der Richtlinie ist es, mithilfe von verbindlichen Mindestzielen für die Fahrzeugbeschaffung die Nachfrage nach emissionsarmen und -freien Straßenfahrzeugen zu steigern und damit die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor zu verringern.

Geltungsbereich



Das Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge (SaubFahrzBeschG) setzt die europäische Richtlinie zu sauberen Straßenfahrzeugen (CVD) in nationales Recht um und gilt für Fahrzeuge, für die ein Vergabeverfahren durchgeführt werden muss, öffentliche Dienstleistungsaufträge und Verträge mit Verkehrsdienstleistern. Ausnahmen gelten aufgrund von Einsatzerfordernissen oder eingeschränkter Marktverfügbarkeit u. a. für Einsatzfahrzeuge von Polizei und Feuerwehr, Katastrophenschutz, land- und forstwirtschaftliche Fahrzeuge sowie reine Reisebusse.

Funktionsweise

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 bzw. einzusetzen. Die Beschaffungsquoten beziehen sich dabei auf die Gesamtzahl der beschafften oder bei Dienstleistungen eingesetzten jeweiligen Fahrzeuge. Die Pkw sowie leichte und schwere Nutzfahrzeuge müssen die Grenzwerte zu CO₂- und Luftschadstoffemissionen gemäß CVD einhalten.

Fahrzeugklasse	Definition „sauberes Fahrzeug“ und Beschaffungsquote 1. Referenzzeitraum, 02.08.2021 bis 31.12.2025	Definition „sauberes Fahrzeug“ und Beschaffungsquote 2. Referenzzeitraum, 01.01.2026 bis 31.12.2030
Pkw und leichte Nutzfahrzeuge	Höchstens 50 g CO ₂ /km, bis zu 80 % Luftschadstoffemissionen im praktischen Fahrbetrieb Quote: 38,5 %	0 g CO ₂ /km, keine Vorgaben zu Luftschadstoffemissionen im praktischen Fahrbetrieb Quote: 38,5 % (bzw. 42,5 %)
Lkw N2 + N3 (> 3,5 t)	Nutzung alternativer Energieträger Quote: 10 %	Nutzung alternativer Energieträger Quote: 15 %
Busse M3 (> 5 t)	Nutzung alternativer Energieträger Quote: 45 % ^a	Nutzung alternativer Energieträger Quote: 65 % ^a

^a Mindestens die Hälfte der beschafften Busse muss emissionsfrei sein, d. h. weniger als 1 g CO₂/km ausstoßen, z. B. Elektro- bzw. Brennstoffzellenfahrzeuge.

Abb. 3-17 Überblick zur Clean Vehicles Directive (CVD) und zum Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz, erstellt im Projekt InnoFuels, aktualisierte Version auf der (InnoFuels-Webseite), [BMDV (2024a); Rahn (2023)]

Impuls der Autoren

Die Ziele sind als Impuls zu verstehen, um Neubeschaffungen für die genannten Flotten in einem überschaubaren Zeitraum auf emissionsarme oder -freie Fahrzeuge (elektrisch oder mit alternativen Kraftstoffen betrieben) zu lenken. Das BMDV verbindet mit dem Gesetz ganz klar eine Vorbildwirkung der öffentlichen Verwaltung – ob dies so eintritt, bleibt abzuwarten.

Die Zusammensetzung der europäischen Fahrzeugflotten wurde und wird massiv durch die Verordnungen (EU) 2023/851 bzw. (EU) 2024/1610 zur Festlegung von CO₂-Emissionsnormen im Verkehrsbereich (umgangssprachlich Flottengrenzwerte, Abbildung 3-18) und in der Folge durch die Besserstellung bestimmter Kraftstoffe bzw. Antriebsarten reguliert. Dazu gehört auch das aktuelle Ziel der Nullemissionen bis zum Jahr 2035 für neue Pkw und LNF.

Neben dem direkten regulativen Rahmen für Energieträger im Verkehr und deren Infrastruktur werden 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 indirekt 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 für Fahrzeugsicherheit (bspw. Airbags, Lenkassistent), Konstruktion (bspw. Form und Aufbau des Lkw-

Führerhauses) und Emissionen (bspw. EURO-Abgasnormen, CO₂-Emissionen) und wird in internationalen Regelungen gemäß dem Übereinkommen über die Annahme einheitlicher Bedingungen für die Genehmigung der Ausrüstungsgegenstände und Teile von Kraftfahrzeugen (Motorfahrzeugen) und über die gegenseitige Anerkennung der Genehmigung (ECE) definiert. Insbesondere die Typengenehmigung im Kontext der Emissionen erfolgt unter Verwendung spezieller Kraftstoffe (bspw. Pkw mit Benzinmotor mit Kraftstoff nach DIN EN 228). Nur unter Verwendung dieser Bezugskraftstoffe wird letztendlich der ordnungsgemäße Betrieb des Fahrzeugs sichergestellt („Fit for purpose“) und vom

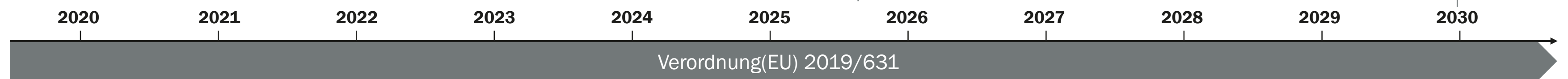
Hersteller gewährleistet. Bei Fahrzeugen mit Dieselmotor werden im Pkw- und Schwerlastbereich mittlerweile Fahrzeuge einzeln für den Betrieb mit mehreren Kraftstoffen (DIN EN 590 und DIN EN 15940) freigegeben. In Frankreich wurde zudem der Weg beschritten, für einen Umrüstsatz vom Benzinfahrzeug zum Flex-Fuel-Fahrzeug (engl.: Flex Fuel Vehicles, FFV) mit E85-Kraftstoff eine staatliche Typengenehmigung zu erteilen. Mit dieser Systematik bleibt die Gewährleistung trotz Änderung im Aufbau des Antriebs für Nutzer bestehen (siehe Exkurs „Etablierung von E85 als erneuerbarer Kraftstoff in Frankreich“).

CO₂-Emissionsnormen für Fahrzeuge

Verordnungen (EU) 2023/851 bzw. 2024/1610

Überprüfung der Verordnung und einer möglichen Veränderung der Ziele bis zum Aus des Verbrennerverbots 2035

Die Verschärfung wirkt sich auf die Fahrzeughersteller aus.

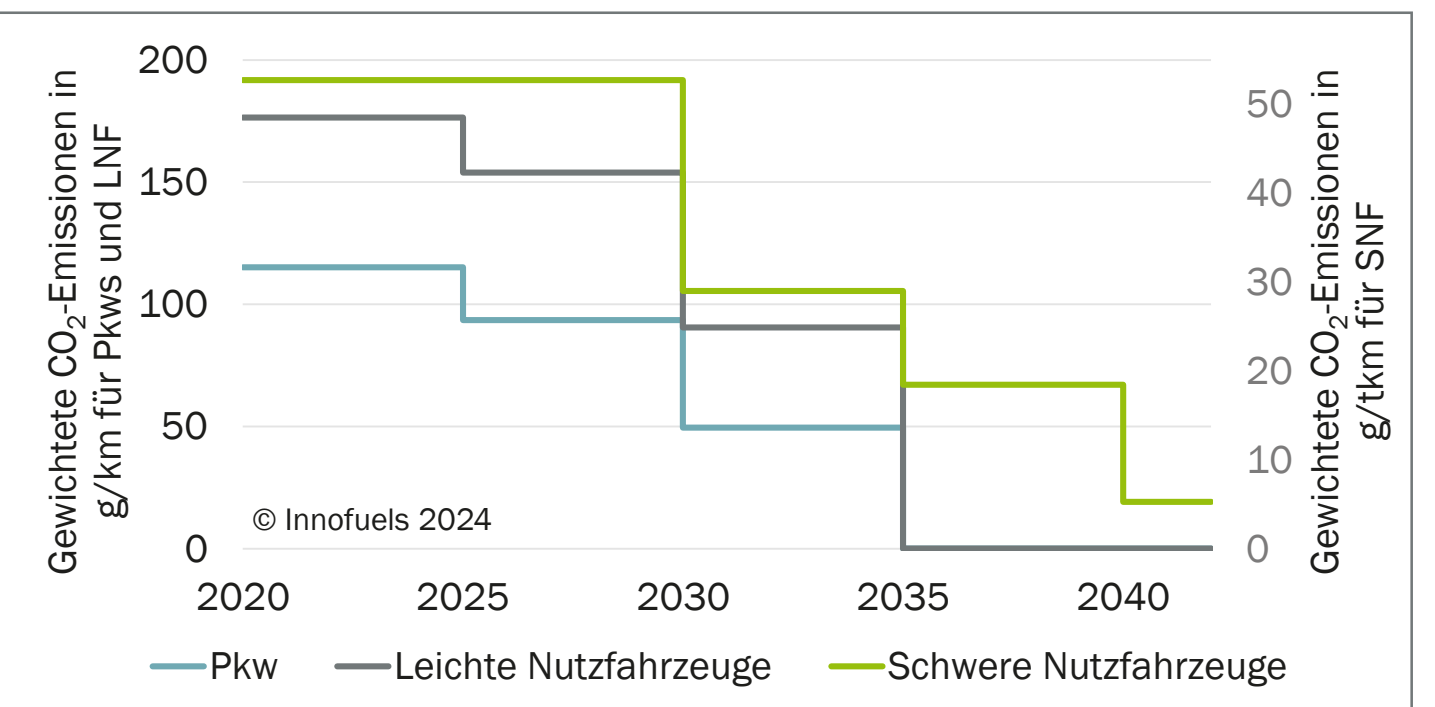


Ziele

Mit den EU-Verordnungen (für Pkw/LNF als Teil von „Fit-for-55“) werden CO₂-Emissionsnormen für neue Pkw sowie leichte und schwere Nutzfahrzeuge (LNF bzw. SNF) festgelegt, um Emissionen im Straßenverkehr zu reduzieren. Mit den Emissionsgrenzwerten sollen Anreize für die Umstellung auf emissionsfreie Mobilität geschaffen werden, was indirekt bedeutet, den Absatz von Elektrofahrzeugen zu erhöhen.

Funktionsweise

Die durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen für Fahrzeuge eines Fahrzeugherstellers werden bewertet. Der Fahrzeughersteller darf den geltenden Grenzwert für neue Fahrzeuge im Durchschnitt aller zugelassenen Fahrzeuge nicht überschreiten. Es ist nicht erforderlich, dass jedes neue Modell eines Herstellers den Emissionswert einhält, solange die Emissionen durch andere, umweltfreundlichere Fahrzeugflotten kompensiert werden. Der Emissionsausgleich ist sowohl mit eigenen als auch mit Fahrzeugflotten anderer Hersteller möglich. Der eigene Flottengrenzwert hängt auch vom Leergewicht ab - diese gewichtsabhängige Verteilung der herstellerspezifischen Grenzwerte führt dazu, dass Hersteller, die im Durchschnitt schwerere Fahrzeuge auf den Markt bringen, von dieser Regelung profitieren. Kommt es zu einer Nichteinhaltung, muss der Hersteller mit 95 EUR pro g/km Grenzwertüberschreitung kalkulieren.



Prognose

Bei vollständiger zeitlicher Einhaltung der Zielvorgaben rechnet die NOW mit einem Anstieg des anteiligen Absatzes von Elektrofahrzeugen auf 94 % im Jahr 2030 und auf nahezu 100 % im Jahr 2035. Damit würde der Anteil der elektrisch betriebenen Fahrzeuge am Gesamtfahrzeugbestand im Jahr 2030 bei 34 % liegen.

Impuls der Autoren

Der Zielpfad ist eindeutig definiert und sofern es nicht zu einer Aufweichung kommt, wird die Branche in dem vorgegebenen überschaubaren Zeitraum zur Elektrifizierung gedrängt. Die gewichteten CO₂-Emissionsstandards erlauben jedoch den Verkauf schwerer, emissionsintensiver Fahrzeuge bis 2035, was bei einer angenommenen Nutzungsdauer von mehreren Jahrzehnten einer Klimaneutralität klar im Wege steht.

Geltungsbereich

Die Verordnung gilt für Hersteller von Pkw, LNF und SNF auf der Straße mit höheren CO₂-Emissionsreduktionszielen bis 2030 (neu 55, 50 bzw. 43 %) und einem neuen 2035er-Zielwert von 100 % für Pkw und LNF bzw. 64 % für SNF. Biokraftstoffe werden als Energieträger nicht berücksichtigt.

Abb. 3-18 Überblick zu Flottengrenzwerten, erstellt im Projekt InnoFuels, aktualisierte Version auf der (InnoFuels-Webseite), [Europäischer Rat (2024c); NOW (2024b)]



4 Technologien zur Kraftstoffbereitstellung

Stephanie Hauschild, Gabriel Costa De Paiva, Wolfram Tuschewitzki, Tobias Prieß, Felix Mender, Ulf Neuling, Tjerk Zitscher, Christian Klüpfel, Jakob Köchermann, Klaus Thuneke, Kati Görsch

4.1	Technologierouten im Überblick	55
4.2	Technischer Entwicklungsstand	55
4.3	Alkoholische Fermentation und Folgetechnologien	57
4.4	Anaerobe Fermentation und Folgetechnologien	59
4.5	Pflanzenölgewinnung	60
4.6	Ver- und Umesterung	61
4.7	Hydrotreatment	62
4.8	Elektrolyseverfahren	63
4.9	Synthesegasbereitstellung	64
4.9.1	Thermochemische Vergasung	64
4.9.2	Kohlenstoffdioxid-Bereitstellung	65
4.9.3	Reverse Wassergas-Shift-Reaktion und Co-Elektrolyse	67
4.9.4	Synthesegasaufbereitung	67
4.10	Fischer-Tropsch-Synthese	68
4.11	Katalytische Methanisierung	68
4.12	Methanolsynthese und Folgetechnologien	69
4.13	Ammoniaksynthese	70
4.14	Hydrothermale Verflüssigung	71
4.15	Pyrolyse	72
4.16	Mittraffination	73
4.17	Hybridtechnologien	74

Hauschild, S.; Costa de Paiva, G.; Tuschewitzki, W.; Prieß, T.; Mender, F.; Neuling, U.; Zitscher, T.; Klüpfel, C.; Köchermann, J.; Thuneke, K.; Görsch, K. (2025): Technologien zur Kraftstoffbereitstellung. In: Schröder, J.; Görsch, K. (Hrsg.): *Erneuerbare Energien im Verkehr. Monitoringbericht*. S. 54-76. Leipzig: DBFZ. ISBN: 978-3-949807-23-7. DOI: 10.48480/w11j-9w27

Kraftstoffe aus erneuerbaren Ressourcen haben einen hohen Stellenwert bei der Erreichung nationaler und weltweiter Klimaschutzziele. Während anfänglich insbesondere die Produktion biobasierter Energieträger im Fokus der Entwicklung stand, finden heutzutage zunehmend auch strombasierte Kraftstoffe aus regenerativen Energien sowie biogene Zwischenprodukte in Form von Biocrudes einen Zugang zu Forschungs-, Demonstrations- und Marktvorhaben.

Bedeutende marktverfügbare Mengen an erneuerbaren Kraftstoffen werden über biomassebasierte Produktionstechnologien bereitgestellt: Bioethanol, Biomethan, Biodiesel (Fettsäuremethylester, engl.: Fatty Acid Methyl Ester, FAME) 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 Etablierung fortschrittlicher Biokraftstoffe stärker forciert. Diese heterogenen Ressourcen resultieren in vielfältigen Herausforderungen für die Technologien zur Bereitstellung von Zwischenprodukten/Biocrudes und für die anschließende Aufbereitung zu erneuerbaren Kraftstoffen. Dies lässt sich auch am technischen Entwicklungsstand der jeweiligen Verfahren erkennen. Insbesondere die Entwicklung dezentraler Konzepte mit kleineren, flexibleren oder robusteren Anlagen bietet sich für die Nutzung heterogen zusammengesetzter Einsatzstoffe an. Mit besonderem Augenmerk auf eine geschlossene Kreislaufwirtschaft zeigt dieser Ansatz zudem große Potenziale, wertvolle Ressourcen zu schonen und vermeidbare THG-Emissionen (Treibhausgasemissionen) 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.

4.1 Technologierouten im Überblick

Die Bereitstellung erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr kann über eine Vielzahl an Möglichkeiten erfolgen. Die Komplexität der Verfahrensoptionen ist anhand der Abbildung 4-2 ersichtlich. 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.

Nach einer Einführung in die Bewertung des technischen Entwicklungsstandes von Kraftstoffproduktionsverfahren wird eine umfangreiche Auswahl an Verfahrensbeschreibungen aktueller und zukünftiger Produktionstechnologien mit Verweis auf beispielhafte Initiativen sowie Forschungs- und Entwicklungsbedarfe dargestellt. Auf dieser Auswahl aufbauend werden weitere Informationen zu möglichen Ressourcen in Abschnitt 5 sowie die detaillierte Analyse der THG-Emissionen und Gestehungskosten für die entsprechenden Technologien in den Abschnitten 8 und 9 gegeben.

4.2 Technischer Entwicklungsstand

Während der Entwicklung einer Technologie durchläuft diese die Phasen der Forschung, der Testung und der Etablierung auf dem Markt. Auf Grundlage des unterschiedlichen Ressourceneinsatzes, der beteiligten Akteure und des Risikos sollte die Einführung neuer Technologien nach der jeweiligen Stufe klassifiziert werden. Das weit verbreitetste System hierfür ist der technologische Reifegrad (engl.: Technology Readiness Level, TRL) [Héder (2017)].

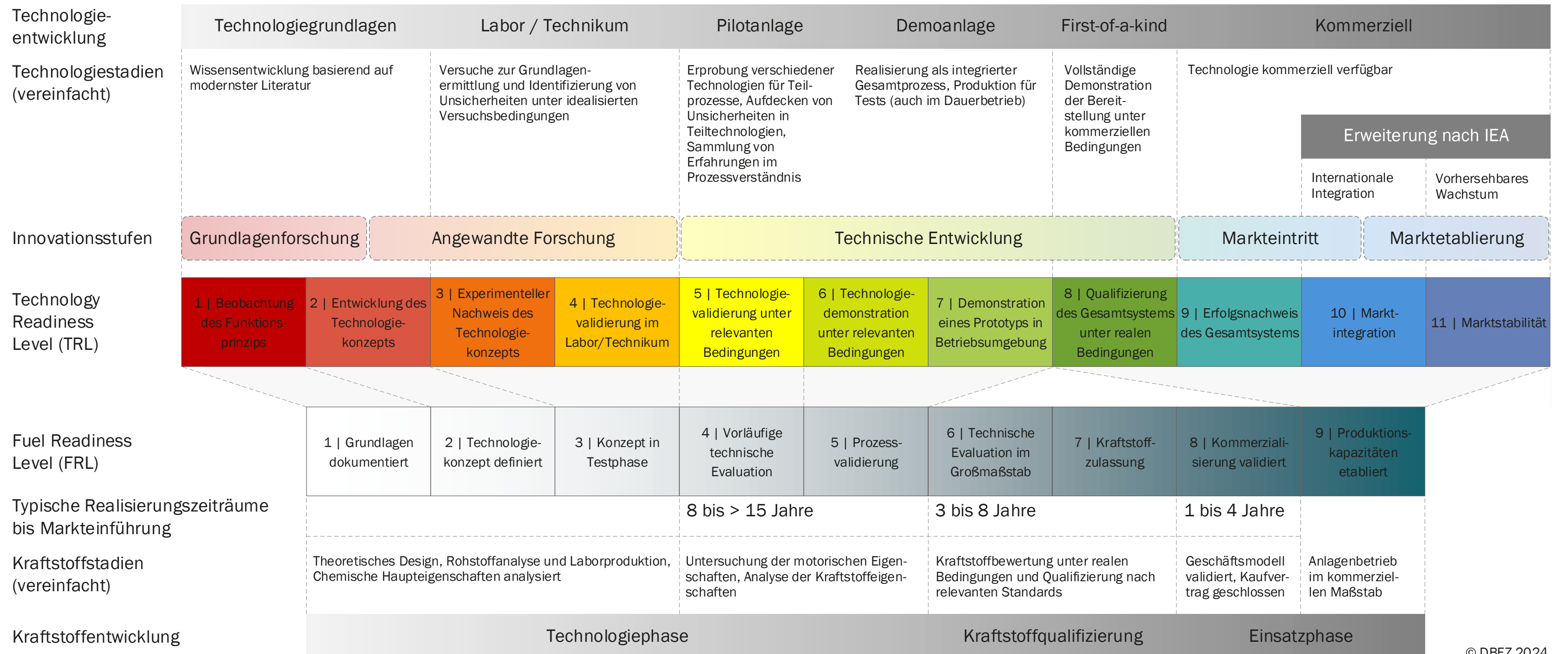
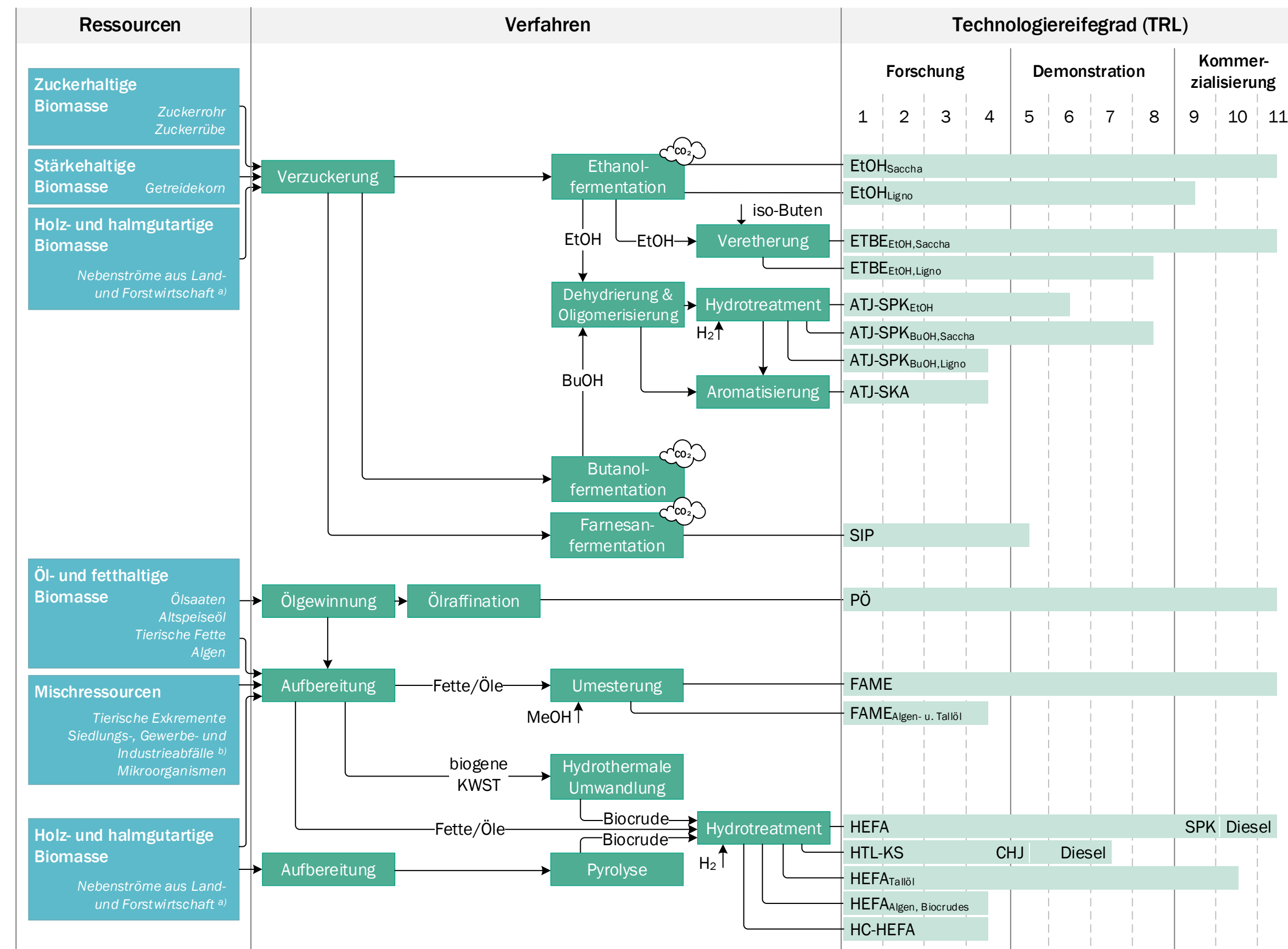
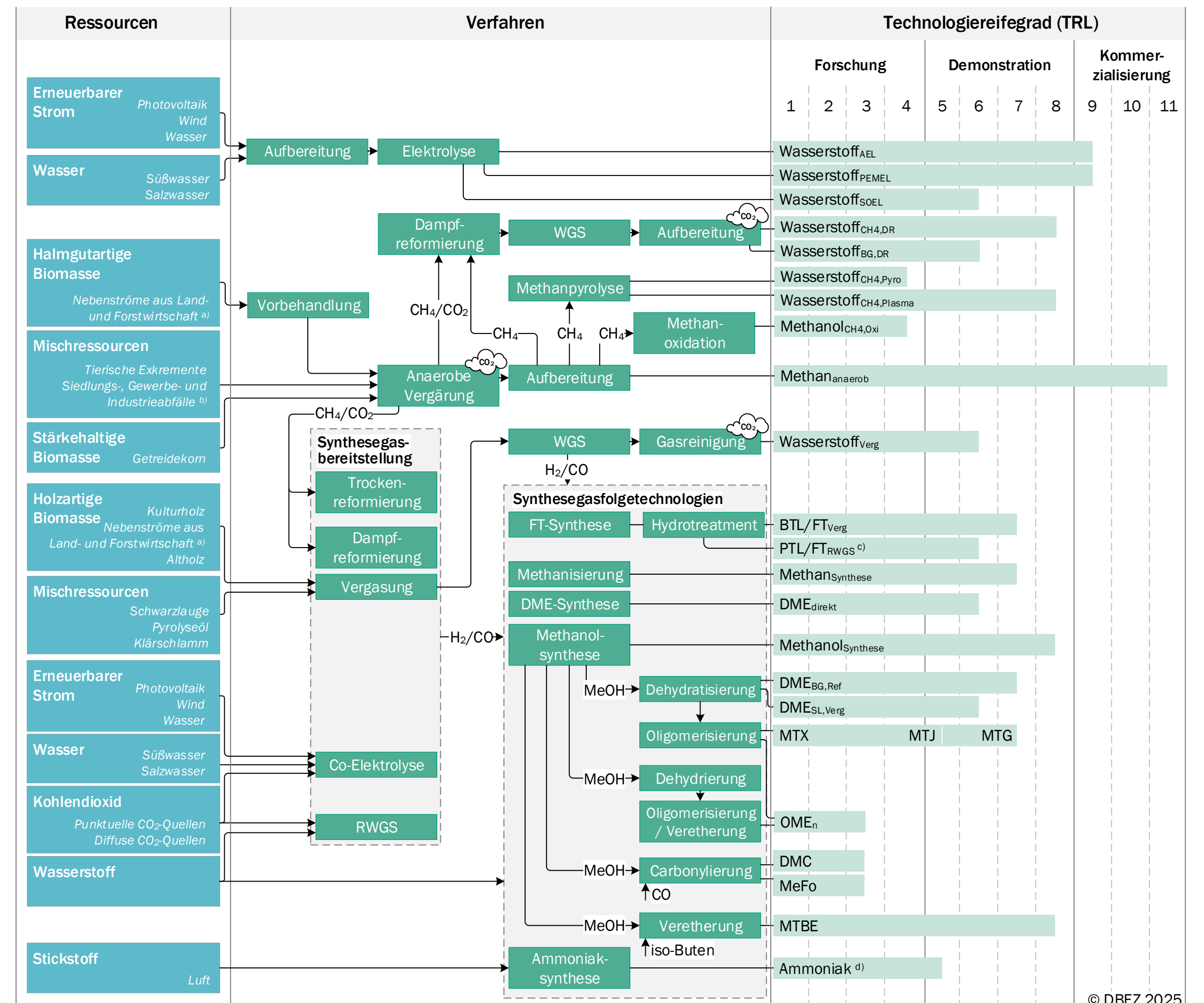


Abb. 4-1 Gegenüberstellung von Technology Readiness Level (TRL) und Fuel Readiness Level (FRL); eigene Abbildung nach [CAAFI (2009b); IEA (2020a); Rose (2017)]



Nutzbare, biogene CO₂-Quelle

- a) Beispielsweise Landschaftspflegematerial, Straßenbegleitgrün, Tallöl u. ä.
- b) Als Beispiel seien hier die Bioabfallfraktionen aus privaten Haushalten und Abwässer aus der Nahrungsmittelverarbeitung genannt.
- c) Gesamt-TRL limitiert durch den vorangeschalteten Verfahrensschritt.
- d) Gesamt-TRL unabhängig von den vorangeschalteten Verfahrensschritten.



© DBFZ 2025

Abb. 4-2 Bereitstellungsoptionen erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr - Darstellung der jeweiligen Ressourcen, Verfahren, Technologiereifegrade (TRL) und resultierenden Energieträger; Hinweis: Abbildung ohne Anspruch auf Vollständigkeit, BG: Biogas, BuOH: Butanol, DR: Dampfreformierung, EtOH: Ethanol, HTL-KS: Kraftstoff aus der hydrothermalen Verflüssigung, Ligno: Lignozellulose, Oxi: Oxidation, Pyro: Pyrolyse, Plasma: Plasmalyse, Ref: Reformierung, Saccha: Saccharide, SL: Schwarzauger, Verg: Vergasung.

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 „Horizon 2020“-Programms [Europäische Union (2014); IEA (2020b)]. 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) abzugrenzen [IEA (2020b)].

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 (2009a)]. Das System hat neun Stufen und umfasst die Entwicklungszyklen für die Herstellung des Kraftstoffs (FRL 1-5), die Eignungs- und Kompatibilitätsprüfung für den Einsatz im Flugzeug (FRL 4-7) inkl. Kraftstoffzertifizierung (FRL 6-7) 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 auf andere Kraftstoffsektoren übertragen werden. So 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 4-1 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).

4.3 Alkoholische Fermentation und Folgetechnologien

Verfahrensbeschreibung

Bioethanol wird fermentativ über konventionelle (zucker- und stärkebasierte) und fortschrittliche (lignocellulosebasierte) Prozessrouten hergestellt. Ein allgemeines Verfahrensfliessbild ist in Abbildung 4-3 zu finden. Die biogenen Ressourcen werden hierbei unter anaeroben Bedingungen durch Hefen umgesetzt [Faria-Oliveira (2013)]. Nebenprodukte stellen beispielsweise Kohlendioxid, Aldehyde und Ester dar. Die am häufigsten für industrielle Anwendungen verwendete Hefe *Saccharomyces cerevisiae* arbeitet in einem Temperaturbereich zwischen 20 und 35 °C, im Optimum bei etwa 30 °C [Parapouli (2020); Walker (2016)].

Zuckerhaltige Rohstoffe werden im Vorbehandlungsschritt mit Wasser gemahlen. Aus der erhaltenen Flüssigkeit wird Zucker kristallisiert und der flüssige Rückstand (Melasse) in der Fermentation eingesetzt. Wird ein stärkereicher Rohstoff (z. B. Mais) verwendet, muss die Biomasse nach der Zerkleinerung verzuckert werden [Ramirez-Cadavid (2016)]. Dieser Vorgang erfolgt bei erhöhten Temperaturen unter Zugabe von Enzymen und Wasser und wird als Maischen bezeichnet. Die erhaltene Maische wird in der Fermentation zu Ethanol umgewandelt. Ein anschließender Destillationsschritt konzentriert das Ethanol auf. Die Verfahren zur Verarbeitung von zucker- und stärkehaltigen Ressourcen unterscheiden sich auch hinsichtlich des zu gewin-

nenden 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 (2022); FNR (2023)].

Um eine bessere Auslastung von Bioethanolanlagen zu erreichen, finden sich zum Beispiel in Brasilien sogenannte Multi-Feedstock-Anlagen. Hier wird regulär in der Erntezeit Zuckerrohr verarbeitet und Mais als Zwischenrohstoff eingesetzt. Vor allem Fermentation, Destillation und Energieerzeugung profitieren hierbei durch höhere Auslastungen und die interne energetische Nutzung von Nebenprodukten (z. B. Bagasse und Stroh aus Zuckerrohr).

Ethanol als fortschrittlicher Biokraftstoff wird aus lignocellulosehaltigen Rohstoffen gewonnen (z. B. Weizenstroh, Bagasse). Die wesentlichen Verfahrensschritte sind in Abbildung 4-3 mit roten Pfeilen dargestellt. Je nach Rohstoff werden die Biomassen zerkleinert und beispielsweise mittels Dampfexplosion (engl.: steam explosion), saurer oder alkalischer Verfahren und/oder Organosolv-Verfahren vorbehandelt. Bei der anschließenden Hydrolyse der Cellulose setzen Enzyme die fermentierbaren Zucker frei [IRENA (2016)].

Alternativ können Hefezellen so modifiziert 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)]. β -Farnesen ist ein Alken mit 15 Kohlenstoffatomen, dessen ungesättigte Bindungen hydriert werden. Das Produkt kann als synthetisch paraffinisches Kerosin (engl.: Synthetic Paraffinic Kerosene, SPK) gemäß ASTM D7566, Annex 3 (synthetisierte iso-Paraffine von hydroprozessierten fermentierten Zuckern, engl.: Synthesized Iso-Paraffins produced from Hydroprocessed Fermented Sugars, SIP) eingesetzt werden [Gray (2014)].

Butanol kann neben Ethanol durch Umwandlung von Alkoholen zu Flugkraftstoff (engl.: Alcohol-to-Jet, ATJ, Abbildung 4-4) Anwendung finden, indem die Alkohole mittels Dehydrierung in kurzkettinge 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 [Halmen-

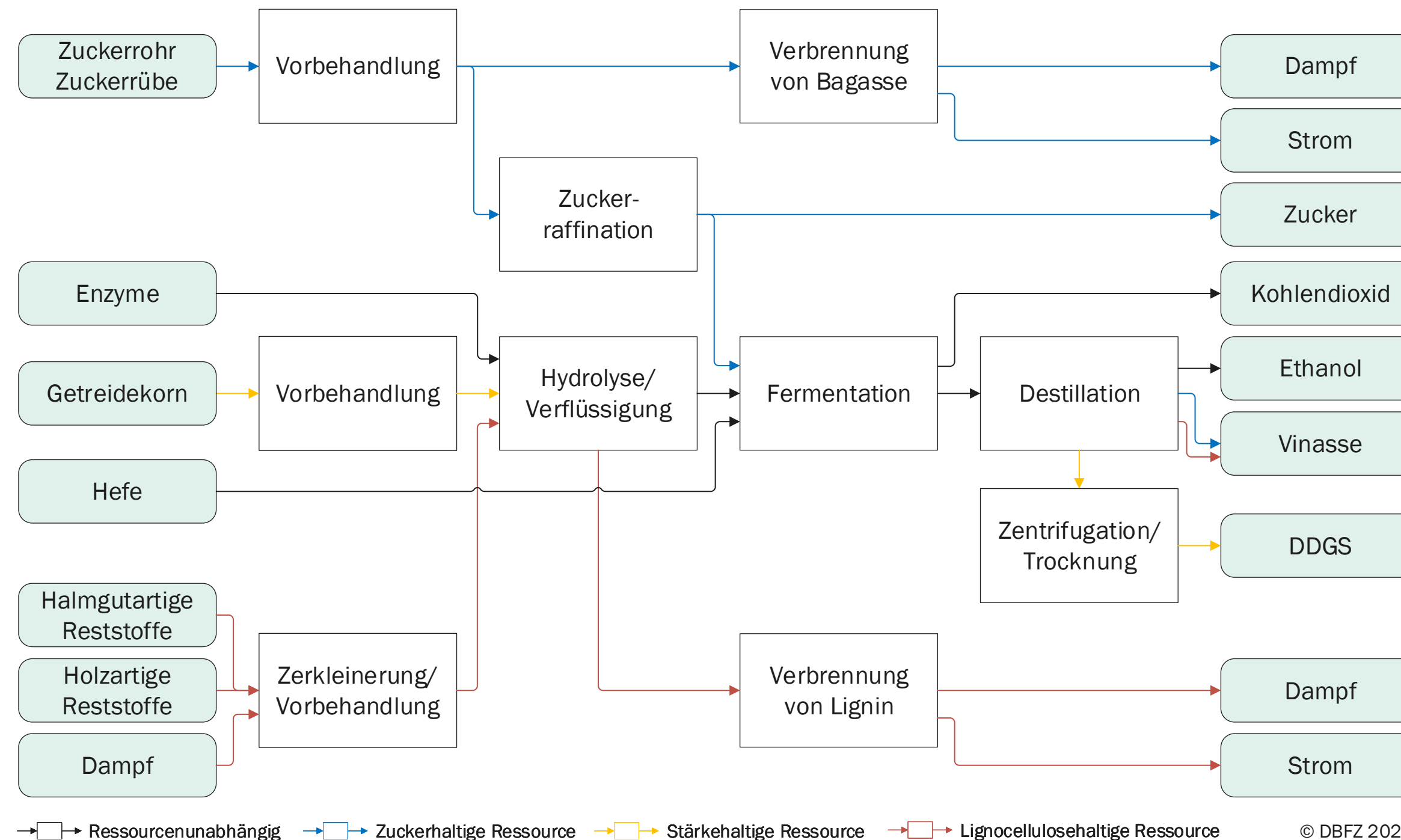


Abb. 4-3 Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Ethanol aus zucker-, stärke- und lignocellulosehaltigen Ressourcen

schlager (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 müssen mit Wasserstoff abgesättigt und letztlich destillativ fraktioniert werden [Chuck (2016)].

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 [Tretbar et al. 2018; ETIP Bioenergy (2024)].

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Die im Folgenden aufgeführten Kapazitätswerte wurden zur besseren Vergleichbarkeit mithilfe der in Tabelle 7-15 hinterlegten Dichten und ggf. einem Umrechnungsfaktor von 3,78541 Liter je US-amerikanische Flüssiggallone auf kraftstoffspezifische Jahrestonnen (t/a) umgerechnet.

Zahlreiche konventionelle Ethanolanlagen befinden sich weltweit in Betrieb. Eine der größten Anlagen zur Produktion von zuckerrohrbasiertem Ethanol mit einer Anlagenkapazität von 2 Mio. t/a wird von der Firma São Martinho S.A. in Pradópolis/São Paulo (Brasilien) betrieben [Sao Martinho (2018)]. Exemplarisch für die USA sei die Firma POET LLC genannt, die Mais in ihrer Anlage in Marion/Ohio zur Produktion von etwa 460.530 t/a Ethanol verarbeitet [POET (2024)]. Eine der größten europäischen Anlagen auf Basis von Getreide wird von Alco Energy Rotterdam (Niederlande) betrieben und weist eine Gesamtkapazität von 513.500 t/a auf [Alco Energy Rotterdam (2024)].

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt betreibt Raízen zwei Anlagen zur Produktion von lignocellulosebasiertem Ethanol in São Paulo (Brasilien) – Costa Pinto und Bonfim – mit einer Gesamtkapazität von ca. 90.060 t/a [Raízen S.A. (2023)]. Zwei weitere Anlagen dieser Art befinden sich im Bau und sollen 2024/2025 in Betrieb genommen werden [Raízen S.A. (2024)], mehrere Anlagen sind in Planung [Raízen S.A. (2022)]. Unter der Bezeichnung BioFlex I betreibt die brasilianische Firma Gran Investimentos S.A. (GranBio) in São Miguel/Alagoas (Brasilien) eine Anlage zur Bereitstellung von bis zu 64.780 t/a Ethanol aus Zuckerrohrstroh [FDT Group (2024)]. Das ENI-Tochterunternehmen Versalis

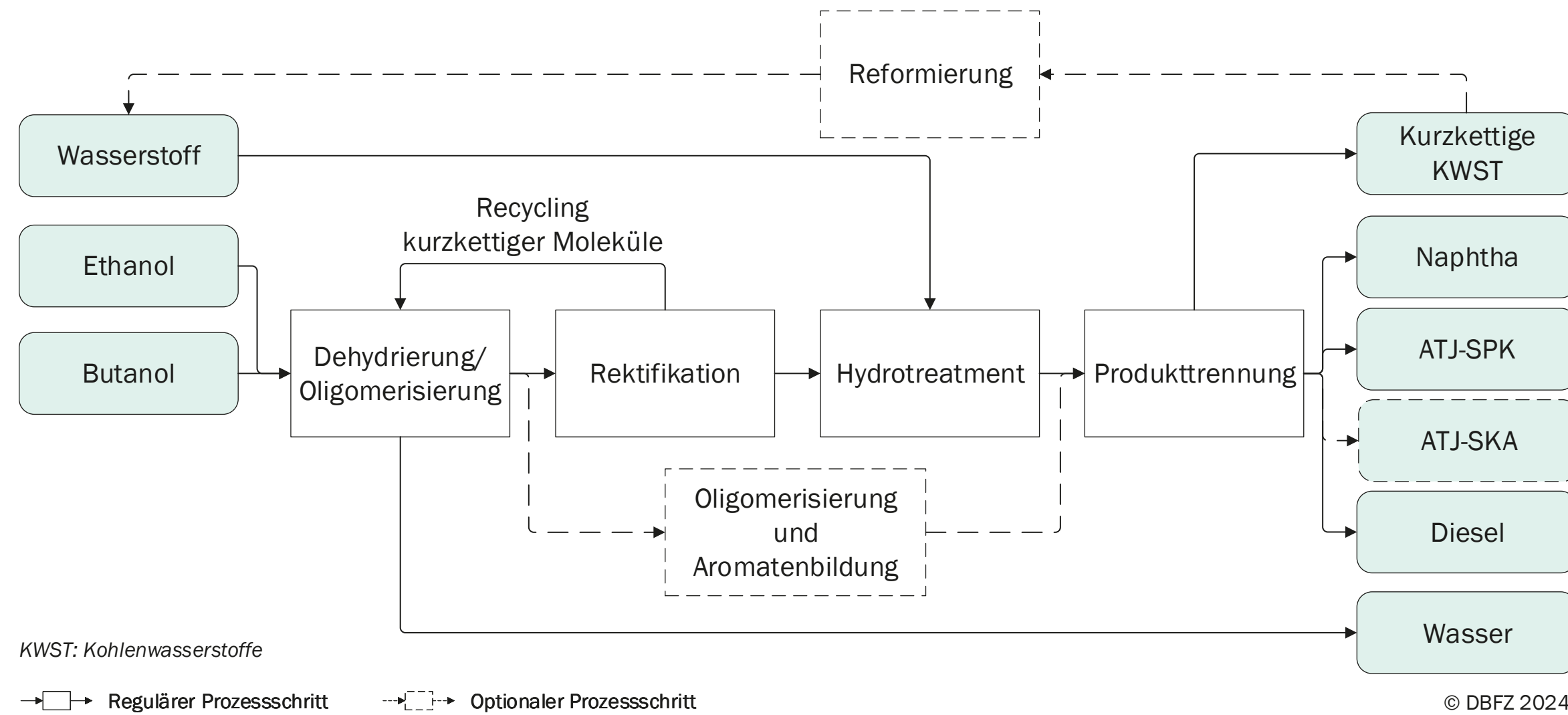


Abb. 4-4 Schematische Darstellung des Alcohol-to-Jet-Verfahrens, Datenbasis: [Chuck (2016); Geleynse (2018)]

S.p.A. übernahm im Jahr 2018 eine entsprechende Anlage von Beta Renewables S.p.A. in Vercelli/ Crescentino (Italien), die im Jahr 2021 mit einer installierten Kapazität von etwa 25.000 t/a wieder in Betrieb genommen wurde [Eni Versalis S.p.A. (2024)]. Svensk Etanol kemi (SEKAB) nutzt kampagnenweise holzartige Reststoffe in ihrer Demonstrationsanlage in Örnsköldsvik (Schweden) [Sekab (2021)].

Als einer der Vorreiter im Bereich der lignocellulosebasierten Ethanolanlagen gilt Abengoa Bioenergie S.A., dessen Maisstroh-Ethanolanlage in Hugoton/Kansas (USA) jedoch nach einem Jahr Betrieb schließen musste [Schroeder (2022)]. Nach mehrmaligem Besitzerwechsel wurde der Industriepark durch Seaboard Energy auf die Produktion von erneuerbarem Diesel und Naphtha umgestellt (Topsoes HydroFlex™-Technologie) [Kotrba (2022)]. Mit der von Clariant lizenzierten sunliquid®-Technologie wurde eine lignocellulosebasierte Ethanolanlage in Podari (Rumänien) mit einer Produktionskapazität von 50.000 t/a im Oktober 2021 fertiggestellt und im Juni 2022 in Betrieb genommen [Clariant (2022)]. Eine interne Prüfung führte jedoch im Dezember 2023 zu der Entscheidung, die Anlage zu schließen [Clariant (2023)]. Das Werk wird nun durch die Firma Corden BioChem GmbH

umgerüstet, um zukünftig Fermentationsprodukte im Kundenauftrag produzieren zu können [Bioökonomie.de (2024)]. Die seit 2014 durch das Gemeinschaftsunternehmen POET-DSM Advanced Biofuels LLC geführte „Project Liberty“-Anlage in Emmetsburg/Iowa (USA) stellte ihren regulären Betrieb nach sechsjähriger Laufzeit ein [Brown (2014); Henderson (2020); Schroeder (2022)]. VERBIO North America Corporation übernahm im Jahr 2018 eine zuvor von DuPont de Nemours betriebene cellulosebasierte Ethanolanlage in Nevada/Iowa (USA) und plant die Umwandlung zu einer Biomethan-Anlage [Verbio (2018)].

In ihrer Anlage in Luverne/Minnesota (USA) verarbeitet Gevo, Inc. Mais zu Ethanol und Isobutanol (4.550 t/a⁵) [Gevo (2023)]. Nach mehrmonatigem Stillstand wurde die Produktion im Sommer 2021 wieder aufgenommen [Beach (2021)]. Im Demonstrationsmaßstab produziert Gevo chargenweise ATJ-SPK (ca. 290 t/a) in Silsbee (USA), der Produktionsstart einer kommerziellen Anlage in Lake Preston/Süddakota (USA) mit einer Produktionskapazität von ca. 187.000 t/a ist für 2026 geplant [Gevo (2023); IEA

⁵ Es wurde nur die Dichte von Isobutanol zugrunde gelegt (802 kg/m³).

(2020b); IEA Bioenergy (2024b)]. Die ethanolbasierte ATJ-Anlage Freedom Pines Fuels der Firma LanzaJet in Soperton/Georgia (USA) mit einer Produktionskapazität von 25.890 t/a SAF und 2.950 t/a Diesel soll Mitte 2024 in Betrieb gehen [LanzaJet (2024)]. Das Verfahren basiert auf dem von LanzaTech entwickelten Verfahren zur Gasfermentation von Synthesegasen aus Stahl- und Legierungsindustrie, Erdölraffinerien oder Gasaufbereitungs- sowie Biogasanlagen [BASF (2018)].

β-Farnesen 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 Um- und Nachrüstungsmaßnahmen zur (ergänzenden) Produktion fortschrittlicher Kraftstoffe diskutiert [Rutz (2020)]. Die technologische Entwicklung der fortschrittlichen Ethanolanlagen kann mit TRL 9 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).

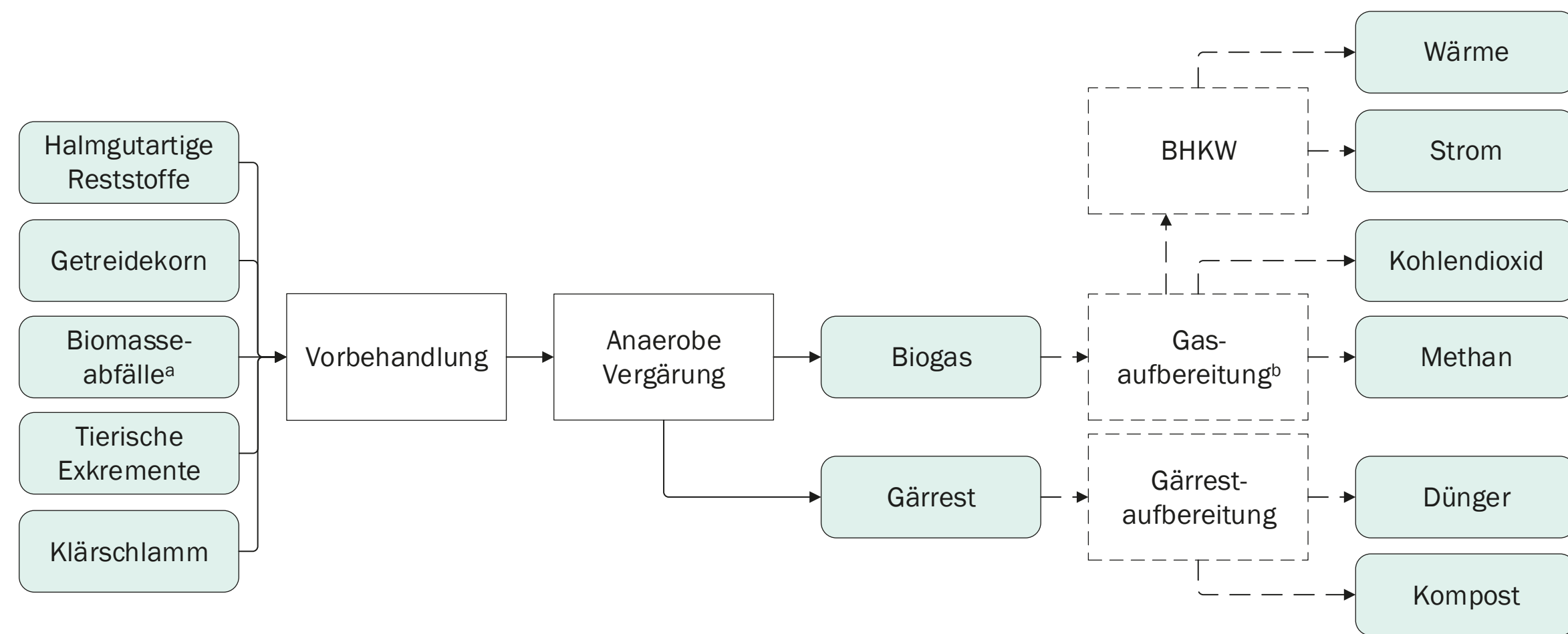
4.4 Anaerobe Fermentation und Folgetechnologien

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). Pohl (2024)]

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



^a Hierzu zählen beispielsweise organische Fraktionen aus Siedlungs-, Gewerbe- und Industrieabfällen, inkl. Abwässer.

^b Die Gasreinigung beinhaltet beispielsweise die Gasreinigung (Abtrennung ungewünschter Nebenprodukte und unreaktiver Edukte) sowie die Gaskonditionierung.

→ □ → Regulärer Prozessschritt → □ → Optionaler Prozessschritt

© DBFZ 2024

Abb. 4-5 Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Biogas und entsprechenden Folgeprodukten

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 4-5 dargestellte Verfahrensfliessbild fasst Nutzungsoptionen von Biogas beispielhaft zusammen.

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, beispielsweise zur Gewinnung biogenen Wasserstoffs. Aus der Wasserstoffbereitstellung aus Erdgas bekannt, wird aus dem CO₂-CH₄-Gemisch im Rahmen der endothermen Wasserdampfreformierung Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff bereitgestellt. Eine anschließende Wassergas-Shift-Reaktion (WGS) kann den Wasserstoffgehalt im Gas erhöhen. Die Aufbereitung der Wasserstofffraktion kann durch Druckwechseladsorption erfolgen.

Als Trockenreformierung wird die katalytische Spaltung von Methan mit Kohlenstoffdioxid unter hohen Temperaturen und Drücken bezeichnet – hierbei wird kein Wasser eingesetzt. Das erzeugte Synthesegas enthält Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff zu gleichen Anteilen, was beispielsweise die erforderliche Synthesegaszusammensetzung für die direkte Dimethylether-Synthese darstellt [Kiendl (2018)]. Alternativ wird die Nutzung des Synthesegases in anderen Syntheseverfahren diskutiert (Abschnitte 4.10 bis 4.13) [Boldt (2024)].

Methanpyrolyse ist eine weitere aktuell diskutierte Technologie, die für die Produktion biobasierter 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 4.11 behandelten katalytischen Methanisierung, die biologische oder mikrobielle Methanisierung dar [Nieß (2023)]. 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 Verfahren findet Anwendung beispielsweise *in situ* oder *ex situ* in oder an einer Biogas- oder Kläranlage – in jedem Fall kann somit die Methanausbeute des Prozesses erhöht werden.

Dimethylether (DME) kann über mehrere Verfahrensrouten bereitgestellt werden. Die bekanntesten sind die indirekte und die direkte Synthese. Bei der indirekten Synthese wird zuerst Methanol aus Synthesegas bereitgestellt und dieses im zweiten Schritt dehydratisiert. Als Katalysatoren werden Aluminiumoxid und Aluminiumsilikat verwendet [Zhou (2016)]. DME kann auch in einem einstufigen Verfahren aus Synthesegas hergestellt werden (direkte DME-Synthese), wobei die Reaktionsschritte der Methanolsynthese, Wassergas-Shift-Reaktion und der Methanoldehydratisierung parallel im selben Reaktor ablaufen [Dahmen (2012); Kiendl (2018)].

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Wenngleich Biogas nicht als Kraftstoff eingesetzt wird, stellt dessen Produktion einen wesentlichen Verfahrensschritt bei der Bereitstellung von Biokraftstoffen im kleinen Maßstab dar. Als eine der größeren Anlagen Europas produziert die Biomethan-Anlage von BioCirc ApS in Højslev/Skive (Dänemark) etwa 45 Mio. m³/a [BioCirc Group (2024)]. In Dänemark werden überdies im Rahmen von Forschungsaktivitäten kleine Anlagen zur Aufbereitung von Biogas zu Methanol mit oder ohne Zusatz von Wasserstoff entwickelt [Demir (2024); IEA Bioenergy (2020a)].

Im Bereich der Biogas- und Biomethan-Dampfreformierung befindet sich derzeit eine modulare Pilotanlage der Firma BtX energy GmbH zur Bereitstellung von biogenem Wasserstoff in der Inbetriebnahme [TAZ (2024)]. Weitere Bestrebungen rund um eine Testeinheit für die oxidative Dampfreformierung durch das Konsortium BioROBURplus scheinen zu ruhen. Darüber hinaus steht von der Firma DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH ein Kompaktreformer zur Dampfreformierung methanreicher Gase zur Verfügung, der aktuell auf spezifische Einsatzmöglichkeiten geprüft wird.

Die trockene Reformierung von (fossilem) Methan und die anschließende Produktion zu DME (direkte DME-Synthese) wurde durch eine Kooperation zwischen BASF und Linde in einer Versuchsanlage in Deutschland projektiert [Linde (2020)]. Die biobasierte Produktion von DME durch Trockenreformierung von Biogas mit anschließender DME-Synthese wurde vom Gastechologischen Institut gGmbH in Freiberg mit Partnern zunächst im Projekt „DME-regenerativ“ und schließlich im Folgeprojekt „FlexDME“ thematisiert [DBI (2019)].

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 (2024)]. Das Konzept der Methanpyrolyse erforscht ein Konsortium rund um BASF an einer Testanlage in Ludwigs-hafen; die Ergebnisse dienen als Grundlage für die Auslegung einer zukünftigen Pilotanlage [BASF (2021), (2022)].

Ein Verfahren zur biologischen Methanisierung wurde durch die damalige VISSMANN-Tochter microbEnergy GmbH entwickelt. Das sogenannte BiON®-Verfahren findet bereits Anwendung in einer Pilotanlage, die seit dem Jahr 2015 in Allendorf/Hessen (Deutschland) betrieben wird [microbEnergy (2020)]. Als Teil der Hitachi Zosen INOVA Gruppe wurde dieses Verfahren im Jahr 2022 überdies in einer entsprechenden Power-to-Gas-Anlage auf Basis von Abwässern und Abfall in Limeco (Schweiz) in Betrieb genommen [Limeco (2024)].

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Die anaerobe Vergärung ist eine etablierte Technologie (TRL 11). Deutschland ist mit etwa 8.250 installierten Biogasanlagen führend in Europa, 248 Standorte besitzen zudem eine Anlage zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan [Rensberg (2023)]. In Europa liegt die übliche Kapazität für Biogasanlagen zur Stromerzeugung zwischen 0,5 und 2,7 MW [IEA (2020b)]. 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 (2021b)]. Insbesondere für Biogas- und Biomethananlagenbetreiber, deren Festvergütung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) nach 20 Jahren Laufzeit ausgelaufen ist, mag eine Weiter- oder Umnutzung des Biogases oder Biomethans interessant sein. Hier sind insbesondere Anlagen relevant, die abfallbasierte Rohstoffe einsetzen können.

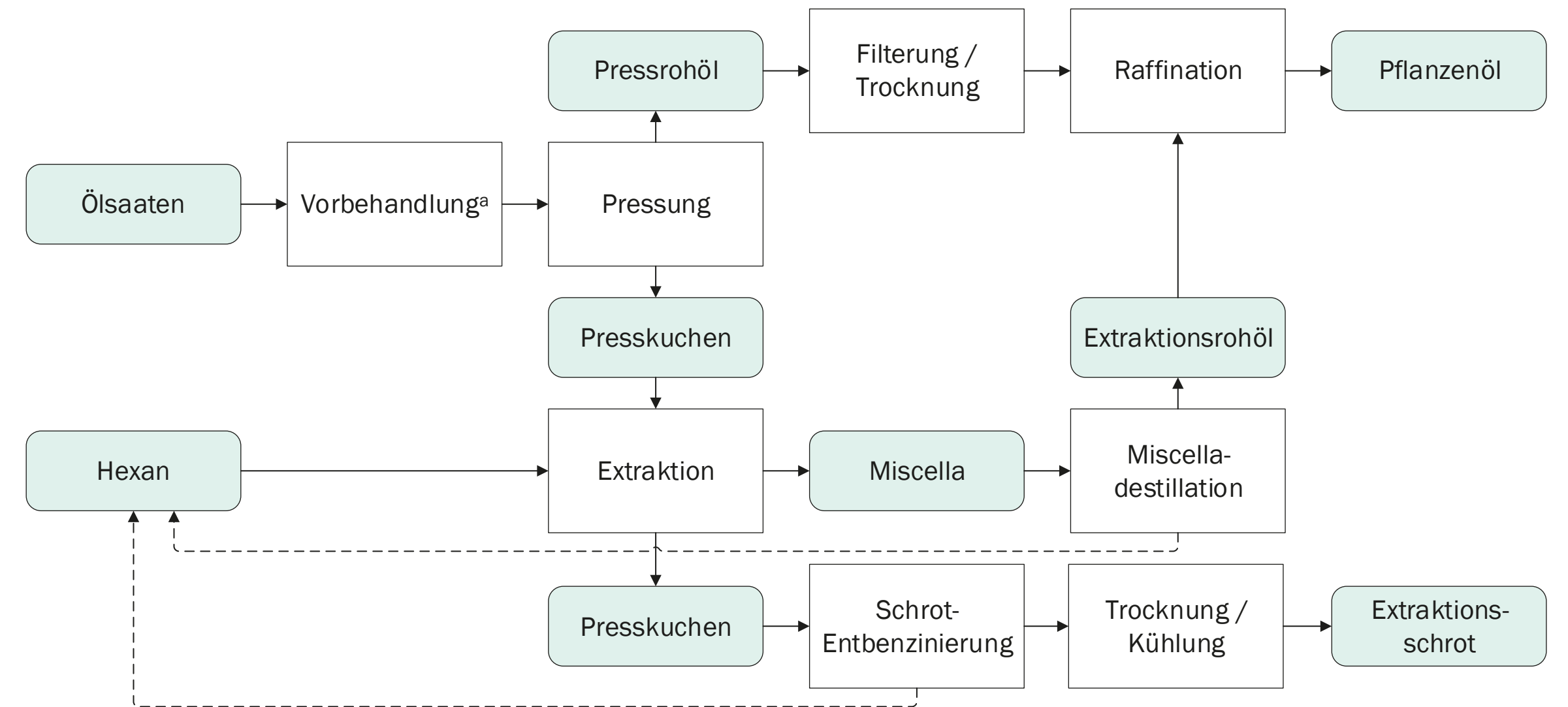
Bei der Produktion von Wasserstoff über Dampfpreformierung bedarf es besonderer Aufmerksamkeit auf potenzielle Katalysatorgifte im Biogas wie beispielsweise Schwefel-, Silizium- und Chlorverbindungen. Zudem müssen bei der Verwendung von Biogas im Vergleich zur reinen Nutzung der Methanfraktion insbesondere die Auswirkungen des CO₂-Anteils auf die Anlagendimensionierung, die Katalysatorlebensdauer und das Trennverhalten des Produktgases beachtet werden. Die Gesamtkette ist mit einem TRL 6-8 zu bewerten. Die im Rahmen des Projektes „FlexDME“ entwickelte Trockenreformierungspilotanlage wird aktuell als Biogasanlagen-Add-on angeboten, eine kommerzielle Nutzung ist aktuell noch nicht bekannt [André Beck (2024)]. Somit ist für diesen Prozessschritt von einem TRL 6-7 auszugehen.

Während die Methanplasmalyse bereits auf einem TRL 8 einzuordnen ist, stoßen die katalytische und thermische Methanpyrolyse vor ihrer industriellen Implementierung auf Herausforderungen: Die Katalysatoren (hauptsächlich Metall-, Kohlenstoff- oder geschmolzene Metall-/Salzkatalysatoren) und die Prozess-/Reaktorkonzepte befinden sich in der Entwicklung. Des Weiteren muss der Markt für das Nebenprodukt Kohlenstoff zunächst etabliert werden – die Qualität des erzeugten Kohlenstoffs ist ebenfalls Gegenstand der Forschung [Sánchez-Bastardo (2020)]. Ihr technischer Entwicklungsstand ist eher auf TRL 3-4 einzuordnen.

4.5 Pflanzenölgewinnung

Verfahrensbeschreibung

Bei der Pflanzenölgewinnung wird das Öl, das in ölhaltigen Pflanzenbestandteilen, wie Samen, Früchten oder Kernen enthalten ist, aus diesen separiert. In Mitteleuropa werden überwiegend die Samen der Ölsaaten Raps und Sonnenblume genutzt. Diese weisen einen Ölgehalt von meist deutlich über 40 % auf. Die Ölgewinnung aus diesen Saaten erfolgt entweder in zentralen Ölmühlen (industrielle Ölmühlen, Großanlagen) mit Verarbeitungskapazitäten von bis zu 4.000 t/d Ölsaate oder in dezentralen Ölmühlen (Kleinanlagen) mit Verarbeitungskapazitäten zwischen 0,5 und 25 t/d Ölsaate (in Einzelfällen auch bis 250 t/d) [KTBL (1999), (2005)]. Bei Erzeugnissen aus zentralen Ölmühlen handelt es sich in der Regel um heißgepresste, mit Lösungsmitteln extrahierte und (voll)raffinierte Pflanzenöle, während in dezentralen Anlagen durch schonende Ölsaatenverarbeitung sogenannte kaltgepresste Pflanzenöle hergestellt werden [Bockisch (1993); Widmann (1994)].



^a Dazu zählen beispielsweise die Verfahrensschritte: Reinigung, Schälung, Zerkleinerung und Konditionierung.

→□→ Regulärer Prozessschritt -.->□-> Optionaler Prozessschritt

© TFZ, DBFZ 2024

Abb. 4-6 Schematische Darstellung einer industriellen Produktionsroute zur Bereitstellung von Pflanzenöl; Datenbasis: [Bockisch (1993); Kaltschmitt (2024); Widmann (1994)]

Vor dem Pressen wird die Ölsaate gereinigt, manchmal auch geschält oder zerkleinert. Anschließend wird in zentralen Ölmühlen die Ölsaate konditioniert, das heißt mit Wasserdampf thermisch behandelt. Im Gegensatz dazu erfolgt bei der Ölsaatenverarbeitung in dezentralen Kleinanlagen keine Konditionierung bzw. externe Vorwärmung der Saat.

Anstelle der bei der Heißpressung in industriellen Ölmühlen durchgeführten Raffinationsschritte Entschleimung, Entsäuerung, Bleichung, Desodorierung und ggf. Winterisierung, reicht bei der Kaltpressung in dezentralen Ölmühlen eine Nachbehandlung des Öls mit adsorptiv wirkenden Zuschlagstoffen oder mit Zitronensäure in wässriger Lösung bzw. in Form von feinvermahlenem Zitronensäureanhydrat aus, um die für die Kraftstoffnutzung unerwünschten Elemente zu reduzieren. Zudem entfallen in Kleinanlagen die Rückgewinnung des Lösungsmittels mittels Destillation aus dem Presskuchen und dem Öl-Hexan-Gemisch

(Miscella genannt). Aufgrund der bei der dezentralen Ölsaatenverarbeitung fehlenden Raffination haben die Rapsaatqualität und der Abpressvorgang einen großen Einfluss auf die Ölqualität.

Die beiden Ölgewinnungsverfahren unterscheiden sich also wesentlich in ihrer Komplexität. Außerdem bestehen Unterschiede im Aufwand an Lösungsmitteln, Chemikalien und Wasser sowie beim Anfall von Abwasser und Abfallstoffen. Hauptvorteil der Heißpressung mit Lösungsmittel-Extraktion ist die höhere Ölausbeute von ca. 99 % des Ölgehalts im Vergleich zu etwa 85 % Ölertrag bei der Kaltpressung. Demgegenüber ist die Ölgewinnung in dezentralen Ölmühlen gekennzeichnet durch einen geringeren Energiebedarf, kurze Transportwege infolge regionaler Stoffkreisläufe und eine höhere regionale Wertschöpfung [Kaltschmitt (2024); KTBL (1999); Remmele (2009)]. Die Verfahrensschritte der Pflanzenölgewinnung in industriellen Ölmühlen zeigt Abbildung 4-6.

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Laut dem Verband der ölsaatenverarbeitenden Industrie in Deutschland OVID wurden in Deutschland im Jahr 2023 etwa 4,9 Mio. t Pflanzenöl, davon 4,2 Mio. t Rapsöl, erzeugt [OVID (2023)]. Der größte Anteil stammt dabei aus industriellen Ölmühlen der Firmen ADM, Bunge, C. Thywissen, Cargill, Louis Dreyfus Company und Viterra Lubmin. Die Öle werden entweder direkt vermarktet, z. B. als Speiseöl, Futteröl oder Pflanzenölkraftstoff oder weiterverarbeitet zu Lebensmitteln, chemischen Erzeugnissen und technischen Produkten sowie Kraftstoffen, insbesondere Biodiesel.

Die in dezentralen Ölmühlen in Deutschland erzeugten Mengen an Pflanzenölen (überwiegend Rapsöl) sind im Vergleich zu den Mengen in großtechnisch hergestellten Anlagen sehr gering. Aktuelle Zahlen sind nicht bekannt. In der letzten großen deutschlandweiten Umfrage waren im Jahr 2012 noch 245 Ölmühlen von ehemals 585 (im Jahr 2007) in Betrieb, 104 waren vorübergehend stillgelegt [Haas (2013)]. Grund für den Rückgang war ein Absatzeinbruch bei Pflanzenölkraftstoff infolge verschlechterter Marktbedingungen. Schätzungen zufolge dürfte seither die Anzahl dezentraler Ölmühlen in Deutschland und die produzierte Menge an Rapsölkraftstoff weiter zurückgegangen sein. Der Bundesverband dezentraler Ölmühlen und Pflanzenöltechnik BDOel vertritt die Interessen der dezentralen Ölmühlen in Deutschland [BDOel (2024)].

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Die beschriebenen Verfahren zur Pflanzenölgewinnung sind bereits seit vielen Jahren praxiserprobt und etabliert. Der technische Entwicklungsstand kann deshalb als marktstabil (TRL 11) klassifiziert werden.

Eine Herausforderung für die energieintensiven industriellen Ölmühlen liegt derzeit in der Transformation von der überwiegend fossilen Energiebasis hin zur Nutzung erneuerbarer Energien [OVID (2024)].

Bei dezentralen Ölmühlen fehlen vor allem aktuelle Markt- und Strukturdaten, z. B. über Anzahl und räumliche Verteilung, Verarbeitungskapazitäten, Auslastung, Produktionsschwerpunkte usw. Eine Markterhebung wäre für die Beurteilung des Potenzials zur Eigenversorgung der Landwirtschaft mit pflanzenölbasierten Kraftstoffen hilfreich.

4.6 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 (2021c)]. Die Umesterung ist eine reversible Reaktion, deren Gleichgewicht durch einen Methanol-Überschuss hin zu den Produkten verschoben werden kann. Es kommen Katalysatoren wie Natriumhydroxid, Kaliumhydroxid, Natriummethylat und Kaliummethylat zum Einsatz [Majer (2015)]. Geeignete Triglyceride finden sich zum Beispiel in Pflanzenölen von Anbaubiomassen (z. B. Raps, Sojabohne, Ölpalme), in tierischen Fetten oder Altspeiseölen/-fetten (engl.: Used Cooking Oils, UCO).

Pflanzenöle können beispielsweise aus Ölsaaten in kleintechnischen oder industriellen Ölmühlen gewonnen werden (Abschnitt 4.5). Die Ölgehalte der einzelnen Saaten unterscheiden sich zum Teil deutlich. Während Raps- und Sonnenblumensamen einen Ölgehalt von 40 bis 45 % (m/m) aufweisen, können Palmfrüchte und Sojabohnen einen Ölgehalt von 23 bzw. 21 % (m/m) besitzen [Bockisch (1993); Kaltschmitt (2016); Majer (2015)]. Für die Kraftstoffnutzung wird das Öl in einer Nachbehandlung, beispielsweise durch 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, Seifen, Wasser und Salze. Um technisches Glycerin zu erhalten, müssen diese abgetrennt werden: Zu diesem Zweck können beispielsweise eine Flash-Verdampfung von Methanol, die Neutralisation und nach-

folgende Filtration von Salzen sowie die anschließende Destillation von Glycerin durchgeführt werden. Um eine pharmazeutische Qualität zu erhalten, sind weitere Raffinationschritte erforderlich, wie Bleichen und Adsorptionsverfahren [Air Liquide (2021a); Pitt (2019); Wan Isahak (2014)].

Die Abbildung 4-7 veranschaulicht den Prozess zur Produktion von Biodiesel.

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Die Produktionskapazität von FAME-Anlagen ist sehr unterschiedlich. In Deutschland zum Beispiel reicht die installierte Kapazität von 7.200 t/a (Standort Lübs, im Besitz von RapSol GmbH) bis 580.000 t/a (Standort Hamburg, im Besitz von Archer Daniels Midland Company) [IHS Markit (2024c); RapSol GmbH (2024)]. Weltweit liegt die durchschnittliche Produkti-

onskapazität bei etwa 80.000 t/a. Die weltweit größte Biodiesel-Anlage wird von der Firma Wilmar Group in Indonesien mit einer Produktionskapazität von 1.395.000 t/a betrieben [IHS Markit (2024c)].

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Die weltweit installierte Kapazität der in Betrieb befindlichen Anlagen liegt bei mehr als 70 Mio. t/a [IHS Markit (2024c)]. Da FAME einen etablierten Biokraftstoff darstellt, 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 nachhaltigen Biomassen wie Jatropha oder Mikroalgen [Loh (2021)] oder zum Ersatz von fossilem durch erneuerbares Methanol durchgeführt.

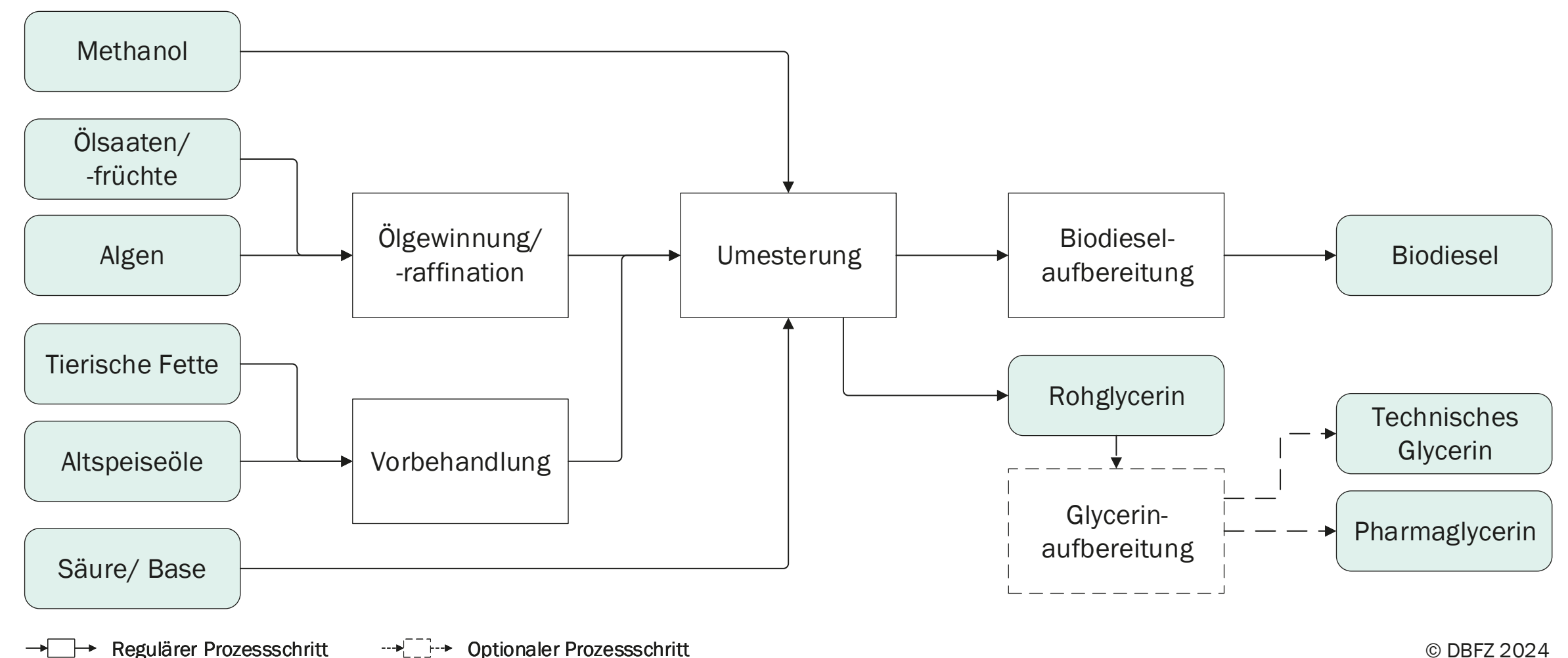


Abb. 4-7 Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von FAME; Datenbasis: [Majer (2015)]

4.7 Hydrotreatment

Verfahrensbeschreibung

Die Herstellung von HEFA- oder HVO-Kraftstoffen ist chemisch und verfahrenstechnisch angelehnt an den Prozess des Hydrotreatments/Hydrocrackens fossiler Edukte. Dieser findet in der Erdölraffinerie zur Abspaltung von Heteroatomen, beispielsweise Schwefel und Sauerstoff, bzw. zur wasserstoffunterstützten Kettenlängen Anpassung spezifischer Kraftstofffraktionen Anwendung. Das HVO/HEFA-Verfahren⁶ bedient sich der katalytischen Beaufschlagung von ester- und fettsäurehaltigen Edukten sowie Biocrudes mit Wasserstoff. Hierdurch entsteht eine Bandbreite an 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 4.16) ausgeführt werden.

Entsprechend der Abbildung 4-8 ist je nach Edukt eine Örraffination 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 4.16). Die vorbehandelten Öle und Fette werden in einem Katalysatorbettreaktor 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); Liu (2011); Sotelo-Boyás (2011)] erwärmt. Je nach Ausgangsstoff und Prozessführung liegt der stöchiometrische Wasserstoffbedarf des Prozesses zwischen 2 und 3 % (m/m). Wasserstoff führt zur Absättigung der Doppelbindungen sowie zur Abspaltung von Heteroatomen. So entsteht ein sauerstoff- und aromatenfreies Gemisch aus überwiegend gesättigten, paraffinischen Kohlenwasserstoffen. In Abhängigkeit von Betriebsbedingungen, gewählten Katalysatoren und favorisierter Produktfraktion kann eine Isomerisierung und ein Cracken der Kohlenwasserstoffketten parallel oder in einem anschließenden Schritt in einem weiteren Katalysatorbett-

⁶ 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.

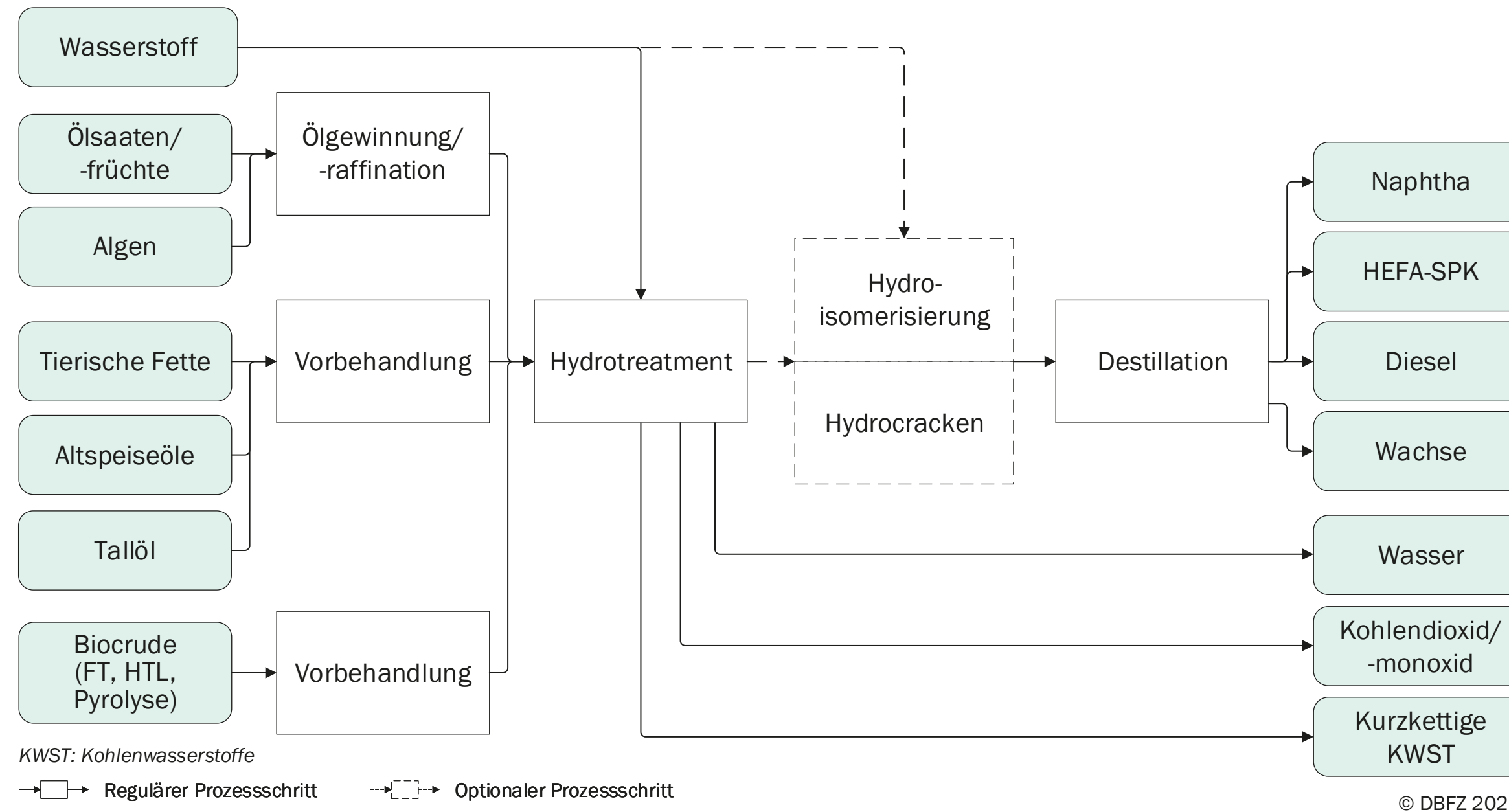


Abb. 4-8 Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von HVO/HEFA-Kraftstoffen

reaktor stattfinden [Starck (2016)]. Durch die Verzweigung und Kettenlängenveränderung der Kohlenwasserstoffe werden die gewünschten Kraftstoffeigenschaften eingestellt.

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

Alternative Flugturbinenkraftstoffe werden heutzutage als Drop-in-Kraftstoffe zum aktuell genutzten erdölbasierten Kerosin eingesetzt. Ziel der Kraftstoffentwicklung ist es, die bestehende Kraftstoffinfrastruktur sowie Flugzeugsysteme ohne Anpassungen weiter nutzen zu können. Entsprechend muss vor der Einführung spezifischer Alternativen in diesem Bereich ein Nachweis der Kompatibilität mit bestehenden Strukturen über den Prozess der ASTM D4054 erfolgen und der Kraftstoff zertifiziert werden. Dieser Nachweis berücksichtigt das Produktionsverfahren und grenzt sich damit klar von Anforderungen an Kraftstoffe für die Verkehrssektoren Straße und Schifffahrt ab. Erst mit erfolgreicher Zertifizierung wird ein alternativer Flugkraftstoff als Annex der ASTM D7566 und somit als nutzbare Blendkomponente aufgenommen.

HEFA-SPK ist seit dem Jahr 2011 entsprechend der ASTM D7566 als Blendkomponente (aktuell bis zu 50 % v/v) für fossiles JET A/A-1 in der zivilen Luftfahrt zugelassen. Im Mai 2020 wurde die siebente Route zur Produktion von SPK in die ASTM D7566 aufgenommen: HC-HEFA-SPK (synthetisches paraffinisches Kerosin aus zu Kohlenwasserstoffen hydroprozessierten Estern und Fettsäuren, engl.: Synthesized Paraffinic Kerosene from Hydrocarbon-Hydroprocessed Esters and Fatty Acids), mit einem volumetrischen Blendanteil von bis zu 10 %. Grundlage stellt ein Hydrotreatment-Prozess dar, 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 aktiven Akteure im Bereich der HVO/HEFA-Produktion ist die Firma Neste Oyj. In vier Anlagen in drei europäischen und asiatischen Ländern werden Ressourcen wie zum Beispiel Abfallöle und tierische Fette verarbeitet sowie Produkte wie zum Beispiel Diesel und SPK bereitgestellt. Die zwei NExBTL-Anlagen in Porvoo (Finnland) waren 2007 und 2009 die ersten installierten Kapazitäten mit zunächst jeweils 170.000 t/a [Neste Oyj (2009)], heute produzieren sie etwa 100.000 t/a HEFA-SPK [Whyte (2022a)]. Aktuelles Ziel ist es, die überwiegend erdölbasierte Porvoo-Raffinerie vollständig auf erneuerbare Produkte umzustellen [Whyte (2022a)]. In den letzten Jahren wurde die HEFA-Anlage in Singapur auf eine Gesamtkapazität von 2,6 Mio. t/a, inkl. 1 Mio. t/a HEFA-SPK, aufgerüstet [Neste Oyj (2024)]. Ähnliche Pläne wurden nun für die Rotterdam-Raffinerie (Niederlande) verkündet. Von ehemals 1,4 Mio. t/a soll deren Gesamtkapazität auf 2,7 Mio. t/a steigen, 1,2 Mio. t/a hiervon werden SPK sein [Neste Oyj (2022)]. Die Chevron 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 [Chevron (2024)]. Die Firma UPM Biofuels produziert 130.000 t/a HEFA-Diesel (UPM BioVerano) und -Naphtha in einer Bioraffinerie in Lappeenranta (Finnland) und nutzt hierfür Tallöl aus seiner UPM Kaukas Zellstoff- und Papierfabrik [UPM Biofuels (2022), (2024)].

Mit der Ecofining™-Technologie⁷ wurde durch Eni S. p. A. eines der ersten Umrüstungsprojekte „Green Refinery“ in der Raffinerie in Porto Marghera in Venedig (Italien) umgesetzt [ENI (2024c)]. Hierbei wurde die vorhandene Infrastruktur und Verfahrenstechnik für den Einsatz der biogenen Einsatzstoffe adaptiert. Analog wurde die Eni-Raffinerie in Gela (Italien) umgerüstet, ähnliche Pläne gibt es nun auch für die Anlage in Livorno (Italien) [ENI (2024a); HydrogenWire (2024)]. Das Ecofining™-Verfahren findet zudem in der durch World Energy in der Paramount-Raffinerie in Kalifornien (USA) betriebenen Anlage Anwendung. Diese im Jahr 2013 von Erdöl- auf biobasierte Rohstoffe umgestellte Raffinerie stellt seit 2024 primär SPK gemäß ASTM D7566 beispielsweise aus Rindertalg her [Whyte (2022b)]. Einen ähnlichen Ansatz verfolgte TotalEnergies, die im Jahr 2019 die Umrüstung der vormaligen Erdölraffinerie in La Mède (Frankreich) mithilfe der Vegan®-Hydrotreatment-Technologie von der Firma Axens abschloss [TotalEnergies (2019)]. Jährlich werden etwa 500.000 t/a HEFA-Diesel, Flugkraftstoffe und AdBlue produziert [TotalEnergies (2024)].

Galp Energia befindet sich aktuell in der Umsetzung ihres „HVO@Galp“-Projektes in dem eine entsprechende Anlage auf dem Gelände der Sines-Raffinerie (Portugal) errichtet wird. Die Fertigstellung ist für 2026 geplant und es werden voraussichtlich 240.000 t/a Diesel (oder je nach Fahrweise 180.000 t/a SPK) produziert [Galp (2024)].

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 weiterhin nur von ausgewählten Bioraffinerien genutzt, der technische Entwicklungsstand wird für diese Route daher auf TRL 10 eingestuft.

Forschungs- und Entwicklungsfragen konzentrieren sich auf die Nutzung nachhaltiger Ressourcen und die entsprechende Adaption der Verfahrenstechnik und Prozessführung. Ein Beispiel hierfür stellt die Nutzung von Algenölen dar, welches eher bei einem TRL 4 einzuordnen ist. Zudem werden Bioraffineriekonzepte im Sinne einer ineinandergreifenden Kreislaufwirtschaft angestrebt. Die Nebenproduktnutzung wird verstärkt auch mit

⁷ Das Ecofining™-Verfahren wurde durch die Firmen Eni S. p. A. und UOP Honeywell entwickelt.

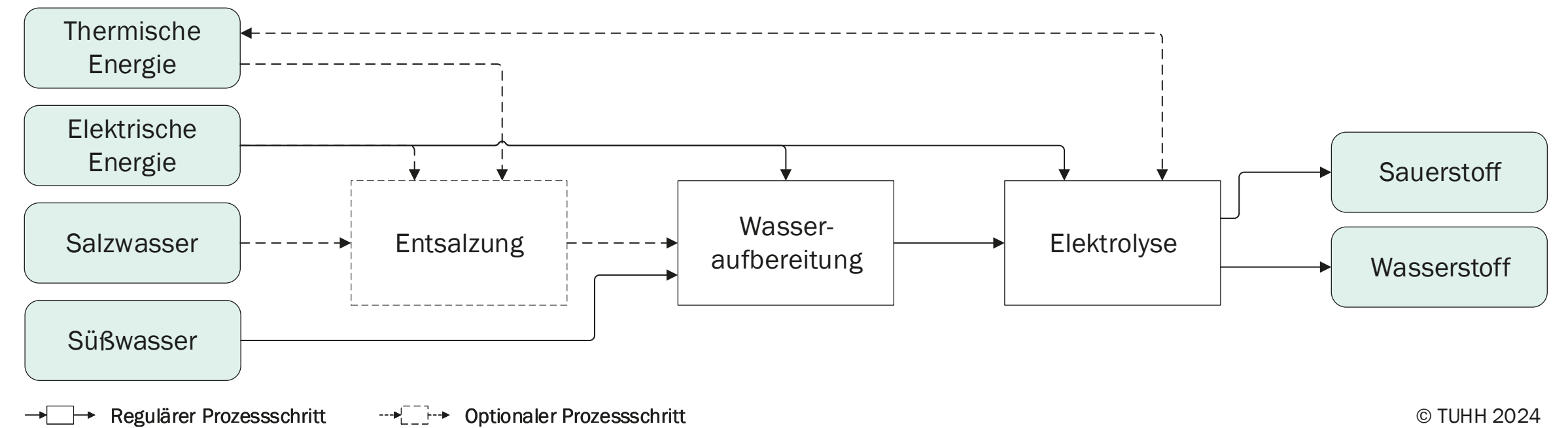
Blick auf die Rohstoffaufbereitung thematisiert. Werden beispielsweise inhomogene Abfallströme oder andere divers zusammengesetzte, verunreinigte Edukte eingesetzt, sind diese zuvor aufzubereiten. Nur so kann ein reibungsloses Hydrotreatment gewährleistet werden. Abgetrennte Fraktionen sollen weiterverarbeitet und einer (internen) Nutzung zugeführt werden. Überdies liegt auf alternativen und nachhaltigeren Bereitstellungspfaden der Hilfsstoffe (zum Beispiel Wasserstoff) ein besonderer Fokus. 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 Oyj (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, zum Beispiel via Pyrolyse oder hydrothermalen Verfahren bereitgestellte Biocrudes, ist von großem Interesse. Nähere Informationen hierzu sind in den Abschnitten 4.14 und 4.15 zu finden.

4.8 Elektrolyseverfahren

Verfahrensbeschreibung

Die Elektrolyse ist ein elektrochemischer Prozess, bei dem Wasser mithilfe von elektrischem Strom in Sauerstoff und Wasserstoff (H₂) aufgespalten wird. Derzeit existieren drei relevante technische Umsetzungen, die sich durch den gewählten Elektrolyten unterscheiden. Der Elektrolyt bestimmt Ladungsträger, Betriebstemperatur und pH-Wert sowie infolgedessen die Auswahl der Katalysatormaterialien [Neugebauer (2022)]. Eine allgemeine Darstellung des Elektrolyseprozesses zeigt Abbildung 4-9.

Die alkalische Wasserelektrolyse (AEL) verwendet eine alkalische Wasserlösung aus Natrium- oder Kaliumhydroxid als Elektrolyt. Das Hydroxid-Ion dient als Ladungsträger. Typische Betriebstemperaturen liegen im Niedertemperaturbereich zwischen 30 und 100 °C. Der Druck liegt in einem moderaten Bereich von bis zu 40 bar; wenige Hersteller erlauben höhere Werte von bis zu 60 bar. Die Elektrolyse kann in einem Lastbereich von 15 bis 100 % der Nennleistung betrieben werden und ist in der Lage, die relative Belastung mit einer Rate von 10 bis 50 % pro Sekunde zu variieren [Buttler (2018); Ehlers (2023); Emam (2024);



© TUHH 2024

Abb. 4-9 Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyseverfahren aus Salz- bzw. Süßwasser

Lange (2023)]. In begrenztem Umfang ist folglich auch ein flexibler Betrieb auf Basis einer Direktkopplung mit intermittierenden erneuerbaren Energien wie der Solar- oder der Windenergienutzung möglich.

Die Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEMEL) verwendet eine Polymermembran als Elektrolyt, wobei 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. In der Regel liegen die Betriebsdrücke zwischen 30 und 50 bar; es wurden jedoch schon Betriebsdrücke von bis zu 700 bar erreicht [Buttler (2018); Emam (2024); Ham (2024); IEA (2019); Salehmin (2022)]. In Bezug auf die Nennleistung kann der Elektrolyseur in einem Bereich von 0 bis 160 % betrieben werden [Buttler (2018)]. Mögliche Lastgradienten liegen zwischen 10 und 90 %/s. Die PEMEL eignet sich infolgedessen gut für den Einsatz in Kombination mit fluktuierenden erneuerbaren Energien [Lange (2023)].

Die Festoxidelektrolyse (engl.: Solid Oxide Electrolysis, SOEL) ist ein Hochtemperaturelektrolyse-Verfahren mit Betriebstemperaturen zwischen 600 und 900 °C. Der Prozessdruck liegt unter 10 bar [Sun (2018); IEA (2019); Lange (2023)]. Der Elektrolyt ist fest und besteht aus Zirconiumdioxid, das mit Yttrium stabilisiert ist. Statt flüssigem Wasser nutzt die SOEL Wasserdampf als Edukt. Da die Verdampfungsenthalpie in Form von thermischer Energie zugeführt werden kann, erfordert das Verfahren einen geringeren spezifischen Einsatz an elektrischer Energie. Eine weitere Verringerung der benötigten spezifischen Energie, verglichen mit der AEL und der PEMEL, wird durch die aufgrund

der höheren Betriebstemperaturen verbesserte Reaktionskinetik erreicht [Neugebauer (2022); Norman (2024)]. Der Elektrolyseur kann auch als Brennstoffzelle eingesetzt werden und weist daher einen breiten Lastbereich von -100 bis +100 % auf. Hinsichtlich eines langzeitstabilen Betriebs unterscheiden sich die Anforderungen von Festoxid-Brennstoffzellen (engl.: Solid Oxide Fuel Cell, SOFC) und Elektrolyseuren jedoch. Daher werden Anlagen in der Regel für eine Anwendung als SOFC oder SOEL und folglich nicht für den bidirektionalen Betrieb ausgelegt. Der Lastgradient liegt im Bereich von 0,3 %/s. Berücksichtigt werden muss, dass Lastwechsel zu Temperaturänderungen und infolgedessen zu mechanischem Stress führen und die Lebenszeit reduzieren können. Darüber hinaus limitiert auch die lange Kaltstartzeit von über 60 min die Eignung für einen flexiblen Betrieb [Lange (2023); Neugebauer (2022)].

Neben den bisher betrachteten technisch relevanten Verfahren existieren weitere Technologien, die sich in unterschiedlichen Stadien der technischen Entwicklung befinden. Dazu gehören die alkalische Membranelektrolyse (AEMEL), die protonenleitende Hochtemperaturelektrolyse und die in Abschnitt 4.9.3 ausführlicher betrachtete Co-Elektrolyse [Neugebauer (2022)].

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Derzeit beträgt die global installierte Kapazität von Elektrolyseuren ca. 2 GW, wobei rund 50 % der weltweit vorhandenen Elektrolyseurleistung auf China entfallen. Neben der H₂-Produktion verfügt China auch über die Hälfte der globalen Elektrolyseur-Fertigungskapazitäten. Zudem wurden die vier größten Elektro-

lyseprojekte (bezogen auf die installierte Leistung) in China umgesetzt [IEA (2023a), (2023b)].

Die Anzahl der Projekte zur Produktion von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse steigt stetig. Bis zum Jahr 2030 wurden Projekte mit einer Gesamtkapazität von 175 GW installierter Leistung angekündigt. Werden zusätzlich Projekte berücksichtigt, die sich in einem frühen Stadium befinden, beträgt die mit dem Stand von Anfang 2024 für das Jahr 2030 zu erwartende installierte Leistung 420 GW [IEA (2023a), (2023b)].

In allen vier bisher größten umgesetzten Projekten kommt ein alkalischer Elektrolyseur zum Einsatz. Die Nennleistungen betragen 260, 120, 69 und 30 MW [IEA (2023b)]. Die weltweit größte Anlage entsteht derzeit in Saudi-Arabien. Im Rahmen des „NEOM Green Hydrogen Project“ wird ein Elektrolyseur mit einer Nennleistung von 2 GW aufgebaut, mit dem ab dem Jahr 2026 eine Anlage zur Produktion von grünem Ammoniak versorgt werden soll [IEA (2023b)]. Alkalische Elektrolyseure werden auch für verschiedene weitere Anwendungsbereiche angeboten (z. B. Cummins, NEL hydrogen, McPhy, Thyssenkrupp) [Ham (2024)]. Aufgrund des breiten Einsatzbereiches und des hohen Entwicklungsstandes beträgt der Anteil alkalischer Elektrolyseure an der global installierten Leistung zwischen 50 und 60 % [IEA (2023a)].

PEM-Elektrolyseure erreichen einen Anteil an der global installierten Leistung von ca. 30 % [IEA (2023a)]. Die größten Anlagen befinden sich in Spanien und Kanada und erreichen eine installierte Gesamtleistung von jeweils 20 MW. Aktuell wird in einem nächsten Skalierungsschritt in China eine Anlage mit einer installierten Leistung von über 500 MW errichtet, die 50.000 t/a H₂ produzieren soll. Bis zum Jahr 2025 sollen zudem mehrere Anlagen mit einer installierten Leistung von jeweils über 100 MW den Betrieb aufnehmen, u. a. in den USA, Deutschland und Frankreich [IEA (2023b); Shell Global (2024)]. Zu den Anbietern von PEMEL-Systemen gehören beispielsweise Elogen, Siemens Energy, HONDA und die bereits im Bereich der AEL vertretenen Firmen Cummins und NEL hydrogen [Ham (2024)].

Hochtemperatur-Elektrolyseure werden derzeit von Sunfire und Topsoe angeboten [Ham (2024)]. Die größte in Betrieb befindliche Anlage weist eine installierte Leistung von 2,5 MW auf und wurde im Rahmen des Projektes „Multiply“ in den Niederlanden errichtet. Insgesamt sind weltweit sechs Anlagen in Betrieb, wobei die kleinste Anlage über eine installierte Leistung von 33 kW verfügt [IEA (2023b)].

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Forschungsbedarf im Bereich der Elektrolyseure besteht insbesondere hinsichtlich der Verringerung der Systemkosten. Langfristig werden Kostenreduktionen von bis zu 80 % prognostiziert. Außerdem werden eine Verringerung der spezifisch benötigten Energie und der Degradation sowie eine Erhöhung der Stromdichte und eine verbesserte Flexibilität angestrebt [Lange (2023); Pasimeni (2022)]. Während diese Ziele für alle Elektrolyseur-Varianten gelten, unterscheidet sich die Gewichtung der einzelnen Punkte je nach Technologie.

Die AEL-Technologie ist fest am Markt etabliert und kann mit einem TRL 9 als ausgereift angesehen werden [ETP (2023)]. Ein wesentlicher Forschungsbedarf besteht heutzutage beim lastflexiblen Betrieb der Elektrolyseeinheiten. Im Fokus der Forschung stehen zudem die Erhöhung der Betriebstemperatur und der Stromdichte, die Entwicklung alternativer Membranen sowie die Beständigkeit von Katalysatoren und Elektroden [Ehlers (2023); Neugebauer (2022)].

Im Bereich der PEMEL 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) [ETP (2023)]. Forschungsbedarf besteht im Bereich der Umsetzung höherer Betriebsdrücke, insbesondere in Hinblick auf den Einfluss auf Lebensdauer und Dynamik des Elektrolyseurs. Eine weitere Herausforderung besteht darin, die Menge der benötigten Edelmetalle, beispielsweise des als Katalysator verwendeten Platins und Iridiums, zu reduzieren [Pasimeni (2022); Tang (2023)].

Die SOEL weist, verglichen mit AEL und PEMEL, einen geringeren Entwicklungsstand auf und erreicht derzeit TRL 8 [ETP (2023)]. Dies zeigt sich u. a. an der geringeren Anzahl in der Umsetzung und bereits in Betrieb befindlicher Projekte [IEA (2023b)]. Der primäre Fokus der Forschung liegt derzeit auf der Verlängerung der Lebensdauer der Anlagen [Shiva Kumar (2022)].

Die AEMEL ist die am weitesten entwickelte alternative Technologie und erreicht ein TRL 6 [ETP (2023)]. Das Verfahren soll die Vorteile der AEL und PEMEL kombinieren und dabei die Nachteile der jeweiligen Prozesse minimieren. Die AEMEL vereint den Systemaufbau der PEMEL mit den Materialien und Werkstoffen der AEL. Hydroxid-Ionen fungieren als Ladungsträger [Neugebauer (2022)]. Ein erster Prototyp mit einer elektrischen Leis-

tung von 1 MW soll an der TU Braunschweig erprobt werden [TU Braunschweig (2024)].

4.9 Synthesegasbereitstellung

Synthesegas (oder kurz SynGas) ist ein insbesondere aus Kohlenstoffmonoxid 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)]. Die aus Synthesegas bereitgestellten Kraftstoffe werden weitläufig als synthetische Kraftstoffe bezeichnet.

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 ist möglich [El-Nagar (2019); Zhao (2020)]. Al-

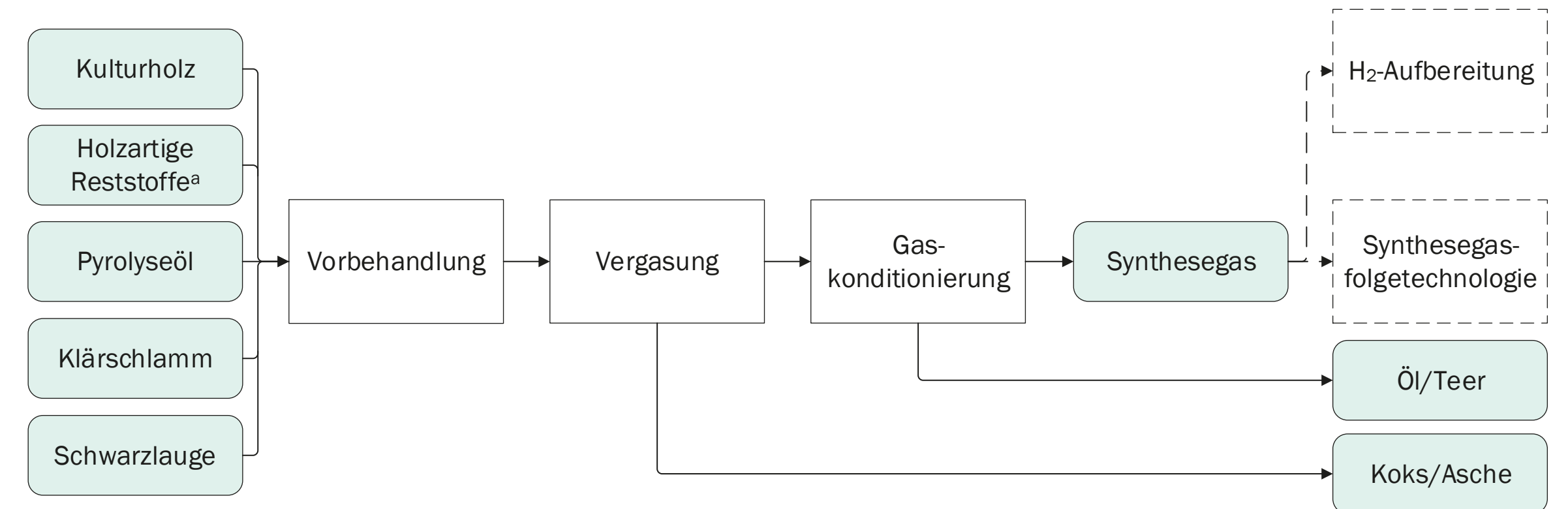
ternativ kann die Bereitstellung von Synthesegas auch über die elektrolytische Produktion von Wasserstoff mit anschließender Zuführung der benötigten Kohlenstoffmonoxidfraktion erfolgen. Diese Ansätze werden im Folgenden diskutiert.

4.9.1 Thermochemische Vergasung

Verfahrensbeschreibung

Über die thermochemische Vergasung können kohlenstoffbasierte Ressourcen wie Kohle oder trockene Biomassen in ein Synthesegas umgewandelt werden [NETL (2021)]. Auch werden Pyrolyseöl und Schwarzlauge als Edukte genutzt [Higman (2008)]. Das in Abbildung 4-10 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 –



^a Geeignet sind beispielsweise organische Fraktionen aus der Land- und Forstwirtschaft sowie der Landschaftspflege.

→□→ Regulärer Prozessschritt -.->□-> Optionaler Prozessschritt

Abb. 4-10 Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Synthesegas mittels thermochemischer Vergasung

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)]

Das gasförmige Produkt kann neben den Hauptkomponenten Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff auch Kohlenstoffdioxid, Methan, organische Moleküle, anorganische Moleküle (z. B. Schwefelwasserstoff) oder Partikel enthalten. Die Produktgaszusammensetzung 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 Verfahren aufzubereiten (Abschnitt 4.9.4).

Wasserstoff kann direkt aus dem Synthesegas gewonnen werden. Die Konzentration in der Gasfraktion hängt vom gewählten Einsatzstoff, der Partikelgröße, der Vergasungstemperatur, dem Katalysator, der Reaktionszeit und der eingesetzten Menge an Vergasungsmittel ab [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

Die thermochemische Vergasung findet seit Jahren bereits im fossilen Bereich Anwendung. Mit Blick auf die Biomassevergasung ist die Firmenlandschaft überschaubar und Fortschritte sind vor allem durch Forschungskonsortien geprägt. Das Karlsruher Institut für Technologie demonstriert die Vergasung eines Öl-Koks-Slurrys (Biocrude) in ihrer „Bioliq“-Anlage. Hierbei wird die Biomasse pyrolysiert und das Pyrolyseöl anschließend in einem Flugstromvergaser vergast [ETIP Bioenergy (2021b)], eine Verschaltung dezentraler und zentraler Komponenten wird angestrebt. Die Anlage läuft kampagnen- und modulweise. Das Biomassekraftwerk in Güssing (Österreich), geführt durch REPO-

TEC, 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)].

Im Projekt „BioDME“ (2008-2013) wurde die Vergasung von Schwarzlaug zur Herstellung von DME in einer Demonstrationsanlage untersucht. Ebenfalls auf DME ausgelegt wurde das Projekt „FLEDGED“. Hier wurde bis Oktober 2020 eine sorptionsgestützte Vergasung entwickelt, bei der Biomasse mit Wasserdampf vergast wird. Die Energie wurde durch die parallele Verbrennung von in der Vergasung erzeugter Holzkohle bereitgestellt und Kohlenstoffdioxid durch Adsorption mit Calciumoxid entfernt [FLEDGED (2021a)].

In Kanada produzierte das Unternehmen Enerkem Ethanol und Methanol aus der Vergasung von Siedlungsabfällen. Eine Produktionsanlage mit einer Kapazität von 30.000 t/a Ethanol (2017 nachgerüstet aus einer vormals Methanol-produzierenden Anlage) war seit dem Jahr 2014 in Betrieb [Enerkem (2021); IEA Bioenergy (2024b)] und ist derzeit stillgelegt [Enerkem (2024b)].

Das Unternehmen CHOREN Industries GmbH aus Freiberg (Deutschland) entwickelte einen Vergaser, der aus einem 3-Phasen-Prozess (Nieder- und Hochtemperaturvergasung sowie endotherme Flugbettvergasung) besteht. Mit einem anschließenden Fischer-Tropsch-Prozess sollten in dem sogenannten Carbo-V®-Verfahren verschiedene Einsatzstoffe, insbesondere jedoch Holz, mit einer Kapazität von 13.500 t/a Biocrude verarbeitet werden [ETIP Bioenergy (2017)]. Aufgrund von baulichen und projektinternen Verzögerungen musste die CHOREN Industries GmbH Insolvenz anmelden [Kopp (2011)]. 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 [Larsson (2019); Materazzi (2019)] stellte die Anlage im Jahr 2018 ihren Betrieb ein.

Für die Produktion von Wasserstoff über die thermochemische Vergasung gibt es wenige prominente Beispiele. Eni untersucht die Möglichkeit, eine Wasserstoffproduktionsanlage auf Basis der Vergasung von nicht-recyclebaren Abfallströmen an ihrer Anlage in Venedig (Italien) zu installieren [ENI (2024b)]. Das Gemeinschaftsunternehmen Ways2H bietet Vergaser für die Produktion von Wasserstoff aus Siedlungs- und Medizinabfällen, Klärschlamm und Kunststoffen an [Ways2H (2020)].

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Der TotalEnergies-eigene Vergaser in Dunkirk (Frankreich), der im Rahmen des Projekts „BioTfuel“ installiert wurde, und der seit dem Jahr 2014 in Betrieb befindliche Wirbelschichtvergaser der Firma Enerkem demonstrierten das Potenzial des Verfahrens mit einem TRL 8. Jedoch werden diese Vergaser primär für die Verarbeitung nicht-recyclebarer Abfallströme eingesetzt bzw. sind derzeit stillgelegt. Darüber hinaus existieren mehrere Anlagen für die Vergasung von Siedlungsabfällen und Biomasse, die sich derzeit im Bau befinden [Enerkem (2024a); GIRADA Energy (2021); Overmaat (2024)]. Diese werden den technischen Entwicklungsstand dieser Technologie weiter erhöhen. Die thermochemische Vergasung als Bereitstellungsprozess für bio-basierten Wasserstoff ist eher auf 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 (2019)].

4.9.2 Kohlenstoffdioxid-Bereitstellung

Verfahrensbeschreibung

Für eine Synthesegas-Bereitstellung aus rein erneuerbaren Quellen wird erneuerbarer – „grüner“ – Kohlenstoff benötigt. Dieser Kohlenstoff kann in Form von Kohlenstoffdioxid (CO₂, umgangssprachlich auch Kohlendioxid genannt) bereitgestellt werden. Dieser kann aus verschiedensten (nachhaltigen) Quellen bezogen werden: CO₂-Quellen können grundsätzlich in Punktquellen – konzentrierte stationäre Quellen – und diffuse Quellen (z. B. die Atmosphäre) unterteilt werden (Abbildung 4-11). In konzentrierten stationären Quellen liegt Kohlenstoffdioxid vorwiegend in gefassten Gasströmen vor, beispielsweise in Abgasen aus industriellen Produktionsanlagen, aus der Energieumwandlung oder auch aus biologischen Prozessen (beispielsweise aus der alkoholischen oder anaeroben Fermentation).

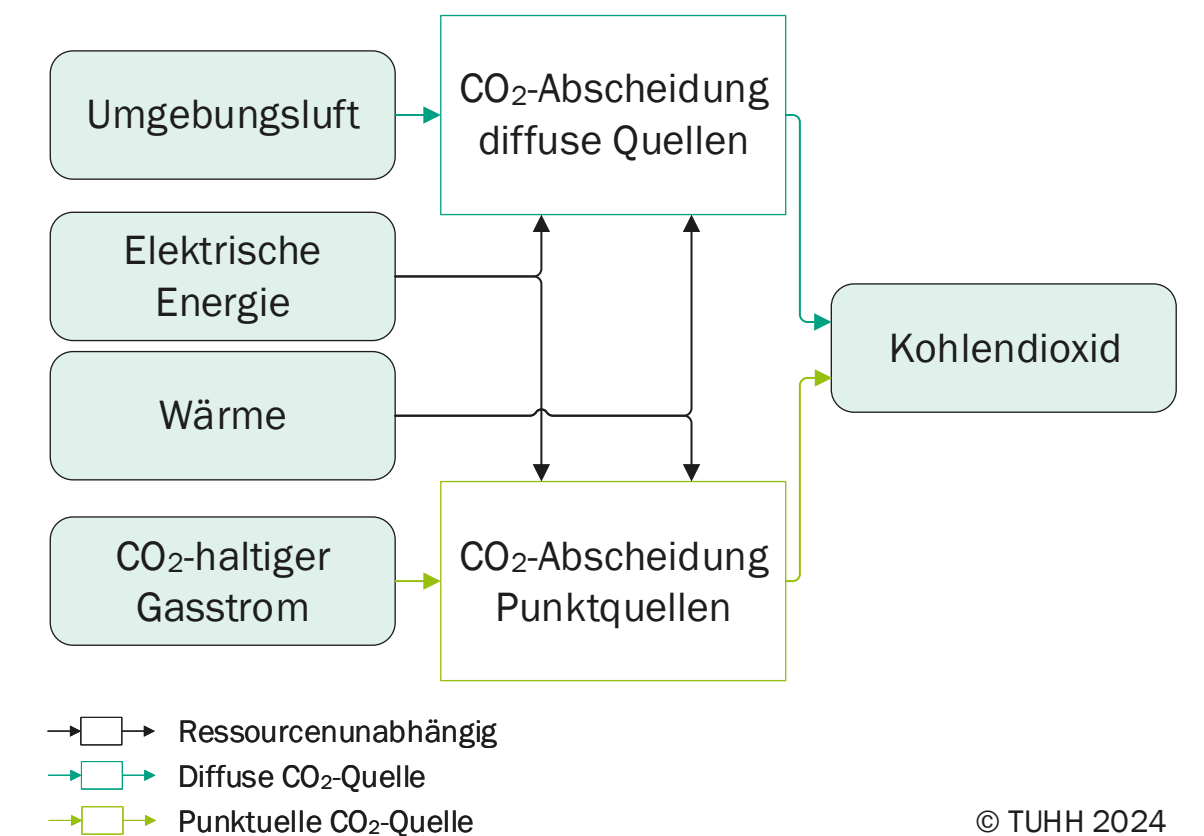


Abb. 4-11 Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Kohlenstoffdioxid aus diffusen und punktuellen Quellen © TUHH 2024

Im Folgenden werden zunächst drei grundsätzliche Prozesse der CO₂-Abscheidung für Punktquellen erläutert:

■ Pre-Combustion-Capture:

Bei diesem Prozess wird aus dem kohlenstoffhaltigen Ausgangsmaterial (z. B. Biomasse) durch eine Gaserzeugung ein Synthesegas hergestellt, aus dem anschließend Kohlenstoffdioxid abgeschieden wird. Dafür werden vorwiegend Verfahren der physikalischen Absorption eingesetzt. Beispielprozesse sind Selexol-, Rectisol- oder Purisol-Verfahren, welche jeweils auf unterschiedlichen Absorptionsmitteln basieren [Fischedick (2015)]. Der Prozess kann im Allgemeinen nur eingesetzt werden, wenn Synthesegas benötigt wird. Ein Nachrüsten an einer bestehenden Verbrennungsanlage ist nicht möglich [acatech (2018); Fischedick (2015)].

■ Post-Combustion-Capture:

Dabei wird Kohlenstoffdioxid aus dem Gasgemisch hinter der eigentlichen Anlage abgeschieden. Der Prozess eignet sich somit prinzipiell gut für die Nachrüstung an allen bestehenden Prozessen und industriellen Anlagen, in denen CO₂-haltige Abgase anfallen. Wenn es sich nicht um eine Verbrennungsanlage handelt, wird auch von End-of-Pipe-Capture gesprochen. Für die eigentliche Abscheidung gibt es viele mögliche Verfahren. Dabei gehen dem Abscheideprozess in der Regel eine Entschwefelung und Trocknung voraus. Das wirtschaftlich und technisch ausgereifteste Post-Combustion-Verfahren ist die Aminwäsche, bei der Kohlenstoffdioxid in einer Absorptionskolonne von einem Absorptionsmittel chemisch aufgenommen und damit dem Gasstrom entzogen wird. In der nachfolgenden Desorptionskolonne wird Kohlenstoffdioxid anschließend vom Absorptionsmittel getrennt und aus der Kolonne abgezogen [National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine (2019)]. Die Aminwäsche ist beispielsweise für die CO₂-Gewinnung aus Abgasströmen der Biogasverbrennung in einem BHKW oder Heizkraftwerk denkbar [Li (2017); Olsson (2020a)]. Weiterhin können Membranen für die Trennung von Gasgemischen eingesetzt werden (z. B. bei Biogasaufbereitung). Dabei wird die unterschiedliche Durchlässigkeit von Kohlenstoffdioxid (sowie ggf. anderen Molekülen) und Methan gegenüber einer Diffusionsmembran ausgenutzt. Die Verfahren unterscheiden sich je nach CO₂-Reinheit im angereicherten Strom und akzeptablem Verbleib von Kohlenstoffdioxid im Gasgemisch.

■ Oxyfuel-Combustion-Capture:

Diese alternative Abscheidungstechnologie zielt darauf ab, die CO₂-Konzentration im Abgas zu maximieren. Bei dem Prozess wird in Verbrennungsanlagen die Verbrennungsluft durch reinen Sauerstoff ersetzt; dadurch muss Stickstoff aus der Luft nach der Verbrennung nicht mehr abgetrennt werden. Sauerstoff kann durch eine Luftzerlegung oder in Kombination mit PTL-Prozessen aus der Elektrolyse gewonnen werden. Da die Verbrennung mit reinem Sauerstoff die Hitzebeständigkeit der Materialien, die mit dem heißen Abgas in unmittelbare Berührung kommen, überschreiten würde, wird in derartigen Anlagen ein Teil des Abgases rezirkuliert [Görner (2015)]. Das Abgas besteht dann hauptsächlich aus Wasserdampf und Kohlenstoffdioxid. Nach der Reinigung und Kondensation des Wasserdampfs verbleibt ein hochkonzentrierter CO₂-Strom. Um reines Kohlenstoffdioxid zu erhalten, werden Spurengase wie Argon oder Sauerstoff durch Verflüssigung entfernt. Die Nachrüstung bestehender Anlagen ist grundsätzlich möglich, jedoch komplexer als beim Post-Combustion-Prozess [Fischedick (2015)].

Bei CO₂-Abscheidung aus diffusen Quellen erfordert die geringe CO₂-Konzentration im Eingangsstrom einen deutlich höheren spezifischen Energieeinsatz. Für die Abscheidung aus der Luft (engl.: Direct Air Capture, DAC) existieren zwei gängige Verfahren, die sich hauptsächlich im Hinblick auf ihre Prozesstemperatur unterscheiden:

■ Niedertemperatur-DAC:

Bei diesem Prozess werden feste Sorptionsmittel zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre verwendet. Die Umgebungsluft strömt dazu durch eine Adsorbereinheit, in der Kohlenstoffdioxid bei Umgebungsbedingungen an das Sorptionsmittel gebunden wird. Die Desorption erfolgt in der gleichen Einheit wie die Adsorption; d. h. wenn die Adsorbereinheit/der Filter mit Kohlenstoffdioxid gesättigt ist, wird diese/r durch Anlegen eines Vakuums und Zufuhr von Wärme (80 bis 120 °C, je nach Prozess [Siefert (2024)]) regeneriert und der dabei freigesetzte CO₂-Strom mit einer Reinheit von ca. 98 bis 99,9 % aufgefangen [Fasihi (2019)].

■ Hochtemperatur-DAC:

Beim Hochtemperatur-DAC-Prozess laufen zwei Zyklen parallel ab: Im ersten Zyklus wird in einer Absorptionskolonne Kohlenstoffdioxid mit einer wässrigen Kaliumhydroxidlösung bei etwa 20 °C und Umgebungsdruck aus der Umgebungsluft chemisch absorbiert. Die Kaliumhydroxidlösung wird in einer

anschließenden Kaustifizierungseinheit regeneriert und zurückgeführt, während Kohlenstoffdioxid im zweiten Zyklus in der Kalzinereinheit mit einer Reinheit von ca. 97 % durch Entsäuerung des entstandenen Calciumcarbonats abgeschieden wird [Fasihi (2019)]. Da die direkte elektrische Wärmebereitstellung für den Prozess noch eine Herausforderung darstellt [IEA (2022)], wird die Wärme in der Regel durch die Verbrennung von Erdgas bereitgestellt [Keith (2018); Viebahn (2019)]; d. h. bisher ist dieser Prozess somit oft noch an fossile Energieträger gebunden.

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

Ausgewählte Firmen und Initiativen

Capture-Prozesse an Punktquellen werden bereits seit vielen Jahren eingesetzt. Abgesehen von kleinskaligen Prozessen in Kombination mit der Biogasproduktion beschränkt sich die Nutzung im großen Maßstab allerdings noch auf die Abscheidung aus Anlagen zur Nutzung fossiler Energieträger. Das gewonnene Kohlenstoffdioxid wird beispielsweise zur Erhöhung der Erdöl- ausbeute in entsprechende Fördersonden (Bohrlöcher) geleitet („Enhanced Oil Recovery“). Ein solches Beispiel ist der Post-Combustion-Capture-Prozess an einem Kohlekraftwerk im „Petra Nova Carbon Capture Project“, Texas (USA), wo ca. 4.800 t/d Kohlenstoffdioxid mit einer Abscheiderate von 90 % gewonnen werden, um damit die Ausbeute im West Ranch Ölfeld zu erhöhen [Shahbaz (2021)].

Das Oxyfuel-Verfahren wurde bereits in mehreren Kohlekraftwerken in kleinerem Maßstab erprobt, so etwa im deutschen Braunkohlekraftwerk Schwarze Pumpe [Fischedick (2015)]. Großtechnische CO₂-Abscheidung durch Pre- und Oxyfuel-Combustion-Capture mit Abscheideraten von 1 bis zu 3,8 Mio. t/a Kohlenstoffdioxid 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)]. In Norwegen befindet sich ein Zementwerk mit Post-Combustion-Capture auf Amin-Basis im Bau [Brevik CCS (2024)].

Die meisten aktiven CO₂-Abscheidungsverfahren an Bioraffinerien sind an Ethanolanlagen gekoppelt; die größte derartige Anlage war im Jahr 2019 eine maisbasierte Ethanolanlage der Firma ADM (USA) mit einer Abscheidekapazität von 1 Mio. t/a [Global CCS Institute (2019)]. Weitere Initiativen umfassen eine Studie über den Einsatz der CO₂-Abscheidung in einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage auf Biomassebasis in Dänemark, in einer biomassebasierten Elektrizitätsanlage in Großbritannien und in einer Abfallverbrennungsanlage in Norwegen [IEA Bioenergy (2021a)].

Für die Abscheidung aus der Atmosphäre mittels DAC sind vor allem die Firmen Climeworks und Global Thermostat für den Bau von Niedertemperatur-DAC Anlagen bekannt. Die größte errichtete Anlage ist seit dem Jahr 2024 in Betrieb und wird (sobald vollständig hochgefahren) etwa 36.000 t/a CO₂ abscheiden [Climeworks (2024)]. Die Technologie der Hochtemperatur-DAC wird derzeit von der Firma Carbon Engineering in einer Pilotanlage in Squamish (Kanada) demonstriert, die eine Kapazität von ca. 365 t/a Kohlenstoffdioxid besitzt [Ozkan (2022)].

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Die hohe Anzahl der möglichen Verfahren zur CO₂-Abscheidung führt zu einem vielfältigen Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Generell benötigen alle Abscheidungsverfahren mehr Energie im Vergleich zu Prozessen ohne Abscheidung. Der Kostenanstieg durch diese erhöhte Energienachfrage und die damit verbundenen Investitionskosten für die zusätzlichen Anlagen sind allgemein der Grund dafür, dass die Technologie noch relativ unattraktiv ist. Eine der wesentlichen Herausforderungen besteht darin, die spezifisch benötigte Energie so weit wie möglich zu verringern.

Anhand der Anzahl der im Bau und in Betrieb befindlichen Anlagen wird für den Pre-Combustion-Capture-Prozess ein TRL 9 bis 10 angenommen [Dziejarski (2023); Gaurina-Medimurec (2018)]. Ein wesentlicher Forschungsbedarf ist die Verringerung der Regenerationstemperaturen der Sorbentien [Osman (2021)]. Der Post-Combustion-Prozess ist der meist genutzte dieser Prozesse. Das wirtschaftlich und technisch ausgereifteste Post-Combustion-Verfahren ist die Aminwäsche (TRL 10, [Dziejarski (2023)]). In der Biogasaufbereitung ist weiterhin die Membranabscheidung üblich (TRL 9 bis 10 [Dziejarski (2023); Viebahn (2019)]). Großindustrielle Membranabscheidung weist hingegen ein geringeres TRL von etwa 7 auf [Shahbaz (2021)]. Forschungs-

bedarf besteht bei der Entwicklung neuer Sorbentien; ein viel diskutiertes Thema sind z. B. ionische Flüssigkeiten [Al-Mamoori (2017), Figueroa (2008)]. Bei Membranen besteht der Bedarf, Wasserkondensation auf der Membran zu verbessern und das Zusammenspiel von Selektivität und Permeabilität zu optimieren [Godin (2021), Osman (2021)]. Der Oxyfuel-Combustion-Prozess weist ein TRL 6 bis 7 bei den eingesetzten Verfahren auf [Dziejarski (2023); Shahbaz (2021)]. Das größte Potenzial wird in der Entwicklung neuer Methoden für die Luftzersetzung gesehen (z. B. Sauerstoff-Membran-Abtrennung) [Godin (2021)]. Bei den Direct-Air-Capture-Prozessen liegt das TRL der gängigen Niedertemperatur-DAC bei 7 bis 8 [Sievert (2024)]. Damit ist sie deutlich weiter entwickelt als die Hochtemperatur-DAC mit einem TRL 5 [Sievert (2024)]. Forschungsbedarf bei beiden Verfahren gibt es bei der Entwicklung neuer Sorbentien und der Optimierung des Gesamtprozesses sowie bei der Entwicklung neuer Verfahren [Bisotti (2024); Sievert (2024); Young (2023)].

4.9.3 Reverse Wassergas-Shift-Reaktion und Co-Elektrolyse

Verfahrensbeschreibung

Als Wassergas-Shift-Reaktion (engl.: Water Gas Shift Reaction, WGS) wird die Gleichgewichtsreaktion von Wasserdampf und Kohlenstoffmonoxid zu Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff bezeichnet. Diese findet beispielweise Anwendung in Dampf-Methan-Reformierungsprozessen und dient der Erhöhung der Wasserstoffausbeute. In einem PTL-Prozess wird diese Reaktion umgekehrt, um ein CO-H₂-SynGas aus Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff zu erzeugen – dies wird als umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion (engl.: Reverse Water Gas Shift Reaction, RWGS) bezeichnet. Das Ziel des Prozesses besteht darin, ein mit den bestehenden industriellen Prozessen kompatibles Synthesegas zur Verfügung zu stellen [Thor Wismann (2022)]. Die RWGS ist eine endotherme Reaktion, bei der typischerweise ein Katalysator auf Nickel- oder Aluminiumbasis verwendet wird [Rezaei (2019a)]. Die Reaktion findet bei hohen Temperaturen zwischen 700 und 1.000 °C mit Drücken bis zu 30 bar statt. Die erforderliche Wärmezufuhr sollte bei Kopplung mit erneuerbaren Energien auf Basis von elektrischer Energie erfolgen [König (2016); Thor Wismann (2022); Wolf (2016)].

Statt der Kombination einer Niedertemperatur-Elektrolyse mit der RWGS kann die Synthesegaserzeugung auch direkt in einem

Prozessschritt mittels Hochtemperatur-Co-Elektrolyse (CoEL) erfolgen (Abbildung 4-12). In diesem Fall kommen Wasser und Kohlenstoffdioxid als Edukte zum Einsatz; eine gesonderte H₂-Bereitstellung ist nicht erforderlich. Die elektrochemische Umsetzung der Edukte erfolgt in einem Festoxid-Elektrolyseur bei Temperaturen zwischen 600 und 1.000 °C und einem Druck unter 10 bar [Zheng (2017)].

Analog zur Festoxid-Elektrolyse (Abschnitt 4.8) wird ein Teil der Gesamtenergie in Form von thermischer Energie zugeführt, um das Wasser zu verdampfen. Wird die CoEL mit exothermen Prozessen, beispielsweise der Herstellung von Kerosin, Ammoniak oder Methan, gekoppelt, kann durch die Nutzung der Abwärme dieser Prozesse in der CoEL folglich eine höhere Gesamtprozesseffizienz erreicht werden [Neugebauer (2022)].

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Als klassischer Technologie- und Katalysatorentwickler bietet Topsoe A/S 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 RWGS-Anlagen von INERATEC und Johnson Matthey bereitgestellt werden.

Zusätzlich zu den Hochtemperatur-Elektrolyseuren zur reinen H₂-Produktion bietet Sunfire unter der Produktbezeichnung Sunfire-SynLink Co-Elektrolyseure an. Eingesetzt wird das System beispielsweise im Rahmen des „Norsk E-Fuel“-Projektes [Sunfire (2024)].

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Derzeit gibt es einige Forschungs- und Demonstrationsanlagen, aber keine RWGS-Reaktoren im kommerziellen Einsatz. Beispielsweise wurde ein RWGS-Reaktor in einer Demonstrationsanlage für ein PTL-Verfahren mit Fischer-Tropsch-Synthese (Abschnitt 4.10) in Werlte realisiert. Die von INERATEC bereitgestellte RWGS versorgt eine PTL-Anlage mit einer Leistung von 1 MW, die bis zu 350 t/a E-Fuels bereitstellen soll. Eine neue Anlage mit einer Produktionskapazität von 3.500 t/a soll in Frankfurt errichtet werden [INERATEC (2024a)]. Eine erste kommerzielle Anlage wird derzeit von Technip Energies geplant. Die Anlage soll im Jahr 2026 den Betrieb aufnehmen, von Arcadia eFuels betrieben werden und dann 80.000 t/a Kerosin und Naph-

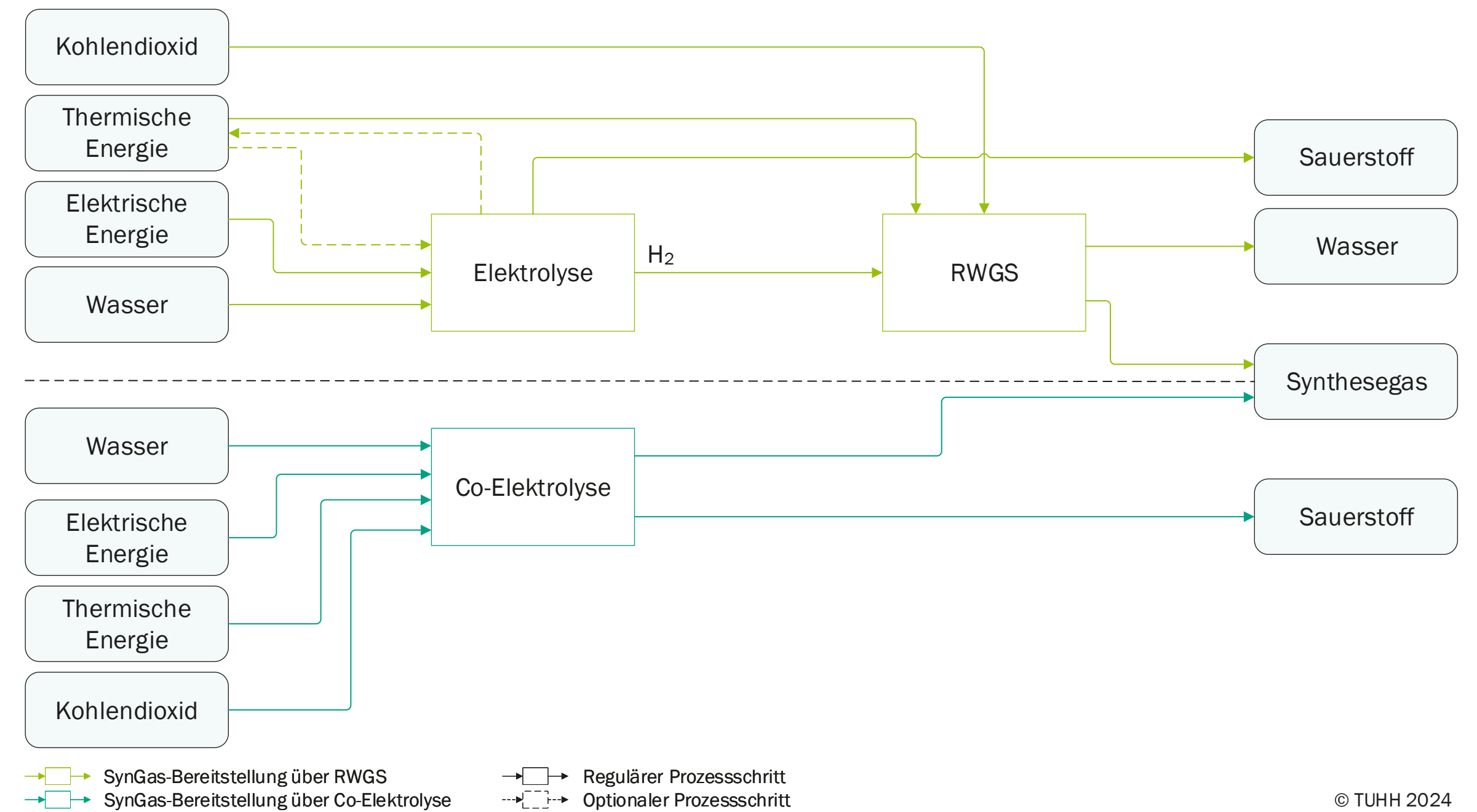


Abb. 4-12 Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Synthesegas auf Basis von Strom und Wärme mittels umgekehrter Wassergas-Shift-Reaktion (RWGS; oben) und Co-Elektrolyse (unten)

tha produzieren [Technip Energies (2023)]. Der RWGS-Prozess erreicht derzeit ein TRL von 6 [ETP (2023)]. Ziel der Forschung ist die Entwicklung von CO-selektiven Katalysatoren, die zudem eine verlängerte Lebensdauer aufweisen. Auch die Verringerung des Edelmetallanteils wird angestrebt [Zhang (2024)].

Die CoEL wurde zwar demonstriert, aber nicht kommerziell eingesetzt. Für eine kommerzielle Umsetzung müssen noch verschiedene Herausforderungen überwunden werden. Diese resultieren insbesondere aus der Komplexität des Prozesses und den anspruchsvollen Reaktionsbedingungen. Forschungsbedarf besteht insbesondere in Hinblick auf die Langzeitstabilität des Materials und einer Verringerung der Degradation [Zong (2024)]. Der Prozess erreicht ein TRL von 6 [IEA (2020b)].

4.9.4 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 finden beispielsweise Zyklone, Filter, Elektrofilter und Wasserwäscher Anwendung [Brandin (2011)].

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

4.10 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-FT und Hochtemperatur-FT unterschieden werden. Bei ersterer entstehen hauptsächlich Wachse und andere langkettige Kohlenwasser-

stoffe, 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 FT-Synthese oder auch in einer Erdölraffinerie, beispielsweise via Mitraffination (Abschnitt 4.16), erfolgen. [Dieterich (2020); Kirsch (2020b)]

In der ASTM D7566 wurden FT-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)].

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Die Firma INERATEC GmbH (Deutschland) entwickelte einen mikrostrukturierten Reaktor, der eine bessere Temperaturkontrolle der exothermen Synthese durch eine hohe Kontaktfläche für den Wärme- und Stofftransport aufweist [Kirsch (2020a); Loewert (2019)]. Das Projekt „EnergyLab 2.0“ realisiert das Konzept dieses Reaktors in einer Pilotanlage mit einer Produktkapazität

von 200 l/d. Es liegt ein besonderer Fokus auf dem lastflexiblen, dynamischen Betrieb der FT-Synthese, um fluktuierende erneuerbare Energien besser in den Prozess einbinden zu können [KIT (2024a)]. Darüber hinaus wird durch INERATEC seit Mitte 2023 eine PTL-Pilotanlage in Frankfurt am Main (Deutschland) errichtet [INERATEC (2024b)].

Ein Beispiel für die Anwendung der biomassebasierten FT-Synthese war die Demonstrationsanlage des nunmehr insolventen Unternehmens CHOREN Industries GmbH (Deutschland), die im Jahr 2009 eine Kapazität von 13,5 Tsd. t/a Biocrude angab [IEA Bioenergy (2024b)]. Die eingesetzte Technologie stammte von Shell und wurde später in größerem Maßstab in der Pearl GTL-Anlage in Ras Laffan (Qatar) eingesetzt [ETIP Bioenergy (2021b)].

Die 2022 durch Fulcrum BioEnergy Inc. in der Nähe von Reno/Nevada (USA) in Betrieb genommene Anlage zur Verarbeitung von Siedlungsabfällen mit einer Kapazität von fast 42.000 m³/a Syncrude⁸ wurde im Sommer 2024 stillgelegt [Bettenhausen (2024); Fulcrum Bioenergy (2021)]. Fulcrum meldete im September 2024 Konkurs an [Voegele (2024)]. Die ehemals durch Red Rock Biofuels LLC projektierte und über viele Jahre im Bau befindliche Anlage in Lakeview/Oregon (USA) zur Verarbeitung von Abfallholzfraktionen [Red Rock Fuels (2021); SAF Path (2024)], wurde im Jahr 2023 durch die Firma NXT Clean Fuels, Inc. übernommen. Geplant ist, ab 2026 die Produktion von erneuerbarem Erdgas und Diesel sowie Wasserstoff aus organischen Abfallströmen aufzunehmen [NXT Clean Fuels (2024)].

Diverse weitere FT-Produktionsanlagen sind aktuell im Bau [CAAFI (2018)]. Velocys, Inc. projektiert aktuell zwei Demonstrationsanlagen, in Immingham (England) und Natchez/Mississippi (USA), die aus Siedlungsabfällen bzw. holzartiger Biomasse insbesondere SPK produzieren werden [Velocys (2024a), (2024b), (2024c)]. Zudem sind diverse PTL-Anlagen, insbesondere mit Ausrichtung auf die Luftfahrt, mit einer Gesamtkapazität von ca. 7,8 Mio. t/a in Bau bzw. Planung (vgl. Abschnitt 6.1).

⁸ Fulcrum BioEnergy Inc. sah verschiedene Edukte für ihre Anlage vor, hiervon stellten biobasierte Ressourcen eine mögliche Option dar. Das Zwischenprodukt aus der FT-Synthese wurde demnach allgemeiner als Syncrude bezeichnet.

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Die FT-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 Pearl GTL-Anlage dar [ETIP Bioenergy (2021b); Shell (2021a), (2021b)]. Auch die Firmen Sasol ecoFT und ExxonMobil sind bekannte Vertreter aus diesem Bereich, die weiterhin aktiv die Weiterentwicklung von FT-Anlagen vorantreiben [SASOL (2024)]. 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.

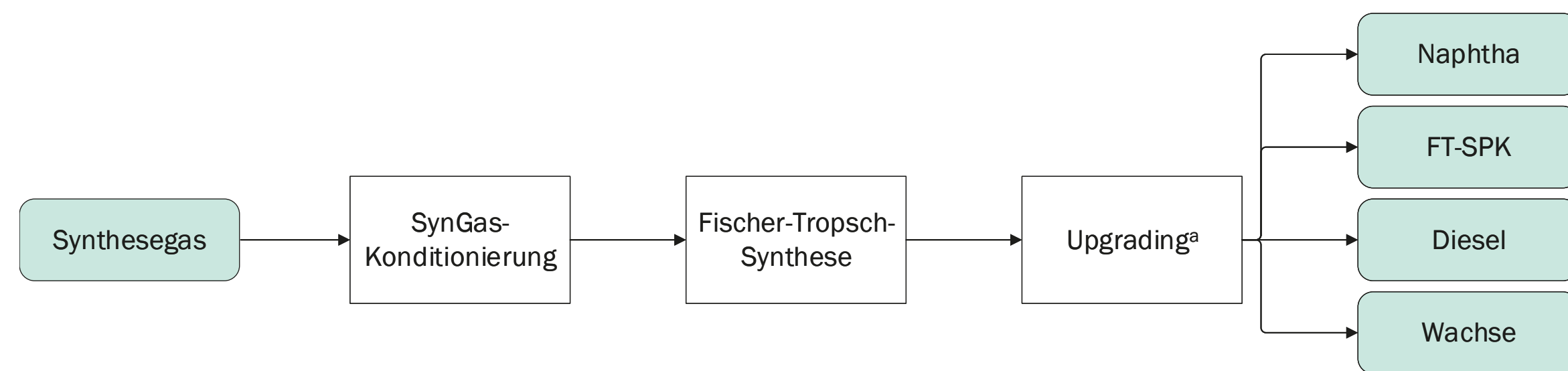
Die dezentralen Reaktordesigns befinden sich in der Entwicklungsphase [Frilund (2021); Loewert (2019)], aber auch andere Aspekte des Prozesses sind in der Forschungs- bzw. Optimierungsphase. Diskutiert werden beispielsweise die Verwertung der bei der Synthese entstehenden Leichtgase [Halmenschlager (2016)]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

4.11 Katalytische Methanisierung

Verfahrensbeschreibung

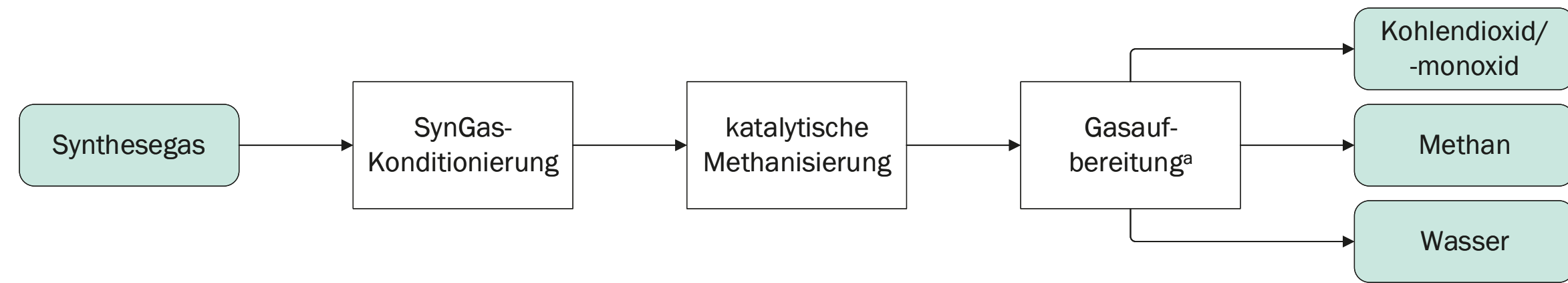
Die Methanisierung ist eine heterogen katalysierte Gasphasenreaktion, in der auf thermochemischem Wege Kohlenstoffmonoxid oder Kohlenstoffdioxid durch Reaktion mit Wasserstoff zu Methan und Wasser umgewandelt werden. Sie wird auch als Sabatier-Reaktion bezeichnet, da sie erstmals von den französischen Chemikern Sabatier und Senderens im Jahr 1902 beschrieben wurde [Hänggi (2019); Müller (2013)]. Für die Reaktion mit reinem Kohlenstoffmonoxid wird ein Wasserstoff-/Kohlenstoffmonoxid-Verhältnis von H₂/CO = 3 benötigt. Bei der Methanisierung von Kohlenstoffdioxid sind die entsprechende Umwandlung zu Kohlenstoffmonoxid und der damit verbundene Wasserstoffbedarf zu berücksichtigen, wodurch hier ein stöchiometrisches Verhältnis von H₂/CO₂ = 4 notwendig ist. Zur Einstellung des Verhältnisses kann die WGS-Reaktion – eigentlich eine unerwünschte Nebenreaktion der Methanisierung – gezielt eingesetzt werden [Materazzi (2019)]. [Nieß (2023)]

Die Reaktion wird thermodynamisch durch niedrige Temperaturen und einen hohen Druck begünstigt, erfolgt jedoch üblicher-



^a Je nach gewünschter Produktfraktion beinhaltet dies die Verfahrensschritte: Hydrotreatment, Hydrocracken und/oder Destillation.

Abb. 4-13 Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Kraftstoffen mittels Fischer-Tropsch-Synthese



^a Die Gasaufbereitung beinhaltet eine Gasreinigung (Abtrennung von Kohlendioxid, unverbrauchten Edukten, Wasser) und Gaskonditionierung.

© DBFZ 2024

Abb. 4-14 Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Methan via katalytischer Methanisierung

weise 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 4.9.1 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)].

Die im Jahr 2013 in Werlte (Deutschland) durch die Audi AG errichtete Pilotanlage zur Bereitstellung synthetischen Methans aus einer aus Biogas abgetrennten Kohlenstoffdioxidfraktion wurde im Jahr 2021 durch die kiwi AG und Ende 2023 durch Hy2gen Deutschland übernommen [HY2GEN (2023); Niedersächsisches Wasserstoff-Netzwerk (2024)]. Wasserstoff wird in dieser Anlage durch Elektrolyse mithilfe von Solar- und Windenergie bereitgestellt [Audi (2015)]. Mit einer Leistung von etwa 6.300 kW werden 1.300 m³/h Wasserstoff erzeugt, aus denen

1.000 t/a synthetisches Methan produziert werden können [Moving Power (2024)]. Weiterhin wird im Rahmen der GAYA-Plattform seit dem Jahr 2017 eine Vergasungsanlage in der Nähe von Lyon (Frankreich) mit einer Produktionskapazität an synthetischem Methan von 0,1 t/a betrieben [engie (2020); Gaya (2021); IEA Bioenergy (2024b)]. Als Teil des „Salamandre“-Projektes wird die Errichtung einer industriellen Anlage zur Vergasung von Abfallholz mit anschließender Methanisierung in Le Havre geplant [engie (2023); NextChem (2024)]. Innerhalb des Projektes „Energy Lab 2.0“ betreibt das KIT zwei Pilotanlagen, eine Dreiphasen-Methanisierung und eine Waben-Methanisierung, mit einer jeweiligen Methanproduktion von ca. 10 m³/h [Bajohr (2024a), (2024b)]. Weiterhin fand und findet ein Mikro-Methanisierungsreaktor der Firma KHIMOD, eine Tochtergesellschaft von ALCEN SAS, Anwendung in den Projekten „STORE&GO“ (Troja, Italien), „Jupiter1000“ (Fos-sur-Mer, Frankreich) und „MéthycCentre“ (Zentrum-Loiretal, Frankreich) [GIE (2023); Jupiter 1000 (2024); Store&Go (2019)].

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Methanisierung wird bei einem TRL 7 eingeschätzt, insbesondere in europäischen Ländern werden relevante technologische Fortschritte erzielt. Nach erfolgreichen Demonstrationen zu Beginn der 2010er-Jahre scheiterte der Schritt zu einer kommerziellen Anwendung der Methanisierung zwar, dennoch sind seit wenigen Jahren wieder vermehrt 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)].

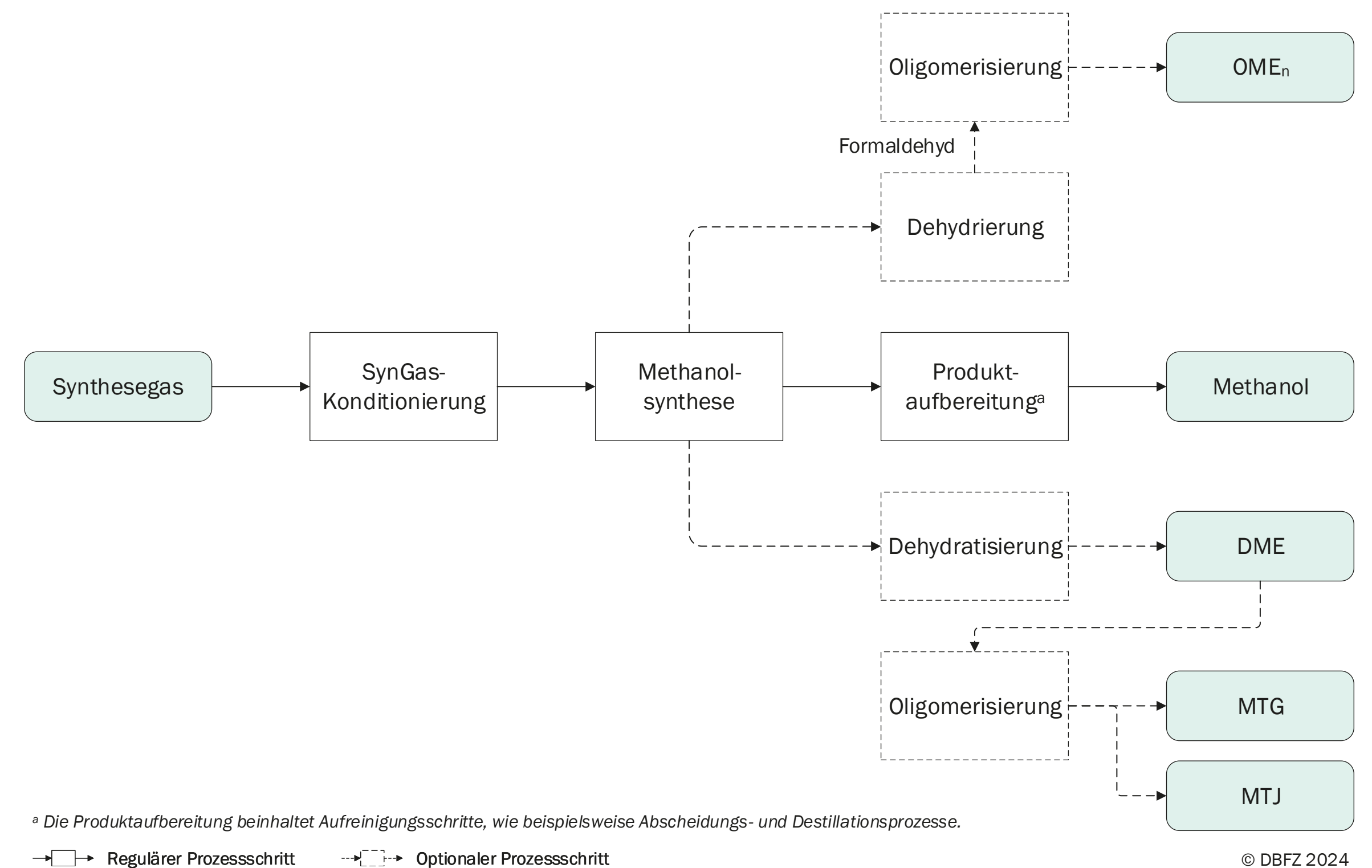
4.12 Methanolsynthese und Folgetechnologien

Verfahrensbeschreibung

Methanol, ein Alkohol mit einem Kohlenstoffatom in seiner Struktur, kann u. a. aus Synthesegas synthetisiert werden. Hierfür werden Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff im Verhältnis von 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-H₂-Verhältnis von 1:6 [Marlin (2018)] oder als partielle Oxidation von Methan⁹ realisiert werden [Alfadala (2009); Ge (2016); Park (2019)]. Alternativ kann auch aufgereinigtes Biogas als Einsatzstoff verwendet werden [ETIP-B-SABS 2 (2024)].

Methanol kann entweder direkt als Kraftstoff oder als Basismolekül für die Herstellung anderer Kraftstoffe verwendet werden. Eine Übersicht ist in Abbildung 4-15 dargestellt.



^a Die Produktaufbereitung beinhaltet Aufreinigungsschritte, wie beispielsweise Abscheidungs- und Destillationsprozesse.

→ □ → Regulärer Prozessschritt -.- □ -.-> Optionaler Prozessschritt

© DBFZ 2024

Abb. 4-15 Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Methanol und ausgewählter Folgeprodukte

⁹ Reaktion von Methan mit Sauerstoff unter Bildung von Methanol

Eine weitere Quelle für Methanol stellt der Kraft-Prozess in der Zellstoffindustrie dar, hierbei entsteht Methanol als Nebenprodukt. Die produzierte Menge ist u. a. abhängig von der Holzart, der Temperatur, 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 für die Verwendung als Chemikalie oder Kraftstoff geeignet zu sein [Jensen (2012); Warnqvist (2015)].

Ein wichtiges Produkt, das aus Methanol hergestellt werden kann, ist DME. Aufgrund des Zwischenschrittes über Methanol, wird das Verfahren als indirekte DME-Synthese bezeichnet. Darüber hinaus kann Methanol durch das Methanol-to-Gasoline (MTG)-Verfahren zu einer Benzinfraktion weiterverarbeitet werden. Bei diesem Verfahren findet eine Umwandlung des Methanols zunächst zu DME, weiter zu leichten Olefinen und Wasser und schließlich zu einem Gemisch aus Paraffinen, Naphthenen und Aromaten statt [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 weiterverarbeitet werden. Dies erfolgt in drei Verfahrensschritten: Methanolproduktion, Synthese zu Olefinen (engl.: Methanol-to-Olefins, MTO) und Weiterverarbeitung zu paraffinischen Molekülen [Wassermann (2020)]. Im MTO-Prozess wird Methanol ähnlich wie im MTG-Verfahren dehydratisiert, wobei eher leichte Olefine gebildet werden (z. B. Ethen und Propylen). Diese können dann durch Oligomerisierung und Hydrotreatment zu verschiedenen Kraftstofffraktion umgewandelt werden [Bradin (2014); Salkuyeh (2015)].

Darüber hinaus befinden sich weitere sauerstoffhaltige Moleküle im Interesse der Forschung zur Nutzung als Kraftstoffersatz: Polyoxymethyldimethylether (Oxymethylenether, kurz 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 Kohlenstoffdioxid bzw. Kohlenstoffmonoxid umgesetzt. Auf-

grund ihrer Produktionsroute 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 vereinzelter Ereignissen der Grundwasserkontamination in Verruf [Grathwohl (2005); Smith (1990)].

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Im Jahr 2020 wurde eine Methanolanlage des Technologieanbieters Andritz AG als Add-on an eine Zellstofffabrik der Firma Södra in Mönsterås (Schweden) mit einer Kapazität von 5.250 t/a Methanol installiert [Södra (2024)]. Das Unternehmen Alberta Pacific Forest Industries Inc. besitzt eine entsprechende Anlage in Boyle (Kanada) mit einer Produktionskapazität von ca. 2.000 t/a Methanol [Alberta Pacific (2024); IRENA (2021)]. Darüber hinaus vertreibt Valmet Oyj Methanolanlagen an die Zellstoff- und Papierindustrie [Valmet (2020b)].

Aktuell wird die bisher ausschließlich fossil-basierte Methanolanlage von OCI Global in Beaumont/Texas (USA) durch die Einbindung von Deponiegasen und grünem Wasserstoff auf eine Produktionskapazität von 400.000 t/a hochskaliert [OCI (2024)]. Ab dem Jahr 2025 sollen bis zu 200.000 t/a Biomethanol bereitgestellt werden können [OCI (2024)]. Ihre Tochterfirma OCI Methanol Europe (formals BioMCN) eruiert im Rahmen des „GasifHy“-Projektes die Umrüstung der erdgasbasierten Methanolanlage in Delfzijl (Niederlande) zur Nutzung von Siedlungsabfällen in einer Vergasungsanlage mit anschließender Weiterverarbeitung zu Biomethanol mittels grünem Wasserstoff [OCI (2023)]. Im Rahmen des „DeltaNor“-Projektes wird überdies eine Bioraffinerie in Delfzijl (Niederlande) durch die Firma Perpetual Next projektiert, die ebenfalls Methanol (220.000 t/a) aus Syn-Gas der Biokohlevergasung bereitstellen soll [Perpetual Next (2024)]. Produktionsstart ist für das Jahr 2027 geplant [Methanol Institute (2024b)]. Das LIKAT beschäftigt sich im Projekt „Biogasohol“ zusammen mit vietnamesischen Partnern mit der Trockenreformierung von Biogas mit anschließender Methanolsynthese [Boldt (2024)]. Die vormals zur Produktion von Methanol errichtete Wirbelschichtvergasungsanlage der Firma Enerkem in Edmonton/Alberta (Kanada) wurde im Jahr 2017 auf die alternative Produktion von Ethanol umgerüstet – nach aktuellen Informationen ist die Anlage derzeit stillgelegt [Enerkem (2024b)].

Das Unternehmen Oberon Fuels in Brawley/Kalifornien (USA) betreibt eine Demonstrationsanlage zur Herstellung von DME aus Biogas über das Zwischenprodukt Methanol [Oberon Fuels (2021)].

Die Produktion und Nutzung von MTJ wurde im Projekt „KERO-SyN 100“ in Deutschland untersucht. Methanol wurde dabei aus Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff aus Elektrolyse bereitgestellt. Eine Pilotanlage zur Produktion von MTJ-Kraftstoff wurde in einem Basic Engineering projektiert, die geplante Mitraffination in der Raffinerie in Heide (Deutschland) bis dato jedoch noch nicht durchgeführt [DLR (2020); KEROSyN (2021)]. Die CAC Engineering GmbH, damals mit der Anlagenplanung im „KERO-SyN 100“-Projekt betraut, forciert in ihrer Demonstrationsanlage in Freiberg derzeit die Produktion von synthetischem Benzin über ein MTG-Verfahren („MethaFuel“-Technologie), beispielsweise im Rahmen des „DeCarTrans“-Projektes [CAC SynFuel (2023)].

In Punta Arenas/Magallanes (Chile) wird aktuell das Projekt „Haru Oni“ durch den Eigentümer HIF Global (mit Beteiligung von ExxonMobil, Porsche, Siemens Energy und weiteren Partnern) verwirklicht. Hier soll synthetisches Benzin mithilfe des MTG-Verfahrens bereitgestellt werden. Nach der Eröffnung im Dezember 2022 wird aktuell eine Produktionskapazität von 130.000 l/a Benzinfraktion berichtet [Gräve (2020); HIF (2023)].

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 Topsoe 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 aus dem Demonstrationsmaßstab [ALIGN-CCUS (2019); C2FUEL (2020); CO2FOKUS (2020); FReSMe (2021)].

Die technologische Reife der Methanol-to-Gasoline und -Jet-Verfahren ist aufgrund derzeitiger Aktivitäten mit TRL 7 bzw. 5 zu bewerten. Eine Aufnahme von MTJ als Annex in ASTM D7566, als Grundlage für den Einsatz im Flugsektor, wird derzeit von namhaften Firmen unterstützt und forciert [ExxonMobil (2023)]. Es kann davon ausgegangen werden, dass hiernach der Schritt in den Demonstrationsmaßstab erfolgt.

Die Vergasung von Schwarzlauge zur Herstellung von biobasiertem Methanol mit anschließender DME-Synthese wurde im

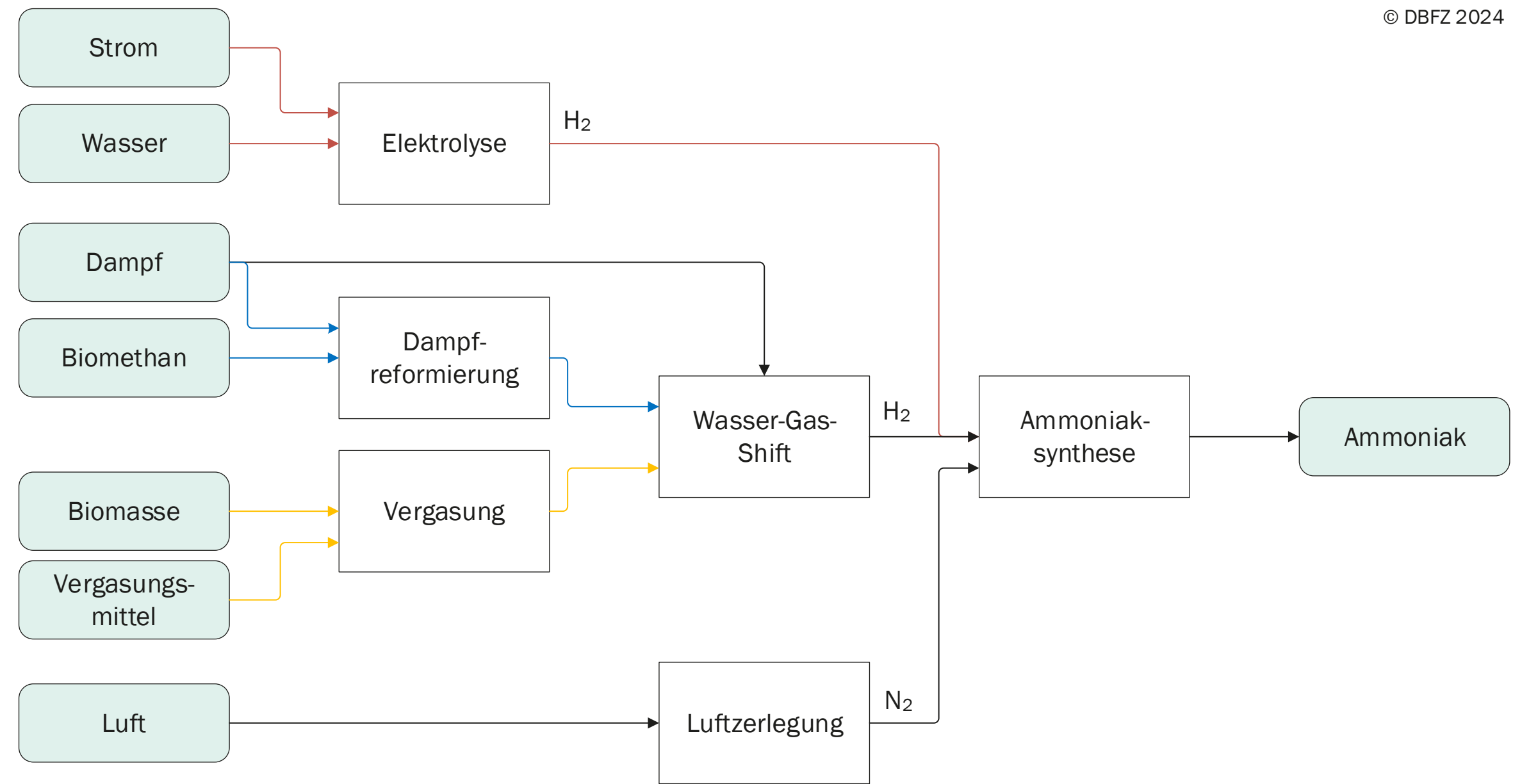
Projekt „BioDME“ in der Anlage in Piteå (Schweden) in den Demonstrationsmaßstab und somit auf ein TRL 6 bis 7 gebracht [Landälv (2020)]. Nach diesem Projekt gab es jedoch kein Projekt, das auf die weitere Verbesserung dieser Technologie abzielte [ETIP Bioenergy (2021a); Salomonsson (2013)]. Die Reformierung von Biogas zu Methanol und weiter zu DME ist bei TRL 7 einzuordnen [Oberon Fuels (2021)], die direkte DME-Synthese ist je nach Verfahrenskonzept und Rohstoff mit einem TRL 5, beispielsweise für das „FLEDGED“-Projekt [FLEDGED (2018)], bzw. TRL 8, für das durch fossile CO₂-Quellen und Elektrolyse-H₂ gespeiste „AlignCCUS“-Projekt, zu bewerten [CORDIS (2016); FLEDGED (2018)]. Die Produktion von sauerstoffhaltigen Molekülen aus Methanol (OMEn, DMC und MeFo) wird eher auf Forschungsebene untersucht und muss daher mit einem TRL 2 bis 3 bewertet werden [Benajes (2020); Rashid (2019); Zhang (2020)].

4.13 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, Wasserstoff kann aus verschiedenen Quellen stammen – aktuell wird der Großteil des für die weltweite Ammoniakproduktion verwendeten Wasserstoffs aus Erdgas und Kohle bereitgestellt.

Grünes Ammoniak ist die Bezeichnung für das aus erneuerbaren Quellen hergestellte Ammoniak. Allen voran meint dies die Nutzung von elektrolytisch bereitgestelltem Wasserstoff, wenngleich die Wasserstoffbereitstellung aus biologischen Quellen auch mittels Dampfreformierung von Biomethan (Abschnitt 4.4) oder Biomassevergasung (Abschnitt 4.9.1) erfolgen kann. Um die Emission von Kohlenstoffdioxid während des Produktionsprozesses zu minimieren, sollte auch die notwendige Wärme aus erneuerbaren Quellen stammen [Brohi (2014)]. Abbildung 4-16 veranschaulicht den Produktionsprozess.



→ □ → Verfahrenübergreifend → □ → H₂-Bereitstellung via Elektrolyse → □ → H₂-Bereitstellung via Dampfreformierung → □ → H₂-Bereitstellung via Vergasung

Abb. 4-16 Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Ammoniak mittels biogener Ressourcen

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Die theoretische Herstellung von Ammoniak mit Wasserstoff aus der Vergasung lignocellulosehaltiger Biomassen und Schwarzlauge wurde bereits in technisch-ökonomischen Studien [Akbari (2018); Andersson (2014); Cardoso (2021)] und Lebenszyklusanalysen [Ahlgren (2012)] untersucht. In Bundaberg/Queensland (Australien) wird seit dem Jahr 2021 eine Ammoniak-synthese projektiert, die die Vergasung von landwirtschaftlichen Abfällen aus der Zuckerrohrverarbeitung zur Wasserstoffproduktion beinhaltet [Peacock (2021)]. Ähnliche Pläne, mit der Vergasung von holzartigen Abfallströmen, wurden für den Hafen Anthony/Victoria (Australien) verkündet [Collins (2021)]. OCI Global kündigte überdies die Belieferung von Röhm GmbH mit biobasiertem Ammoniak zur Produktion von Methylmethacrylat, u. a. zur Herstellung von Plexiglas®, an [Daines (2023)].

In Brasilien betreibt Raízen S.A. eine Biogasanlage mit Vinasse. Die Firma schloss einen Vertrag über die Lieferung von 20.000 m³/d Biomethan an das Unternehmen Yara zur Wasserstoffproduktion für die Ammoniak-Herstellung [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 (2020b)]. Zum aktuellen Zeitpunkt sind Gesamtkonzepte zur Produktion von Ammoniak pilotiert, jedoch noch nicht gesamtheitlich demonstriert. Daher ist der technische Entwicklungsstand dieser Technologie prozessroutenunabhängig (biogasbasiert oder via Vergasung) auf TRL 5 einzuschätzen [IEA (2021a)].

© DBFZ 2024

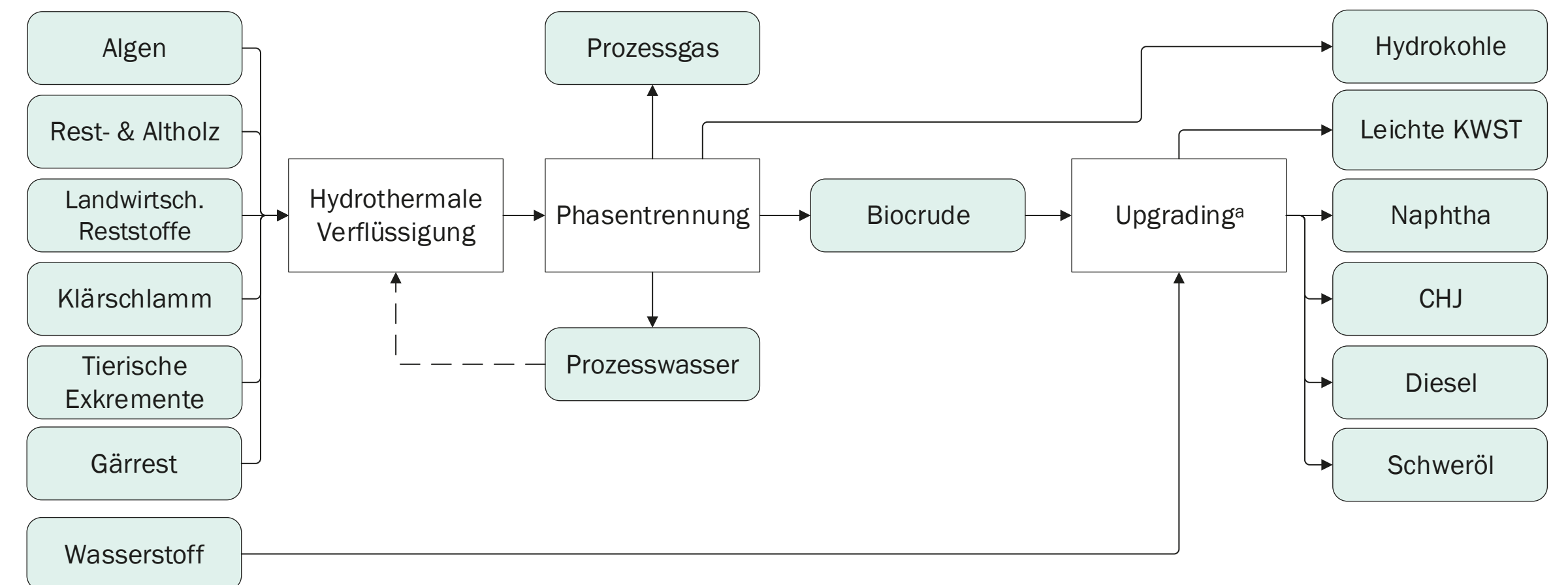
4.14 Hydrothermale Verflüssigung

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 40 bis 220 bar in ein energiereiches Biocrude umgewandelt wird. Aufgrund der hohen Prozessdrücke verbleibt Wasser im flüssigen bzw. nahkritischen Zustand, in welchem Wasser hinsichtlich Dichte, Ionenprodukt und Löslichkeitseigenschaften hervorragende Merkmale als Lösungs- und als Reaktionsmittel für den HTL-Prozess besitzt. Das Verfahren eignet sich folglich insbesondere für nasse Biomassen wie Klärschlamm, tierische Exkremente und organische Abfälle, sowie für Algen und ungetrocknete landwirtschaftliche Reststoffe, aber auch trockene Reststoffe wie Kunststoffabfall können eingesetzt werden. Unter den vorherrschenden Reaktionsbedingungen werden die makromolekularen Bestandteile der Biomasse in 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)]

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 die Entfernung von Heteroatomen (N, O) mittels Hydrierung (engl.: Hydrotreatment, Abschnitt 4.7), gefolgt von einer destillativen Fraktionierung. Destillationsrückstände können mittels katalytischen oder thermischen Crackens aufgespalten und veredelt werden und die Ausbeute leichterer Destillationsschnitte kann somit erhöht werden. [Taghipour (2019)] Das bei der hydrothermalen Verflüssigung anfallende Prozesswasser kann mittels anaerober Vergärung behandelt und die darin gelöste Organik zu Biomethan umgewandelt werden. Dieses kann zur Energiebereitstellung für den Gesamtprozess beitragen [Posmanik (2017); Tommaso



^a Je nach gewünschter Produktfraktion beinhaltet dies die Verfahrensschritte: Hydrotreatment, Hydrocracken und/oder Destillation.

→ □ → Regulärer Prozessschritt → □ → Optionaler Prozessschritt

Abb. 4-17 Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von HTL-Kraftstoffen

© CBP, DBFZ 2024

(2015)]. Unter Einsatz von Sauerstoff kann mittels Nassoxidation der organische Gesamtkohlenstoff verringert und der Anteil an kurzkettingen Säuren erhöht werden oder eine Totaloxidation der gelösten Organik erfolgen [Silva Thomsen (2022)]. 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 Hydrokohle, welche aus anorganischen und rekombinierten wasserunlöslichen Molekülen zusammengesetzt ist, und Prozessgas, hauptsächlich bestehend aus Kohlenstoffdioxid, Methan und Wasserstoff, gebildet. Ein entsprechendes Prozessfließbild ist zur Verdeutlichung der Optionen in Abbildung 4-17 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 9 Tsd. m³/a Biorohöl errichtet und bereits im Jahr 2012 in Betrieb genommen. In Zusammenarbeit mit Canfor (Kanada) wurde eine weitere Demonstrationsanlage (80 Tsd. m³/a) errichtet und im Jahr 2021 in Betrieb genommen. [Lane (2017), (2021); Wijeyekoon (2020)] Weitere Anlagen zum chemischen Recycling von Kunststoffen mittels HTL sind in Böhlen (Deutschland) und Melbourne (Australien) geplant [Dow (2024)].

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. m³/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), Altaca Enerji (Türkei), Invest Alberta (Kanada) und Topsoe (Dänemark), die sowohl an bestehenden als auch an der Errichtung neuer Demonstrationsanlagen arbeiten. [Anastasakis (2018); Grenon (2023); Topsoe (2024); 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 bis 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 durch katalytische Hydrothermolysen synthetisiertes Kerosin (engl.: Catalytic Hydrothermolysis Jet, CHJ) bezeichnet. Der Lizenznehmer des BIC-Verfahrenskonzeptes Euglena Co. errichtete im Jahr 2018 eine entsprechende Demonstrationsanlage in Yokohama City (Japan) [BioRefineries Blog (2018)].

Nennenswert ist zudem das Projekt „Sludge2Fuel“ der Aarhus Universität in Kooperation mit Circlia Nordic (Dänemark), in dessen Verlauf eine Anlage zur hydrothermalen Verflüssigung von 25.000 t/a Klärschlamm entworfen und gebaut wurde, die nun an der Kläranlage in Fredericia (Dänemark) in Betrieb genommen werden soll [Circlia Nordic (2024)].

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 Ressourcen werden hauptsächlich landwirtschaftliche Reststoffe, Holzreste, Reststoffe aus der Papier- und Zellstoffindustrie sowie Klärschlamm und Algen eingesetzt. Durch Aufbereitung des entstehenden Biorohöls können Drop-in-Kraftstoffe für den Flugverkehr hergestellt werden [Castello (2019); Hao (2021)]. Auch die Entsorgung bzw. die Verwertung des Prozesswassers mittels anaerober Vergärung [Dias (2021)], hydrothermalen Vergasung [Baudouin (2021)] und Nassoxidation [Prasad Vadlamudi (2024)] 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)].

4.15 Pyrolyse

Verfahrensbeschreibung

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. Je nach Verfahrenskonzept ist das Zielprodukt der Pyrolysekoks oder das aus dem Pyrolysegas teilweise kondensierte Biocrude (auch Pyrolyseöl genannt). Überdies wird ein Synthesegas produziert.

Die Ausbeute der jeweiligen Produktfraktionen lässt sich mithilfe der Heizrate und der gewählten Zieltemperatur des Prozesses beeinflussen. Eine hohe Aufheizrate (Schnell- oder Flash-Pyrolyse, Reaktionszeit wenige Sekunden) und moderate Reaktions Temperaturen begünstigen die Bildung einer Flüssigphase. Das Gleichgewicht verschiebt sich bei geringen Heizraten (und somit längeren Gasverweilzeiten im Reaktor) sowie niedrigeren Temperaturen hin zur Feststoffphase. Bei hohen Temperaturen und langen Verweilzeiten des Pyrolysegases im System wird vermehrt Synthesegas produziert [Bridgwater (2006)]. Das Verfahrens-

konzept erreicht je nach Fahrweise einen maximalen Flüssigkeitsanteil von 75 % (m/m) (bezogen auf den trockenen Einsatzstoff) [IRENA (2018)].

Das Biocrude dient als Einsatzstoff zur thermischen Verwertung oder als Zwischenprodukt der Verwertungsstrecke, um die bessere Handhabbarkeit und Förderbarkeit der eingesetzten Biomasse zu ermöglichen. Jedoch unterscheidet sich das sogenannte Pyrolyseöl hinsichtlich Polarität, Dichte und Heizwert stark von erdölbasierten Produkten. Dies und das Vorhandensein erheblicher Mengen an Wasser (20 bis 30 % (m/m) [IEA Bioenergy (2024c)]) und anderer Sauerstoffverbindungen, rohstoffbedingter Heteroatome sowie koksartiger Rückstände aus der Produktion können den Einsatz in unaufbereiteter Form erschweren.

Beispielhafte Firmen und Initiativen

Die im Auftrag von Fortum im Jahr 2012 in Joensuu (Finnland) gebaute Anlage basiert auf einem Patent von VTT und wurde zur Bereitstellung von Pyrolyseöl als Substitut für Leichtöl in Heizkraftwerken eingesetzt [EUWID (2013); Oasmaa (2021)]. Im Rahmen der Veräußerung des Fernwärmegeschäfts in dieser

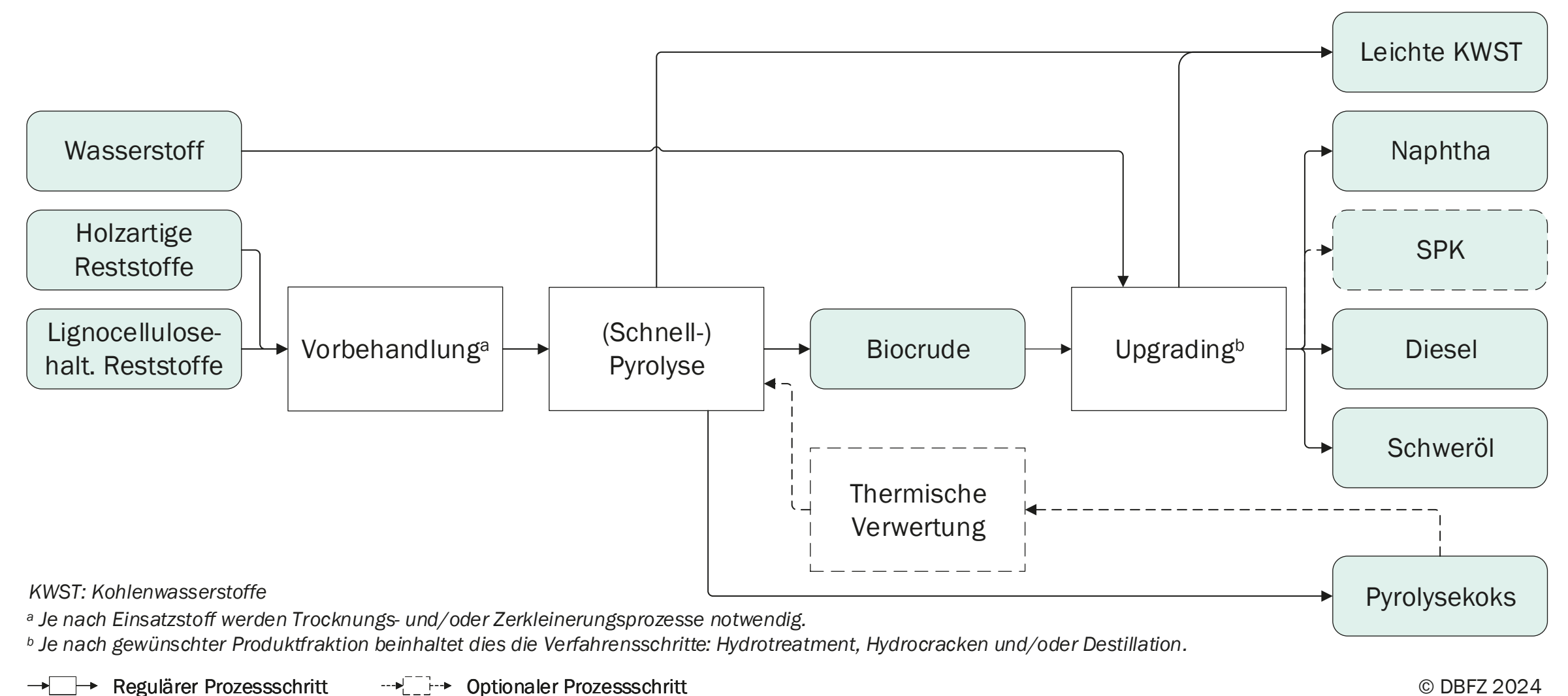


Abb. 4-18 Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Pyrolyse-Biocrude und Folgeprodukten

Region ging auch die Anlage mutmaßlich an die Firma Savon Voima Oyj [Bioenergy International (2020); Oasmaa (2021)]. Das Verfahrenskonzept der Firma BTG Bioliquids B. V. findet bisher Anwendung in drei europäischen Anlagen. Die erste kommerzielle Umsetzung fand im Jahr 2015 in Hengelo (Niederlande) in der Empyro Hengelo Anlage statt. Diese wurde im Jahr 2019 an den Betreiber Twence B. V. übergeben. Es werden Holzreststoffe zu Pyrolyseöl umgewandelt, welches als Substitut für Erdgas in der kommunalen Wärmeerzeugung eingesetzt wird [BTG bioliquids (2020a)]. Durch GFN Lieksa, eine Tochtergesellschaft der Green Fuel Nordic Oy, wird seit Dezember 2020 die in Lieksa (Finnland) errichtete BTG-basierte Pyrolyseanlage mit einer Gesamtkapazität von 24.000 t/a Pyrolyseöl betrieben [BTG bioliquids (2020b)]. Überdies startete im Sommer 2021 für Pyrocell Ltd., ein Joint Venture der Setra Group AB und Preem Petroleum AB, in Gävle (Schweden) die Testphase der kommerziellen Produktion von Pyrolyseöl. Direkt neben dem Sägewerk von Setra gelegen, verarbeitet die Anlage Sägemehl zu etwa 25.000 t/a Pyrolyseöl, welches in der Preem-eigenen Raffinerie in Lysekil mitraffiniert wird [BTG bioliquids (2020c); Setra (2024)]. Die Systeme von BTG und VTT unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich ihrer internen Durchmischung des Reaktorinhalts [Oasmaa (2021)].

Ensyn Corporation, Lizenzgeber der RTP®-Technologie, berichtet über sechs kommerzielle Anlagen zur Produktion von Pyrolyseölen in verschiedenen Anwendungen, die eine entsprechende Technologie (entwickelt durch die Firma Honeywell UOP) verbaut haben. Ensyns erste derartige Anlage in Renfrew/Ontario (Kanada) produziert nach dessen Umrüstung im Jahr 2014 etwa 13.630 t/a¹⁰ Pyrolyseöl (3 Mio. Gallonen/a) [Ensyn (2015b)]. Ein weiteres Beispiel stellt die in Port-Cartier/Quebec (Kanada) durch Arbec Forest Products Inc. und Groupe Rétabec betriebene Côte-Nord-Anlage dar, die installiert neben einem Sägewerk etwa 48.000 t/a¹¹ Pyrolyseöl (40 million litres/year) bereitstellt [Ensyn (2015a)].

¹⁰ Der Umrechnungsfaktor von Gallonen auf Liter ist Abschnitt 4.3 zu entnehmen. Die Dichte eines Pyrolyseöls wurde nach ([IRENA (2018)]) mit 1.200 kg/m³ angenommen. Mit diesem Wert erfolgte die Umrechnung der Jahreskapazität.

¹¹ Die Dichte eines Pyrolyseöls wurde nach ([IRENA (2018)]) mit 1.200 kg/m³ angenommen. Mit diesem Wert erfolgte die Umrechnung der Jahreskapazität.

Auch die am Karlsruher Institut für Technologie errichtete bioliq®-Anlage besitzt ein Schnellpyrolysemodul, welches durch das Institut für Katalyseforschung und -technologie (IKFT) betreut wird. Der Doppelschneckenreaktor kann hierbei bis zu 500 kg/h Pyrolyseöl bereitstellen. [KIT (2022)]

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Pyrolyseöl wird bereits vielerorts als Substitut für Heizöl in Heizkraftwerken eingesetzt [Czernik (2004)]. Die Bereitstellung erfolgt hierfür zumeist über kommerzielle Kleinanlagen, die im Maximum seit 10 Jahren in Betrieb sind. Für diese Anwendung bzw. diese Qualitätsansprüche ist die Bereitstellung von Pyrolyseölen mit TRL 9 zu bewerten. Mit Blick auf den Einsatz von Pyrolyseölen im Bereich der Mitraffination wird eher von einem TRL 7 ausgegangen (Abschnitt 4.16). Einzelne Anwendungen werden derzeit demonstriert, großtechnische Anlagen sind aktuell jedoch noch nicht in Betrieb. Dies kann unter anderem in dem Unterschied zwischen Pyrolyseölen und erdölbasierten Rohstoffströmen begründet sein: Während die Mischbarkeit der Pyrolyseöle mit Erdölfraktionen durch eine abweichende Dichte und Polarität erschwert ist, muss insbesondere bei der Prozessführung ein Augenmerk auf die Ausprägung der Exothermie infolge des erhöhten Sauerstoffgehalts gelegt werden. Der direkte Einsatz von Pyrolyseölen in Dieselmotoren und Turbinen wird in diversen Literaturquellen diskutiert [Czernik (2004)]. Aufgrund verschiedener Herausforderungen im Bereich der Kraftstoffdosierung, Ablagerungen in der Brennkammer und Emissionsentwicklung befindet sich diese Nutzungsform jedoch entwicklungsseitig auf TRL 3.

Aktuelle Untersuchungen des Upgradings (z. B. Hydrotreatment) von Pyrolyseölen gehen über die Verwendung von Modellsubstanzen hinaus hin zur Nutzung von Realsubstanzen. Die Aufbereitung zu Folgeprodukten ist jedoch insbesondere aufgrund der (unterschiedlichen) Qualität der Pyrolyseöle herausfordernd. Die Pyrolyseölszusammensetzung hängt stark vom eingesetzten Rohstoff, der Reaktionstemperatur, der Verweilzeit der Gasphase sowie vom Separationserfolg der Feststoffphase (Kohle und Asche) ab. Zudem weist die Flüssigphase ein hohes Maß an reaktiven Produkten auf [Bridgwater (2018)].

4.16 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 sind beispielsweise Bioöle (z. B. Pflanzenöle, tierische Fette oder Altspeiseöle) und Biocrudes (inkl. Pyrolyseöle, Öle aus der HTL und dem FT-Verfahren) [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)] Mitraffination kann als eine praktikable und einfache Einstiegsmöglichkeit zur vermehrten oder ausschließlichen Nutzung biogener Rohstoffe in bestehenden Anlagen gesehen werden [Folic (2024); Shell (2024)].

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 sowie weitere chemische Komponenten enthalten, die für eine Erdölraffination im Allgemeinen untypisch sind [Terry Marker (2005)]. Dies kann die jeweiligen Betriebsbedingungen beeinflussen, eine frühzeitige Desaktivierung der Katalysatoren zur Folge haben und höhere Anforderungen an die Materialien der Infrastruktur stellen. Überdies sind ggf. höhere Verbräuche an Wasserstoff, eine Erweiterung der Rohstoff- und Produktlogistik und das vorhandene Raffinerielayout zu berücksichtigende Faktoren [Folic (2024)]. Um nicht das Risiko der weitreichenden Prozessbeeinflussung einzugehen, wird die Mitraffination biobasierter Öle häufig unter Einsatz von Vorbehandlungsschritten untersucht [van Dyk (2019)]. Ein Beispiel stellt hierbei die Veresterung von Bioölen mit hoher Säurezahl dar, um die Reaktor- und Rohrleitungsmaterialien vor korrosiven Schäden zu schützen. Dem hohen Sauerstoffgehalt von Biocrudes kann beispielsweise mit einem vorgeschalteten Hydrotreatment entgegengewirkt werden. Der Aufwand für die 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) in den entsprechenden Produktfraktionen nach der Rohöldestillation dar. Abbildung 4-19 veranschaulicht die wichtigsten Orte der Mitraffination von biogenen Ressourcen in einer erdölbasierten Raffinerie.

Sowohl Hydrocracker als auch Hydrotreatment haben die Sättigung ungesättigter Bindungen sowie die Reduktion von Sauerstoff, Schwefel und weiteren Heteroatomen zum Ziel. Der Hydrocracker bewirkt aufgrund harscherer Betriebsbedingungen und mithilfe spezifischer Katalysatoren zudem eine Kettenlängenveränderung des Produktes. Mit steigendem Gehalt an Heteroatomen (beispielsweise Stickstoff oder Sauerstoff durch ein co-prozessiertes Biocrude) und dem Anteil ungesättigter Verbindungen im Rohstoff kann sich der Bedarf an Wasserstoff erhöhen. 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 sowie Aromaten aufweisen, ist einer der untersuchten Orte in der Mitraffination die FCC-Einheit. In dieser werden die Verbindungen an einem fluidisierten Katalysator unter hohen Temperaturen und moderatem Druck gecrackt. 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 für das Hydrotreatment resistenter gegenüber Katalysatorgiften [van Dyk (2018)].

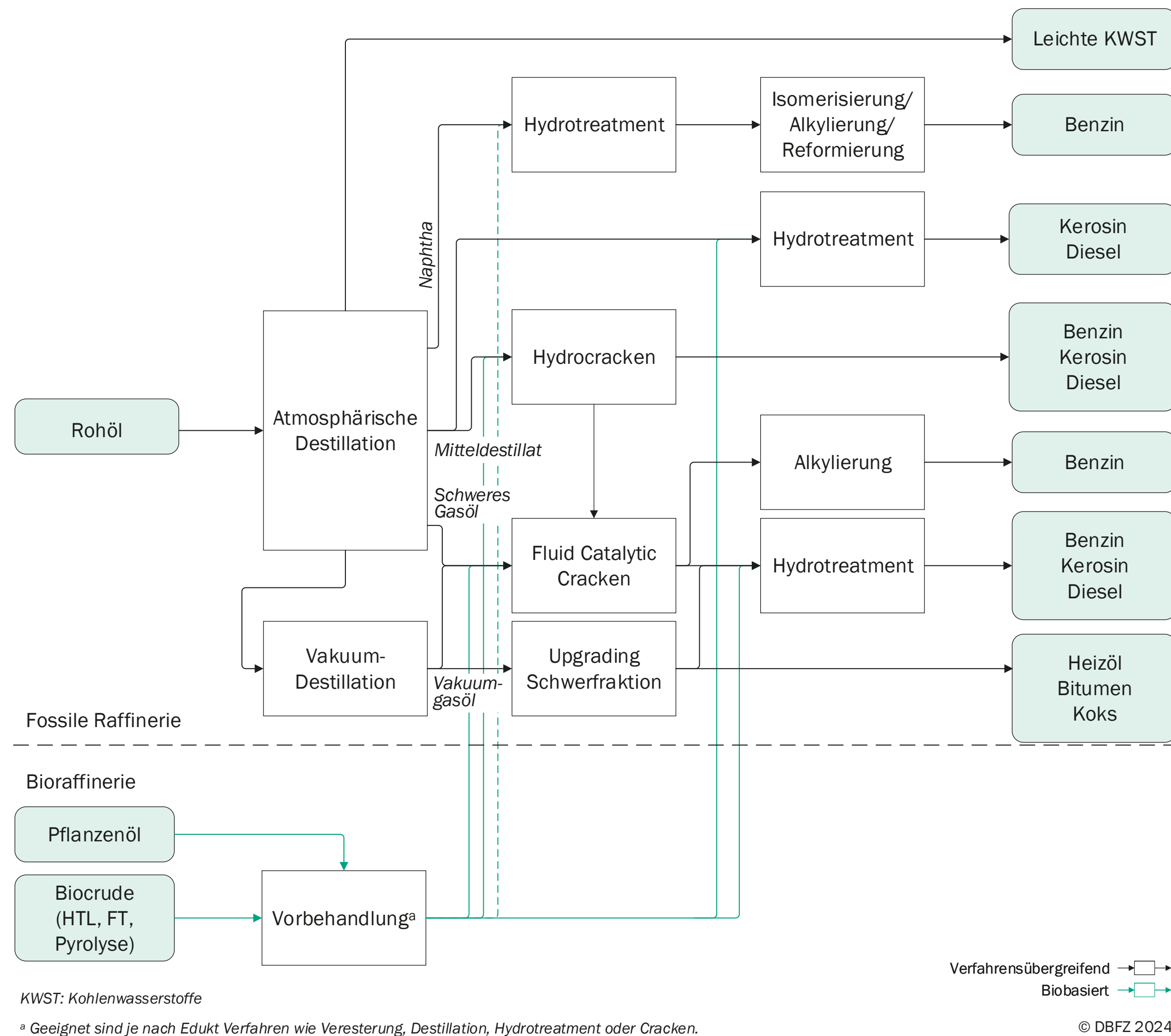


Abb. 4-19 Potenzielle Orte der Mitraffination von biogenen Ressourcen in fossilen Raffinerien, stark vereinfachte Beispieldarstellung mit Fokus auf Kraftstoffproduktion, Datenbasis: [Bezergianni (2018); van Dyk (2018)]

Ausgewählte Firmen und Initiativen

Prominente Beispiele für die Mitraffination biogener Öle und Altspesiefette zur Produktion von Jet A-1 oder Diesel sind die BP-eigenen Raffinerien in Lingen (Deutschland), Castellon (Spanien) und Cherry Point in Bellingham/Washington (USA), sowie die OMV-betriebene Raffinerie in Schwechat (Österreich) und die Burnaby-Raffinerie der Firma Parkland Corporation in British Columbia (USA). [Air BP (2023); BP (2024); Johannsen (2023); OMV (2024); Parkland (2022); van Dyk (2021)].

Das Unternehmen Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.) hat bereits Benzin mit einer geringen Beimischung von Sojaöl in einer FCC-Einheit prozessiert [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)]. Preem Petroleum AB hat in seiner Raffinerie in Lysekil (Schweden) das in Gävle (Schweden) durch seine Tochterfirma Pyrocell produzierte Pyrolyseöl über zwei Jahre in einer FCC-Einheit mitraffiniert [Bioenergy International (2021b)].

Das Projekt „BL2F“ entwickelt ein HTL-Verfahren, das in Zellstofffabriken eingesetzt werden soll, um Biocrude aus Schwarzlauge zu gewinnen, das in Ölraffinerien raffiniert werden soll [BL2F (2021)]. 2022 finalisierte die Firma Silva Green Fuel AS, eine Tochtergesellschaft der Statkraft AS, den Bau einer Demonstrationsanlage in Tofte/Buskerud (Norwegen) zur Herstellung von Biocrude via HTL. Das produzierte Biocrude wurde in fossilen Raffinerien aufgewertet [Silva Green Fuel (2021); Statkraft (2024); Steeper Energy (2017)]. Eine Investmententscheidung zum Bau einer kommerziellen HTL-Produktionsanlage wird voraussichtlich 2025 getroffen [Statkraft (2024)]. In Schweden wurden bereits Pyrolyseanlagen mit Kapazitäten von 25.000 t/a Biocrude umgesetzt, die auch in Erdölraffinerien prozessiert werden [BTG bioliquids (2020b), (2020c); Setra (2024)]. Der im Rahmen des Projektes „Biozin“ von Shell geplante Bau einer Anlage mit einer Kapazität von 100.000 t/a Biocrude aus der Technologie „Integrated Hydrolysis and Hydroconversion“ (kurz IH²), welches schließlich in einer Raffinerie weiterverarbeitet werden sollte, wurde 2023 gestoppt [BIOZIN (2023); IEA Bioenergy (2024b); Shell (2021c)]. Auch die im Vorhaben „KEROSyN 100“ projektierte MTJ-Anlage, deren Produkt in der Raffinerie Heide veredelt werden sollte, wurde seit Projektende nicht mehr thematisiert [KEROSyN (2021)].

Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Seit 2018 und 2020 ist die Mitraffination von bis zu 5 % Fetten und Ölen bzw. Biocrudes aus dem FT-Verfahren gemäß ASTM D1655, eine der „Standardspezifikationen für Fluggastkraftstoffe“, 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 9 ausgegangen werden. Vermehrter Forschungsbedarf besteht im Bereich der Biocrude-Mitraffination. Hier sind insbesondere aufgrund fehlender Biocrude-Mengen eher kampagnenartige Testläufe in kleinerem Maßstab ersichtlich [van Dyk (2021)]. Der technische Entwicklungsstand ist hierfür auf TRL 7 für die Pyrolyseölmitraffination und 6 für alle weiteren Biocrudes festzulegen.

4.17 Hybridtechnologien

Hybridtechnologien verfolgen den Ansatz, Synergien von biomasse- 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 elektrolysebasierter Wasserstoffs in biomasseverarbeitenden Prozessen dar. Zu nennen sind hierbei die Synthesen zur Produktion von HVO/HEFA-Kraftstoffen via Hydrotreatment (Abschnitt 4.7), synthetischem Methan via katalytischer Methanisierung (Abschnitt 4.11) und Methanol via Methanolsynthese (Abschnitt 4.12). Aber auch die wasserstoffbasierte Aufbereitung spezifischer Produktfraktionen zum Beispiel aus der Fischer-Tropsch-Synthese (Abschnitt

4.10) und dem Alcohol-to-Jet-Verfahren (Abschnitt 4.3) mittels Hydrotreatment sind hier von Relevanz. Überdies fällt ein weiterer Einsatzbereich von Wasserstoff in die Konditionierung von Synthesegas beispielsweise aus der (Dampf-)Reformierung (Abschnitt 4.9.4) oder der thermochemischen Vergasung (Abschnitt 4.9.1). Ziel hierbei ist es, das entsprechende H₂-CO-Verhältnis als Voraussetzung für eine optimale Produktausbeute einzustellen. Elektrolysewasserstoff kann zudem in der biologischen Methanisierung (Abschnitt 4.4) zur Erhöhung des Methangehalts 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 (Abschnitt 0) über den Restgasstrom bei der Abscheidung von Methan aus Biogas (Abschnitt 4.4) bis hin zu Abgasen bei der Verbrennung von biogenen Ressourcen. Für den CO₂-emittierenden Prozess bietet die Nutzung des Kohlenstoffdioxids eine mögliche Senkung der CO₂-Abscheidungskosten (Verfahren siehe Abschnitt 4.9.2). 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“ (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, war das Ziel des Folgevorhabens „FlexDME“ die Entwicklung einer modularen Demonstrationsanlage mit einer DME-Produktion von bis zu 40 t/a [EnArgus (2021)], die aktuell als Biogasanlagen-Add-on angeboten wird [André Beck (2024)]. Darüber hinaus wurde im Projekt „MeGastoRE“ 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 Topsoe A/S nahm eine elektrisch beheizte Dampfreformierung im Demonstrationsmaßstab in Foulum (Dänemark) in Betrieb. Das produzierte SynGas soll in dem Projekt zur Methanolproduktion (10 kg/h) eingesetzt werden, bietet jedoch Potenzial für andere Synthesegasfolgetechnologien. [Bioenergy International (2021a)]

Als Teil des Innovationshubs für CO₂-neutrale alternative Kraftstoffe am Standort des Industrieparks Höchst (Deutschland) errichtet die CAPHENIA GmbH eine Power-and-Biogas-to-Liquid (PBTL)-Anlage [Frankfurt HOLM (2021)]. Hierfür wurde 2024 ein durch einen elektrischen Plasmabrenner beheizter Zonenreaktor geliefert, der Biogas in Synthesegas und weiter zu synthetischen Kraftstoffen umwandeln wird [CAPHENIA (2024)]. 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 soll im Rahmen des Projektes „EnZaH2“ in Steyerberg (Deutschland) eine solche PBTL-Anlage im großen Maßstab errichtet werden [CAPHENIA (2021)]. Im Projekt „Bioressourcen und Wasserstoff zu Methan als Kraftstoff - Forschungsbetrieb und Konzeptoptimierung einer Anlage im Pilotmaßstab (Pilot-SBG)“ wird ein Beispiel für ein hybrides

Prozesskonzept realisiert und weiterentwickelt. Im Rahmen des Vorhabens werden ausgewählte biogene Reststoffe, Nebenprodukte und Abfälle zu erneuerbarem Methan umgesetzt. Das Anlagenkonzept der am Standort des DBFZ in Leipzig errichteten Pilotanlage verbindet im Kern eine anaerobe Fermentation mit einer katalytischen Methanisierung des im Biogas enthaltenen Kohlenstoffdioxids mit extern zugeführtem Wasserstoff, um die Methanausbeute zu erhöhen. 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. Im Sinne einer innovationsunterstützenden Dienstleistung werden im Rahmen des Projektes einerseits umfangreiche Versuche durchgeführt und Prozessparameter iterativ optimiert. Andererseits werden die dabei erhobenen Daten analysiert und umfassend bewertet, um das Gesamtkonzept weiterzuentwickeln sowie dessen Skalierung hin zum kommerziellen Maßstab zu begleiten und zu unterstützen. [Naumann (2024b)] Abbildung 4-20 stellt die Synergien des gesamten Prozesses (grün) und die im Rahmen der Konzeptbewertung für den kommerziellen Maßstab berücksichtigten Aspekte in einem erweiterten Bilanzraum (petrol) dar. Abbildung 4-21 zeigt visuelle Eindrücke der Pilotanlage.

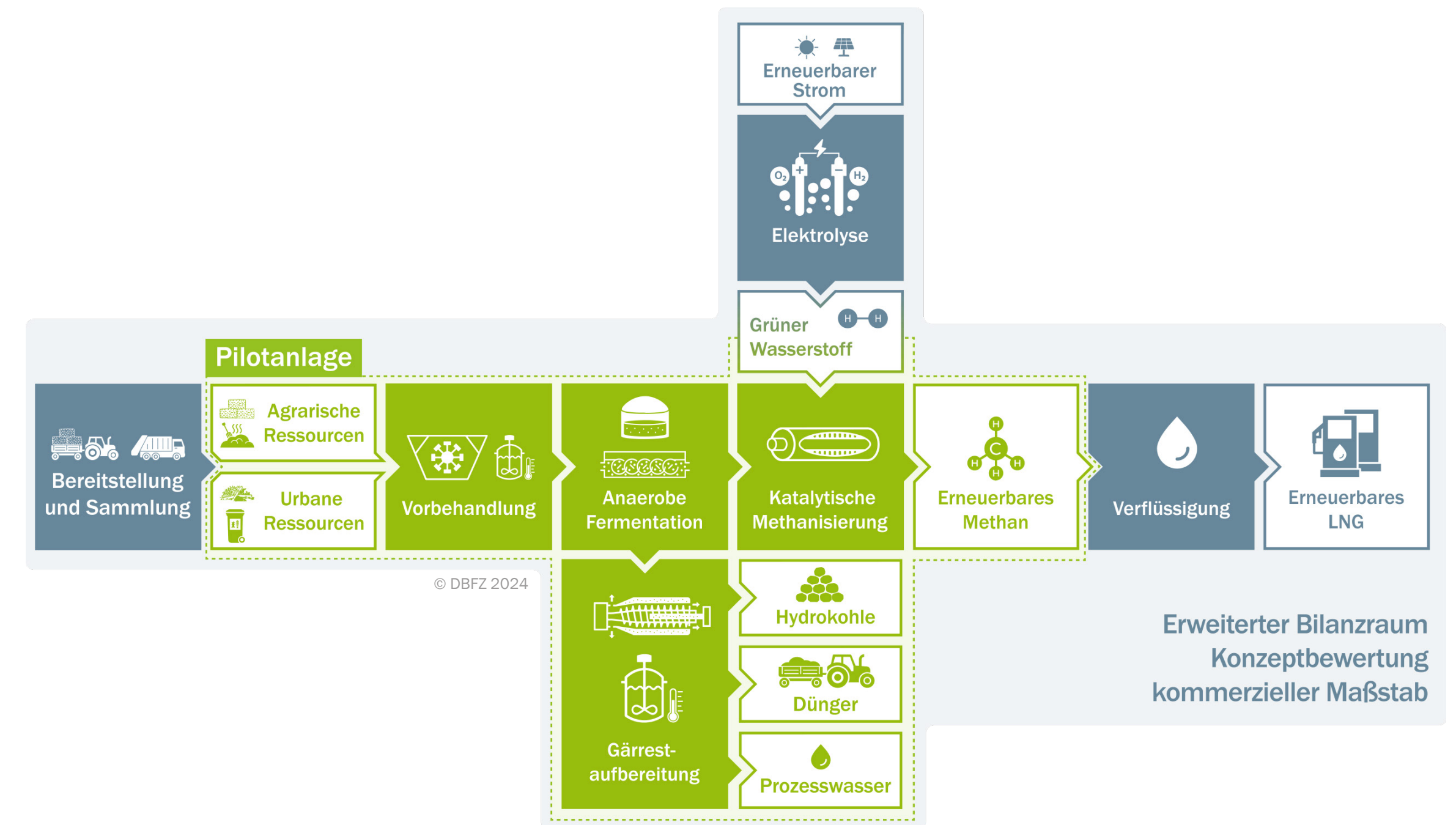


Abb. 4-20 Schematische Darstellung der Produktionsroute zur Bereitstellung von erneuerbarem Methan in der Pilotanlage des Projekts „Pilot-SBG“; Hinweis: Elemente der Pilotanlage in grün dargestellt [Naumann (2024b)]

Über die bloße Verschaltung biomasse- und strombasierter Prozessrouten hinaus werden Ansätze diskutiert, die von spezialisierten Anlagen zur Bereitstellung eines dezidierten Produktportfolios weg hin zur Herstellung einer breiten, diversen Produktpalette in einem Raffineriekonzept gehen. Eine entsprechende Interpretation einer „Raffinerie der Zukunft“ wird von [Vogt (2024)] beschrieben. Mit Blick auf derzeitige und zukünftige (2050) Bedarfe und Verteilungen an Raffinerieprodukten, die Entwicklung im Bereich von Energiebedarf und -bereitstellung sowie technische Kennzahlen der verfahrenstechnischen Anlagen (z. B. Wirkungsgrade, typische Anlagenkapazitäten) wird in unterschiedlichen Szenarien eine Abschätzung spezifischer Rohstoff-, Hilfsstoff- und Flächenbedarfe vorgenommen. Die Synthesegasbereitstellung zur Produktion von Kohlenwasserstoffen für den Verkehrsbereich wird insbesondere durch Elektrolyse (Wasserstoff) und DAC (Kohlenstoffdioxid) sowie in geringem Maße durch Vergasung von Biomasse realisiert. Plattformchemikalien und Polymere werden vornehmlich über Biomasse und Plastikabfallfraktionen bereitgestellt, um so eine möglichst effiziente Nutzung der Rohstoffe zu gewährleisten. Wenngleich der Detaillierungsgrad aufgrund der Komplexität eines solchen Raffineriekonzeptes gering und spezifische Kennzahlen optimistisch gewählt sind, bietet dieses Konzept eine belastbare Grundlage für weitere Prognosen (siehe Abschnitt 1.2).

Zukünftig werden die bio- und die strombasierten Verfahrensrouten kaum voneinander zu trennen sein, da eine Vielzahl biogener Pfade zumindest im Bereich des Upgradings der Kraftstofffraktionen von Wasserstoff abhängig ist. 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 technologieeitig nicht realisiert werden kann, sollte eine Verwertung des Kohlenstoffdioxids im Anschluss an den entsprechenden Prozessschritt das Mittel der Wahl sein.



Abb. 4-21 Pilotanlage des Projekts „Pilot-SBG“



5 Ressourcen und ihre Mobilisierung

Karl-Friedrich Cyffka, Karin Naumann, Gabriel Costa De Paiva, Selina Nieß, Ulf Neuling, Tjerk Zitscher

5.1	Hintergrund und Überblick geeigneter Ressourcen	78
5.1.1	Biogene Hauptprodukte	79
5.1.2	Biogene Nebenprodukte, Abfälle und Reststoffe	80
Exkurs	Die Pflanze als „Multi-Produkt-System“	80
5.1.3	PTX-Ressourcen	81
Exkurs	Kaskadennutzung und Kreislaufwirtschaft	81
5.2	Status quo Ressourcennutzung zur Produktion erneuerbarer Kraftstoffe	82
5.2.1	Ressourcen für Biokraftstoffe	82
Exkurs	Fortschrittliche Biokraftstoffe – Betrugsrisiken und Lösungsansätze	84
5.2.2	Erneuerbarer Strom zur Nutzung im Verkehr	85
5.2.3	Entwicklungstrends	85
5.3	Ressourcenpotenziale	87
5.3.1	Potenzialdefinitionen	87
5.3.2	Potenzial biogener Ressourcen	87
5.3.3	Potenzial für Strom aus erneuerbaren Quellen und seine Folgeprodukte	89
Exkurs	Biogenes Kohlenstoffdioxid für die geologische Speicherung (BECCS)	95
5.4	Kraftstoffpotenziale	96
5.4.1	Potenzial für Biokraftstoffe	96
Exkurs	Notwendigkeit einer umfassenden Biomassestrategie	97
5.4.2	Potenzial für strombasierte Kraftstoffe	98
5.4.3	Unsicherheiten und Bandbreiten	98

Cyffka, K.-F.; Naumann, K.; Costa de Paiva, G.; Nieß, S.; Neuling, U.; Zitscher, T. (2025): Ressourcen und ihre Mobilisierung. In: Schröder, J.; Görsch, K. (Hrsg.): *Erneuerbare Energien im Verkehr. Monitoringbericht*. S. 77-100. Leipzig: DBFZ. ISBN: 978-3-949807-23-7. DOI: 10.48480/w11j-9w27

5.1 Hintergrund und Überblick geeigneter Ressourcen

Die Ressourcenbereitstellung stellt den ersten Schritt in der Wertschöpfungskette zur Produktion von erneuerbaren Energien dar. Die für die Kraftstoffproduktion geeigneten **biogenen Ressourcen** lassen sich nach verschiedenen Kriterien kategorisieren. Aus dem regulatorischen Kontext und der Art ihrer Entstehung ergibt sich vor allem die Unterteilung in biogene Hauptprodukte (vor allem Kultur- bzw. Nutzpflanzen), biogene Nebenprodukte sowie biogene Abfälle. Die verschiedenen biogenen Ressourcen werden neben ihrem Ursprung auch nach ihren physikalisch-chemischen Eigenschaften unterschieden. Diese ermöglichen eine erste Einordnung hinsichtlich ihrer Eignung für die unterschiedlichen Produktionsverfahren von erneuerbaren Kraftstoffen (Abschnitt 4). Neben dieser eher technisch ausgerichteten Zuordnung ist die Einordnung in die Rohstoffkategorien für Biokraftstoffe gemäß Erneuerbare-Energien-Richtlinie (engl.: Renewable Energy Directive, RED II)¹² der Europäischen Union von besonderer Relevanz. In Deutschland erfolgt die Erstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen über die staatliche Datenbank Nabisy. Die zuständige Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) hat derzeit 125 aktive Biomassearten bzw. Biomassekategorien (738 Biomassecodes FUEL) definiert, die derzeit für die Zertifizierung von Biokraftstoffen und damit für deren Anrechnung auf die deutsche THG-Quote genutzt werden können.

Die Rohstoffe lassen sich in fünf **regulatorische Biomassekategorien** unterteilen (siehe auch Anhang 4):

1 Konventionelle Biomasse (sog. Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, food/feed crops)

- Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zucker- oder Ölpflanzen, die als Hauptkulturen auf landwirtschaftlichen Flächen produziert werden

- Deutschland/Nabisy: derzeit 43 Biomassen/-kategorien (182 Biomassecodes)

2 Fortschrittliche Biomasse

- Rohstoffe gemäß Annex IX A der RED II (bzw. 38. BImSchV, Anhang 1), die nicht als Nahrungs- oder Futtermittel geeignet sind, wie bspw. Algen und Cyanobakterien, Bioabfall, biogene

¹² Richtlinie (EU) 2018/2001, geändert durch Richtlinie (EU) 2023/2413 sowie Delegierte Richtlinie (EU) 2024/1405

Industrieabfälle, Stroh, Mist/Gülle und Klärschlamm, Abwasser aus Palmölmühlen (engl.: Palm Oil Mill Effluent, POME), Tallölpech, Rohglycerin, Bagasse, Abfälle und Reststoffe aus Forstwirtschaft und anderes (ligno-) cellulosehaltiges Material

- Deutschland/Nabisy: derzeit 63 Biomassen/-kategorien (326 Biomassecodes),
- neu gemäß Delegierte Richtlinie (EU) 2024/1405: Fuselöle aus der Alkoholdestillation, Rohmethanol aus Kraftzellstoff, der aus der Zellstoffherstellung stammt, Zwischenfrüchte wie Zweitfrüchte und Deckpflanzen sowie Pflanzen von stark degradierten Flächen (keine Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, non-food crops) für die Herstellung von Biokerosin

3 Abfallbasierte Biomasse

- Rohstoffe gemäß Annex IX B der RED II (bzw. 38. BImSchV, Anhang 4): gebrauchtes Speiseöl (engl.: Used Cooking Oils, UCO) und tierische Fette der Kategorien I und II
- Deutschland/Nabisy: derzeit sechs Biomassen/-kategorien (36 Biomassecodes),
- neu gemäß Delegierte Richtlinie (EU) 2024/1405: geschädigte Pflanzen, kommunales Abwasser außer Klärschlamm, Zwischenfrüchte wie Zweitfrüchte und Deckpflanzen sowie Pflanzen von stark degradierten Flächen (keine Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, non-food crops) für die Herstellung anderer Biokraftstoffe als Biokerosin

4 Biomasse mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderungen (engl.: Indirect Land Use Change, high iLUC sind ausgeschlossen)

- Palmöl
- Deutschland/Nabisy: derzeit eine Biomasse/-kategorie (zehn Biomassecodes),

5 Sonstige Biomasse

- Rohstoffe ohne explizite Zuweisung zu einer der anderen Kategorien, beispielsweise für Deutschland Vinasse, Molasserückstände, Bier- und Hopfentreber, Schlempe, Altmehl
- Deutschland/Nabisy: derzeit 22 sonstige Biomassen/-kategorien (184 Biomassecodes).

[BLE (2024c); Naumann (2024a)]

Ressourcen mit einem hohen Risiko zur Verursachung indirekter Landnutzungsänderungen (iLUC) sind ab dem Jahr 2023 in Deutschland von der Anrechnung auf die THG-Quote ausgeschlossen. Die RED II erfordert eine stufenweise Reduktion auf 0 % bis spätestens 2030 in allen Mitgliedstaaten. Die als sonstige Biomassen ausgewiesenen sind keiner Kategorie gemäß revidierter RED II zuzuweisen und ergeben sich über das Ausschussverfahren. Sie sind somit weder begrenzt noch gefördert.

In Abbildung 5-1 sind die Ressourcen für erneuerbare Kraftstoffe und Energieträger entsprechend der relevanten Kategorisierungen (ohne etwaige Gewichtung derzeitiger Anteile in der realen Verwendung) zusammenfassend dargestellt.

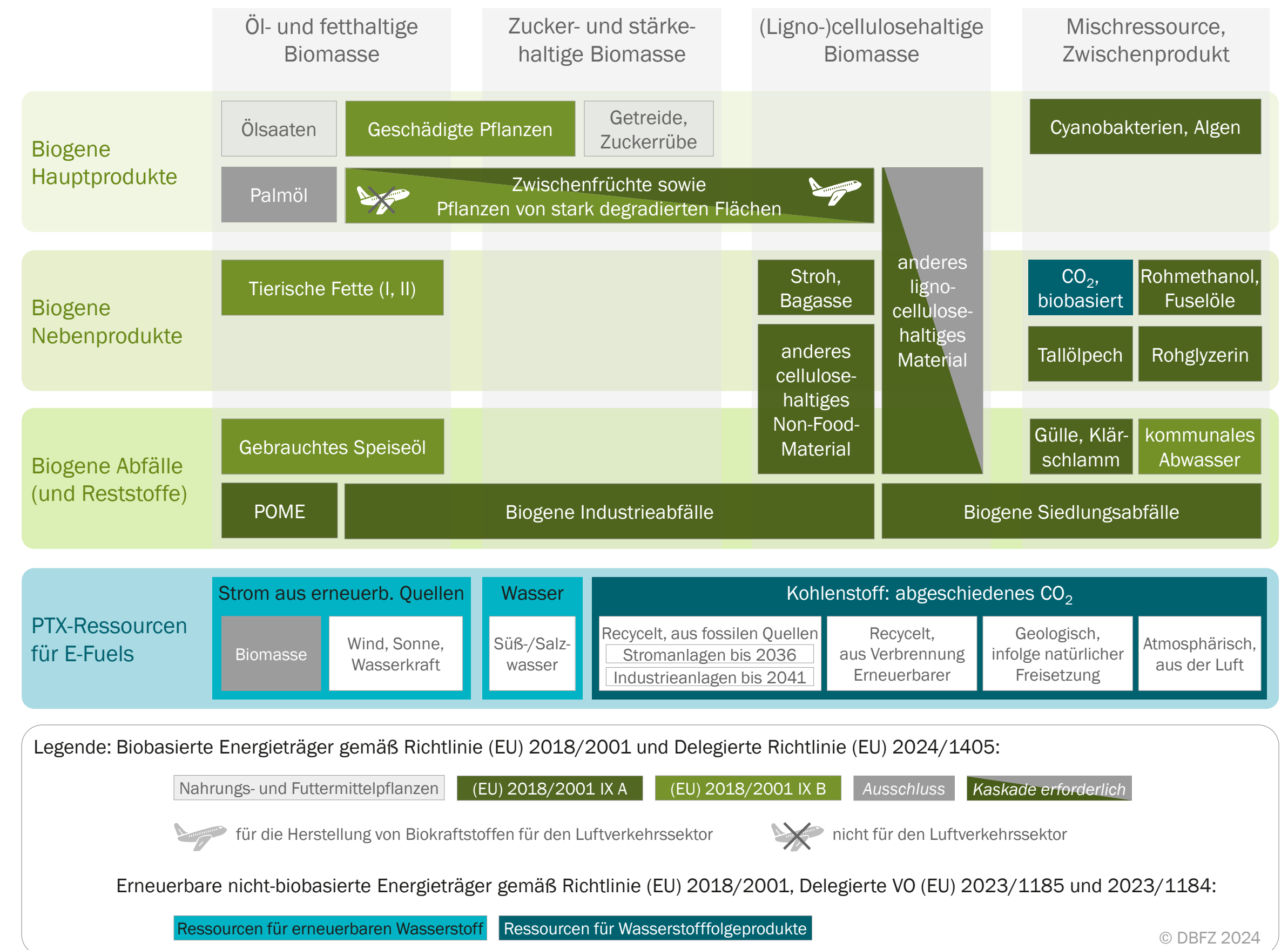


Abb. 5-1 Ressourcen zur Produktion erneuerbarer Kraftstoffe, kategorisiert gemäß rechtlichen Vorgaben [Naumann (2024a)]

Die wesentlichen Ausgangsstoffe für **erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs** (engl.: Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO) sind Strom aus erneuerbaren Quellen sowie Wasser für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff durch Elektrolyse. Der Strom kann grundsätzlich aus Wind- und Sonnenenergie, Biomasse, Geothermie oder Wasserkraft erzeugt werden, wobei Biomasse regulatorisch gemäß Delegierter Verordnung (EU) 2023/1184 ausgeschlossen ist. Wird der Wasserstoff zu einem Kohlenwasserstoff weiterverarbeitet, so ist darüber hinaus eine Kohlenstoffquelle in Form von Kohlenstoffdioxid erforderlich. Dieses Kohlenstoffdioxid kann entweder aus Prozessen (fossiler oder biogener Ursprung), aus geologischer Freisetzung oder durch Abscheidung aus der Luft gewonnen werden. An Prozesse gebundene Kohlenstoffquellen beinhalten entweder das Recycling fossiler oder biobasierter Abgase oder die Nutzung von biobasiertem Kohlenstoffdioxid als Nebenprodukt eines Verarbeitungsprozesses. Die Nutzung von recyceltem Kohlenstoffdioxid mit fossilem Ursprung ist bis zum Jahr 2036 (aus der Verbrennung zur Strombereitstellung) bzw. 2041 (aus sonstigen Industrieprozessen) begrenzt.

Die Befugnis zur **Erweiterung der Rohstoffliste** (Anhänge IX A und B) obliegt gemäß RED II der Europäischen Kommission. Im Zuge der jüngsten Erweiterung (Delegierte Richtlinie (EU) 2024/1405) hatte die Europäische Kommission ein Konsortium unter der Leitung von E4tech beauftragt, um sie bei der Bewertung von potenziellen Rohstoffen im Rahmen eines Evaluierungsberichts zu unterstützen [Europäische Kommission (2022)]. Bei der Aufnahme neuer Rohstoffe müssen gemäß Artikel 28 (6) RED II folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- Grundsätze von Kreislaufwirtschaft und Abfallhierarchie (gemäß Richtlinie 2008/98/EG),
- Nachhaltigkeitskriterien, die gemäß RED II 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.

- Rohstoffe, die nur mit fortschrittlichen Technologien verarbeitet werden können, werden in Anhang IX A der RED II aufgenommen. Rohstoffe, die mit ausgereiften Technologien zu Biokraftstoffen oder Biogas für den Verkehr verarbeitet werden können, werden in Anhang IX B aufgenommen.

Zusätzlich zu diesen Anforderungen legt der Bewertungsbericht zur Aufnahme neuer Rohstoffe einen starken Schwerpunkt auf die Bewertung von rohstoffspezifischen Betrugsrisiken und möglichen Präventionsmaßnahmen. Unter anderem werden als Präventionsmaßnahmen Verbesserungen verschiedener Aspekte des Zertifizierungsprozesses, die Etablierung einer zentralisierten Datenbank mit Definitionen sowie eine stärkere Harmonisierung von Rohstoffdefinitionen zwischen EU-Ländern vorgeschlagen [Europäische Kommission (2022)]. Der Europäische Rechnungshof schlägt zudem vor, die Leitlinien für die Einstufung fortschrittlicher Biokraftstoffe zu verbessern und eine Obergrenze für bestimmte fortschrittliche Rohstoffe zu erwägen [European court of auditors (2023)]. Wichtig ist hierbei hervorzuheben, dass eine Streichung von Rohstoffen aus dem Anhang gemäß Artikel 28 (6) RED II zwar nicht möglich ist, dass jedoch die Möglichkeit besteht, Rohstoffe zur Produktion fortschrittlicher Biokraftstoffe zu deckeln. Im Rahmen der nationalen Umsetzung der RED II hat beispielsweise Frankreich bereits Deckelungen für bestimmte fortschrittliche Rohstoffe eingeführt.

5.1.1 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.: Hydro-treated Vegetable Oils bzw. Hydrotreated Esters and Fatty Acids,

HVO bzw. HEFA). Die zeitliche Entwicklung der globalen Palmölproduktion nach Verwendungsbereich ist in Anhang 19 dargestellt.

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 wird die Stärke 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 kann [U.S. Department of Agriculture (2019)]. Die zeitliche Entwicklung der globalen Maisproduktion nach Verwendungsbereich ist in Anhang 18 dargelegt.

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. In den Jahren 2019/2020 wurden rund 17 % aller Ackerflächen in Deutschland mit Zwischenfrüchten bestellt [BZL (2024)]. 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 Ölsaart 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) oder perspektivisch aus Agroforstsystemen¹³ [Böhm (2020)], werden ohne Aufschluss in thermischen Verfahren wie der Pyrolyse und der Vergasung weiterverarbeitet. In einem Forschungsprojekt (PapIGas) konnte zudem ein innovatives Verfahren zur Vergärung von Pappelholz aus Agroforstsystemen für die kombinierte Produktion von Biomethan und Torfersatzstoffen entwickelt werden [Schumacher (2022)]. 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)].

Eine Übersicht der weltweiten Produktion von ausgewählten Biomassen aufgeteilt nach Kontinenten ist zudem in Anhang 6 zu finden.

¹³ Höhere Flächenproduktivität von Agroforstsystemen gegenüber KUP-Plantagen

Exkurs 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 5-2 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 raffi-

niert. 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 4.4). 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)].

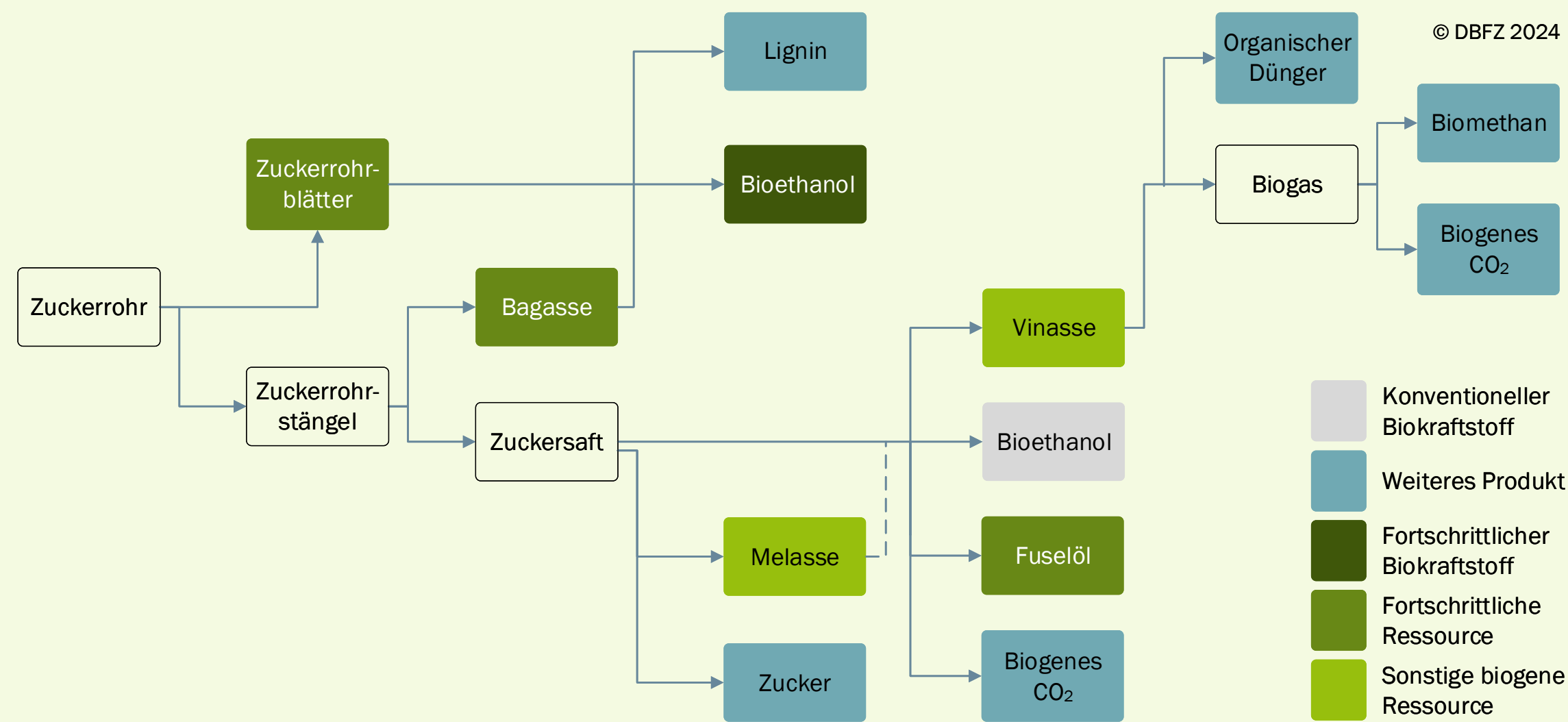


Abb. 5-2 Multi-Produkt-System am Beispiel der Verwertung von Zuckerrohr; Datenbasis: [Formann (2020); Santos (2018)]

5.1.2 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. Von 2020 bis 2023 erfolgte in Deutschland eine starke Verlagerung der Nutzungsanteile von vormals überwiegend konventionellen Biokraftstoffen (2020: 73 %, 2023: 40 %) hin zu mehr Biokraftstoffen auf der Basis von Abfällen und Reststoffen (2020: 27 %, 2023: 46 % Teil A; 11 % Teil B; 3 % Sonstige) [BLE (2024b), (2024a), (2024d)].

Öl- und fetthaltige biogene Nebenprodukte und Abfälle sind im Wesentlichen Altspeiseöle und -fette (z. B. Frittierfett), tierische Fette der Kategorien 1 und 2 sowie sonstige Nebenprodukte wie Fuselöl (als Nebenprodukt der alkoholischen Fermentation), POME, 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, welche nach der Nutzung im Nahrungsbereich 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)]. In Anhang 20 ist zudem die zeitliche Entwicklung der globalen Schwarzlaugenproduktion dargestellt.

Die in Abbildung 5-1 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 Biodiesel (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.

Exkurs **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 5-3 aufgeführten Beispiel werden Kulturpflanzen mit ölhaltigen Saaten oder Früchten angebaut, um daraus Pflanzenöl zu produzieren. Die Ölsaaten kann direkt als Nahrungs- und Futtermittel, als Kraftstoff oder stofflich genutzt und durch die Nachnutzung von etwa Frittierfett wieder in den Kreislauf zurückgeführt werden. Nach dessen Sammlung und Aufbereitung wird es beispiels-

weise zu FAME oder HVO/HEFA aufgewertet und kann so als Kraftstoffkomponente in der Landwirtschaft zur Verfügung gestellt werden.

Ein Praxisbeispiel ist der erfolgreiche Langzeitbetrieb von Traktoren der staatlichen landwirtschaftlichen Betriebe Bayerns mit Rapsölkraftstoff. Untersuchungen von 18 dieser Fahrzeuge zeigten über einen Gesamtzeitraum von mehr als 50.000 Betriebsstunden nicht nur mit dieselbetriebenen Traktoren vergleichbare Abgaswerte, Motorleistung und Betriebssicherheit [Ettl (2020)]. Es konnten darüber hinaus auch durchschnittlich 220 t CO₂-Äq. pro Jahr vermieden werden.

Zudem steht dieses Beispiel für regionale Energie- und Stoffkreisläufe. Bei einer mittleren Betriebsstundenzahl von 500 pro Traktor und Jahr kann dieser rund 63 ha Fläche bewirtschaften. Davon würden 4 ha für den Anbau und die Ernte von 16 t Rapssaat benötigt. Aus dieser können wiederum neben den 5 t Rapsölkraftstoff auch 10 t Presskuchen als Eiweißfuttermittel für Milchkühe bereitgestellt werden, welche neben den etwa 23.000 Litern Milch auch Gülle abgeben. Vor deren Einsatz als Wirtschaftsdünger kann die Gülle wiederum in Biogasanlagen für die Bereitstellung von Strom und Wärme oder Biomethan als multifunktionalem Energieträger genutzt werden. Nach der Rapsernte verbleiben auf der Fläche 17 t Wurzeln und Stoppeln: Pflanzenrückstände, durch die Nährstoffe zurück in den Boden verbracht werden und die Bodenfruchtbarkeit erhalten wird. Selbiges gilt für die 25 t Rapsstroh, welches wiederum auch in Biogasanlagen zwischengenutzt oder anderweitig stofflich genutzt werden kann. Nicht zuletzt sorgen die Rapsblüten dafür, dass Bienen etwa 160 kg Honig erzeugen können (eigene Berechnungen auf Basis. [TFZ (2020)])



Abb. 5-3 Kreislaufwirtschaft am Beispiel von Pflanzenöl

5.1.3 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 Salzwasserentsalzungsanlagen (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, des Sonnenlichts (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 Koh-

lenstoff 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 – regeneratives Kohlenstoffdioxid zur Nutzung in PTX-Prozessen bereitgestellt werden [Zitscher (2020)]. Diese Mischung aus fossilem und biogenem Kohlenstoffdioxid in der Atmosphäre weist weltweit ungefähr dieselbe Konzentration von ca. 0,04 % auf [GML (2021)].

5.2 Status quo Ressourcennutzung zur Produktion erneuerbarer Kraftstoffe

5.2.1 Ressourcen für Biokraftstoffe

Ressourcenbasis etablierter Biokraftstoffarten

Die **Ressourcenbasis für biogene Dieselsubstitute** (FAME und HVO), welche in Deutschland im Jahr 2023 als Kraftstoff zum Einsatz gekommen sind, besteht aus etwa 2,8 Mio. t biogenen Ölen und Fetten. Etwa 0,7 Mio. t dieser Öle sind pflanzliche Frischöle (davon 0,6 Mio. t Rapsöl), sowie 2,1 Mio. t Altspeise- und Abfallfette (eigene Berechnung auf Basis von [BLE (2024a), (2024d)]). Die Rohstoffbasis veränderte sich in den vergangenen Jahren deutlich: Während die Nutzung von Rapsöl seit dem Jahr 2011 um etwa 72 % zurückging, hat sich die Abfallölmenge seitdem mehr als verzehnfacht (Abbildung A-5) [BLE (2012), (2021a), (2024d)]. Die anteilige Menge des Palmöls war zwischenzeitlich auf sehr hohem Niveau (1,4 Mio. t im Jahr 2020), ist seitdem jedoch rückläufig und wird ab dem Jahr 2023 nicht mehr auf die THG-Ziele im Verkehr angerechnet (Ausschluss gemäß 38. BImSchV, § 13b). Die signifikant steigende Menge biogener

Dieselsubstitute auf Basis fortschrittlicher Ressourcen wird im Abschnitt „Biokraftstoffe aus fortschrittlichen und abfallbasierten Ressourcen“ behandelt.

In der Europäischen Union setzt sich die Rohstoffbasis für die Produktion biogener Dieselsubstitute im Jahr 2023 ähnlich zusammen: Mit 4,5 Mio. t wird ebenfalls etwa ein Drittel aus tierischen und pflanzlichen Altspeise- und Abfallfetten bereitgestellt. Bei den frischen Pflanzenölen dominiert ebenfalls das Rapsöl mit 6,4 Mio. t, gefolgt von Sojaöl (1,1 Mio. t) und Palmöl (0,2 Mio. t). Auch hier gab es Verschiebungen in der Rohstoffbasis im Laufe der vergangenen Jahre (Abbildung A-8). [USDA (2013), (2016), (2018), (2020), (2024a)]

Weltweit entfällt der größte Anteil der Rohstoffbasis mit 16,4 Mio. t (28 %) der insgesamt 57,9 Mio. t weiterhin auf Palmöl, gefolgt von Sojaöl mit 12,6 Mio. t (22 %), UCO mit 8,8 Mio. t (15 %) sowie Rapsöl mit 8,4 Mio. t (15 %), siehe auch Anhang 14 für die zeitliche Entwicklung der Ressourcenbasis. [IHS Markit (2024b), (2024d)]

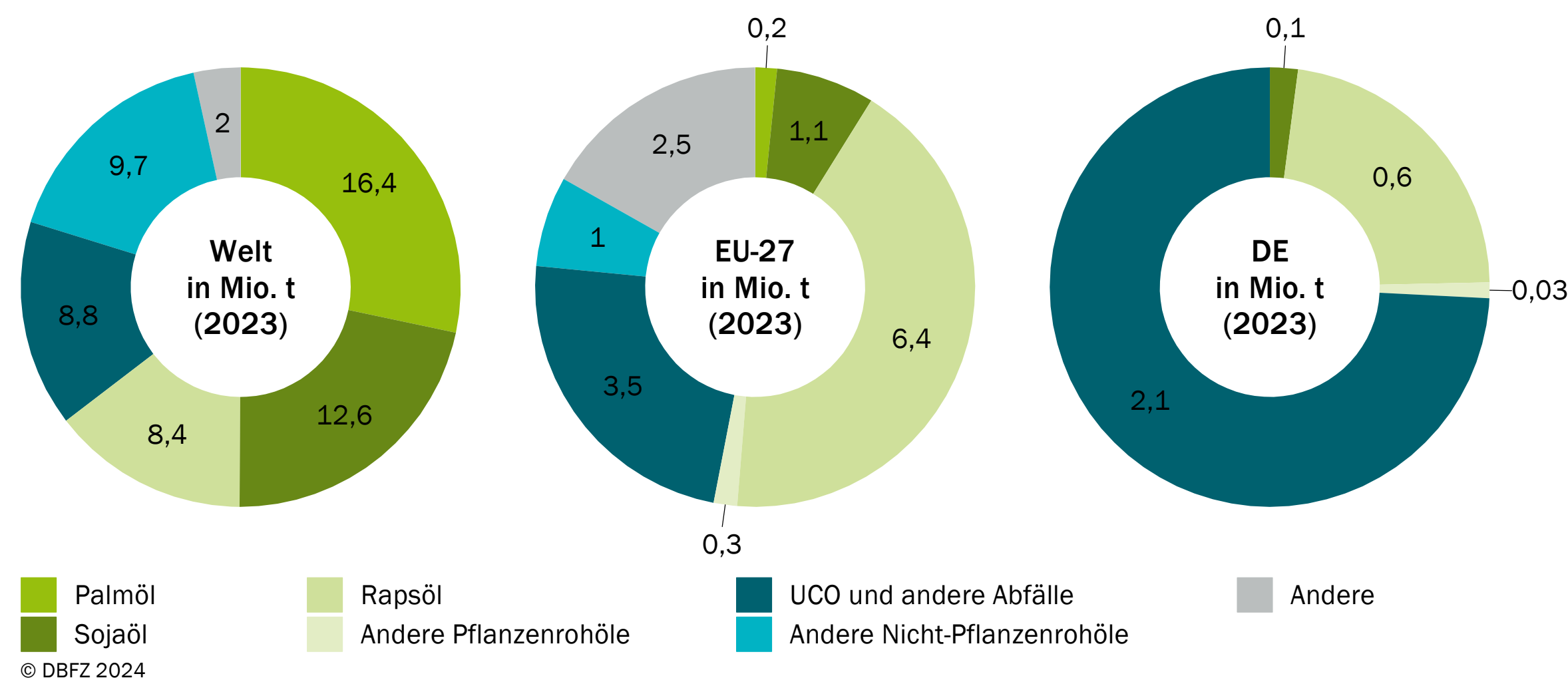


Abb. 5-4 Ressourcen zur Nutzung (Deutschland) und Produktion (Europa, weltweit) von FAME und HVO-Diesel im Jahr 2023; eigene Berechnung auf Datenbasis: [BLE (2024d); IHS Markit (2024d); USDA (2024a)]

Die Ressourcenbasis genutzter biogener Dieselsubstitute in Deutschland bzw. deren Produktion in Europa und weltweit ist für das Jahr 2023 in Abbildung 5-4 dargestellt.

Die **Ressourcenbasis für Bioethanol** als Ottokraftstoffsubstitut, besteht für in Deutschland im Jahr 2023 genutzte Mengen aus etwa 3,0 Mio. t Zuckerrohr, 0,3 Mio. t Zuckerrüben sowie 2,7 Mio. t Getreide und Mais [BLE (2024d)]. Zuckerrübe und Zuckerrohr haben mit bis zu 20 % der Frischmasse einen vergleichbaren Zuckergehalt, und ein entsprechend großer Anteil der Rohstoffe geht in jeweilige Nebenprodukte (siehe auch Abbildung 5-5). Getreide haben hingegen mit bis zu 70 % der Frischmasse einen relativ hohen Kohlenhydratanteil, welcher zu Ethanol umgesetzt werden kann. Die zeitliche Entwicklung der Ressourcenbasis von in Deutschland als Kraftstoff genutztem Bioethanol ist in Anhang 9 zu finden.

Die Ressourcenbasis für die Bioethanolproduktion in der EU im Jahr 2023 bestand zum größten Teil aus Mais (7,3 Mio. t), Weizen und sonstigem Getreide (insgesamt 5,4 Mio. t) sowie Zuckerrüben (3,1 Mio. t). Zellulosehaltige Biomasse spielt mit 160.000 t eine untergeordnete Rolle. Historisch war der Anteil der Zuckerrübe als Rohstoff für die Produktion von Ethanol als Kraftstoff von größerer Bedeutung und lag in den Jahren 2008 bis 2013 noch bei jeweils etwa 10 Mio. t. Der zeitliche Verlauf der Ressourcenbasis in der EU ist in Abbildung A-9 dargestellt. [USDA (2013), (2016), (2018), (2020), (2024a)]

Weltweit kamen für die Produktion von Bioethanol als Kraftstoff im Jahr 2023 insgesamt 333 Mio. t Zuckerrohr, 189 Mio. t Getreide (inkl. Mais), 34 Mio. t Melasse (Nebenprodukt der Zuckerproduktion), 4 Mio. t Zuckerrüben, 7 Mio. t Kassaiva sowie etwa 2 Mio. t vor allem stärkehaltige Abfall- und Reststoffe sowie Zuckerrohr-Bagasse zum Einsatz. Etwa 75 % des Getreides wurden allein in den USA verarbeitet. Bei der Zuckerrohrverarbeitung liegt der Schwerpunkt mit 93 % weiterhin in Brasilien [IHS Markit (2024b), (2024d)]. Weitere Daten zur Entwicklung im Zeitverlauf sind in Anhang 15 dargestellt.

Die Ressourcenbasis für die Produktion von Bioethanol in Deutschland, Europa und weltweit ist für das Jahr 2023 in Abbildung 5-5 dargestellt.

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 als Kraftstoff aus landwirtschaftlichen Haupt-

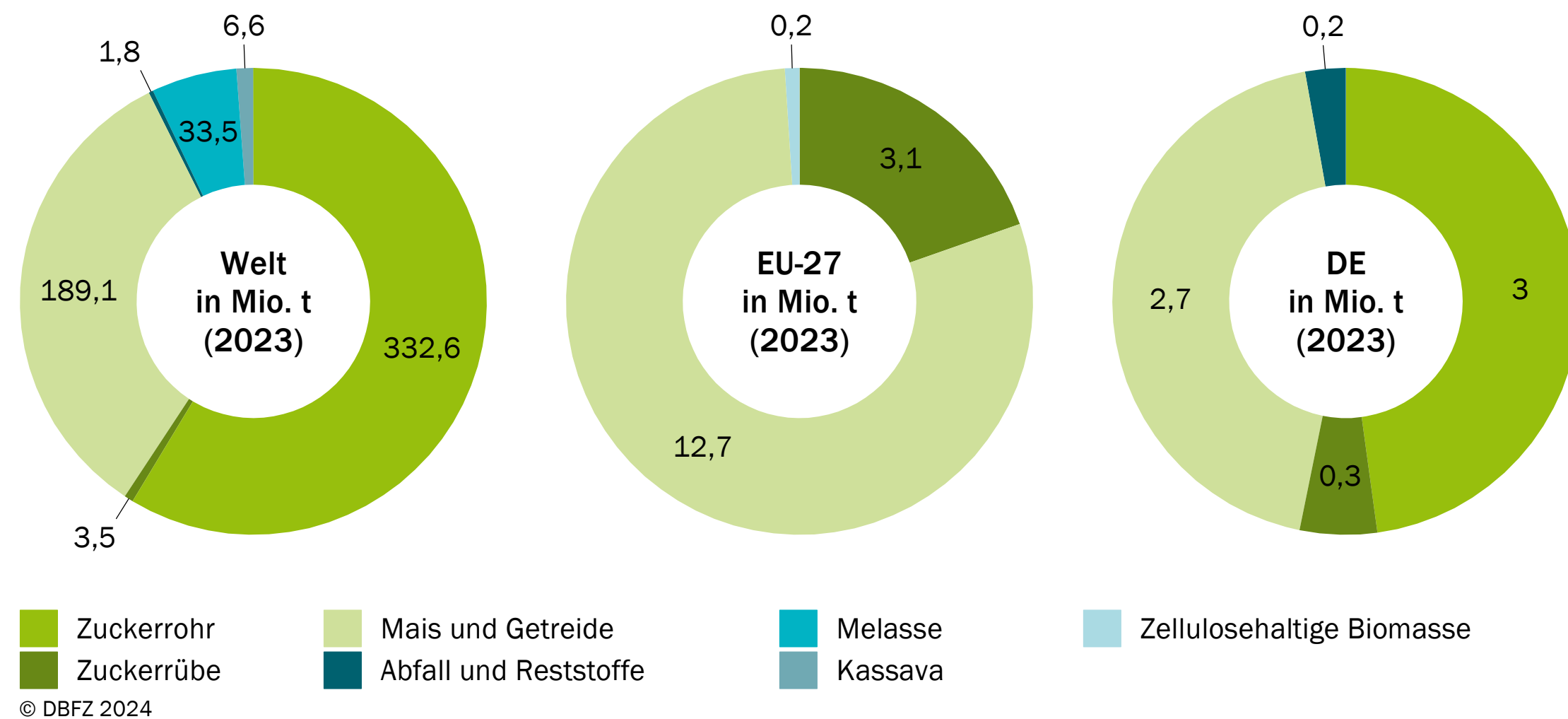


Abb. 5-5 Ressourcen zur Nutzung (Deutschland) und Produktion (Europa, weltweit) von Bioethanol im Jahr 2023; Datenbasis: [IHS Markit (2024d); USDA (2024a)], für Deutschland: eigene Berechnung auf Basis [BLE (2024d)]

produkten, v. a. Mais, war in den Jahren 2019 und 2020 mit 40 % bzw. 25 % noch vergleichsweise hoch, ist aber auf nur 2 % in 2022 gesunken. Aufgrund der stärkeren Begrenzung der auf die THG-Quote anrechenbaren Biokraftstoffe aus landwirtschaftlichen Hauptprodukten und der steigenden Mindestquote für fortschrittliche Biokraftstoffe hat sich die Biomethanmenge aus Abfällen und Reststoffen von 2020 bis 2023 mehr als verdreifacht [BLE (2021a), (2024b), (2024a)]. Die zeitliche Entwicklung der Ressourcenbasis von in Deutschland produziertem Biomethan ist in Anhang 10 zusammengefasst.

Biokraftstoffe aus fortschrittlichen und abfallbasierten Ressourcen

In den vergangenen Jahren hat sich der absolute und relative Anteil fortschrittlicher Biokraftstoffe (gemäß Anhang IX A der RED II) in **Deutschland** von 6,3 PJ in 2020 auf 28,2 PJ im Jahr 2022 bzw. 64,8 PJ im Jahr 2023 (46 %) deutlich erhöht [BLE (2021b), (2023), (2024b), (2024d)]. Den größten Anteil nahmen im Jahr 2022 noch POME bzw. PSO (Palmschlammöl) für Biodiesel und HVO (46 %), biogene Industrieabfälle für Biodiesel/HVO und Biomethan (26 %) sowie biogene Abfälle und Reststoffe aus

der Forstwirtschaft für Biodiesel/HVO (12 %, v. a. Tallöl) ein. Wie Abbildung 5-6 zeigt, ist demgegenüber im Jahr 2023 der Anteil biogener Industrieabfälle sehr stark angestiegen auf 41,8 PJ. Die Menge, die für die Produktion von FAME und HVO zum Einsatz kommt, hat sich verachtfacht. Insgesamt liegt im Jahr 2023 der Anteil an fortschrittlichen Biokraftstoffen in Form von Biomethan (inkl. LNG) bei 9,4 %, während Biodiesel 88,4 %, Bioethanol 1,5 % und Biomethanol rund 0,7 % einnehmen.

Abfallbasierte Biokraftstoffe (gemäß Anhang IX B der RED II) werden hingegen vor allem von Biodiesel und HVO aus gebrauchten Speiseölen dominiert. Im Jahr 2023 waren diese erstmals wieder rückläufig. Die Menge sank von 30,0 PJ im Jahr 2022 auf 15,5 PJ im Jahr 2023, was 11 % (21 % in 2022) aller eingesetzten Biokraftstoffe ausmacht. Sonstige Biokraftstoffe (nicht Teil A bzw. B) hatten im Jahr 2022 einen Anteil von 6,3 PJ, dieser sank auf 4 PJ in 2023. [BLE (2024a)]

In Tabelle A-5 sind die Nutzungen von fortschrittlichen und abfallbasierten Biokraftstoffen nach den jeweiligen Rest- und Abfallstoffen für die Jahre 2020 bis 2023 sowie die jeweiligen Biokraftstoffanteile für das Jahr 2023 aufgeschlüsselt.

Die Herkunft der Ressourcen für in Deutschland genutzte Biokraftstoffe hat sich im Laufe der Jahre zunehmend globalisiert. Ein Großteil (80 % in 2022, 86 % in 2023) der Rest- und Abfallstoffe für in Deutschland genutzte fortschrittliche und abfallbasierte Biokraftstoffe stammt aus dem Ausland. Es werden vor allem öl- und fetthaltige Abfälle und Reststoffe genutzt. Sie können einerseits in etablierte Prozesse und Produktionskapazitäten eingebunden werden und weisen andererseits zumeist niedrige THG-Vermeidungskosten und ein hohes Substitutionspotenzial im Markt auf.

Trotz des zwischenzeitlichen Ausschlusses von Biomasse mit hohem iLUC-Risiko (Palmöl) hat sich der Anteil außereuropäischer Biomasse insgesamt von vormals < 50 % auf nunmehr 52 % in den Jahren 2022 und 2023 erhöht. Wie auch Abbildung 5-7 zeigt, sind dabei insbesondere die aus Asien stammenden Mengen von Bedeutung. Sie machen mit 47,5 PJ rund 56 % (31,8 PJ bzw.

38 % aus China) der Abfall- und Reststoffe für in Deutschland genutzte Biokraftstoffe im Jahr 2023 aus (Rohstoffherkunft). Davon werden wiederum 37,3 PJ, also 44 % der fortschrittlichen und abfallbasierten Biokraftstoffe auch in Asien produziert, nahezu ausschließlich in China (Produktionsherkunft). Weitere Daten zur Rohstoff- und Produktionsherkunft von Biokraftstoffen sind in Anhang 7 zu finden.

Die Ressourcenbasis für Biokraftstoffe ist in der Europäischen Union etwas anders verteilt als in Deutschland. Wie in Abbildung 5-8 dargestellt, sind die beiden mengenmäßig wichtigsten Rohstoffe für fortschrittliche Biokraftstoffe allerdings auch hier biogene Industrieabfälle sowie POME. Insgesamt haben die fortschrittlichen Biokraftstoffe im Jahr 2022 einen Anteil von rund 16 %. Der Anteil von abfallbasierten Biokraftstoffen liegt bei 23 %, wie auch Abbildung 5-8 zeigt. Detailliertere Daten nach ausgewählten Mitgliedstaaten sind in Anhang 13 zu finden.

DE | Biokraftstoffe aus fortschrittlichen, abfallbasierten und sonstigen Ressourcen in PJ

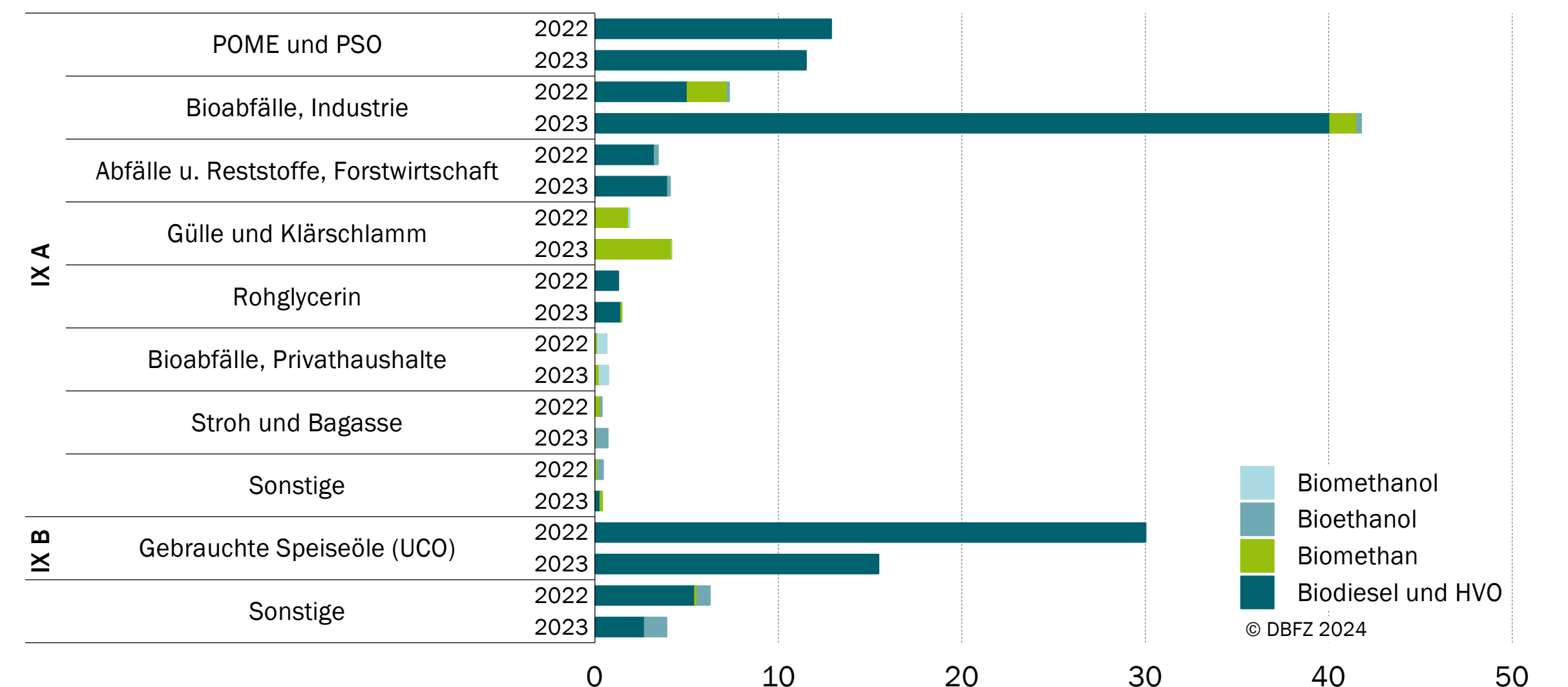


Abb. 5-6 Biokraftstoffe aus fortschrittlichen und abfallbasierten Ressourcen, genutzt als Kraftstoff in Deutschland in den Jahren 2022 und 2023 in PJ; eigene Darstellung auf Datenbasis [BLE (2024c), (2024a), (2024d)]

DE | Herkunft der Biomassen für in Deutschland genutzte Kraftstoffe in PJ

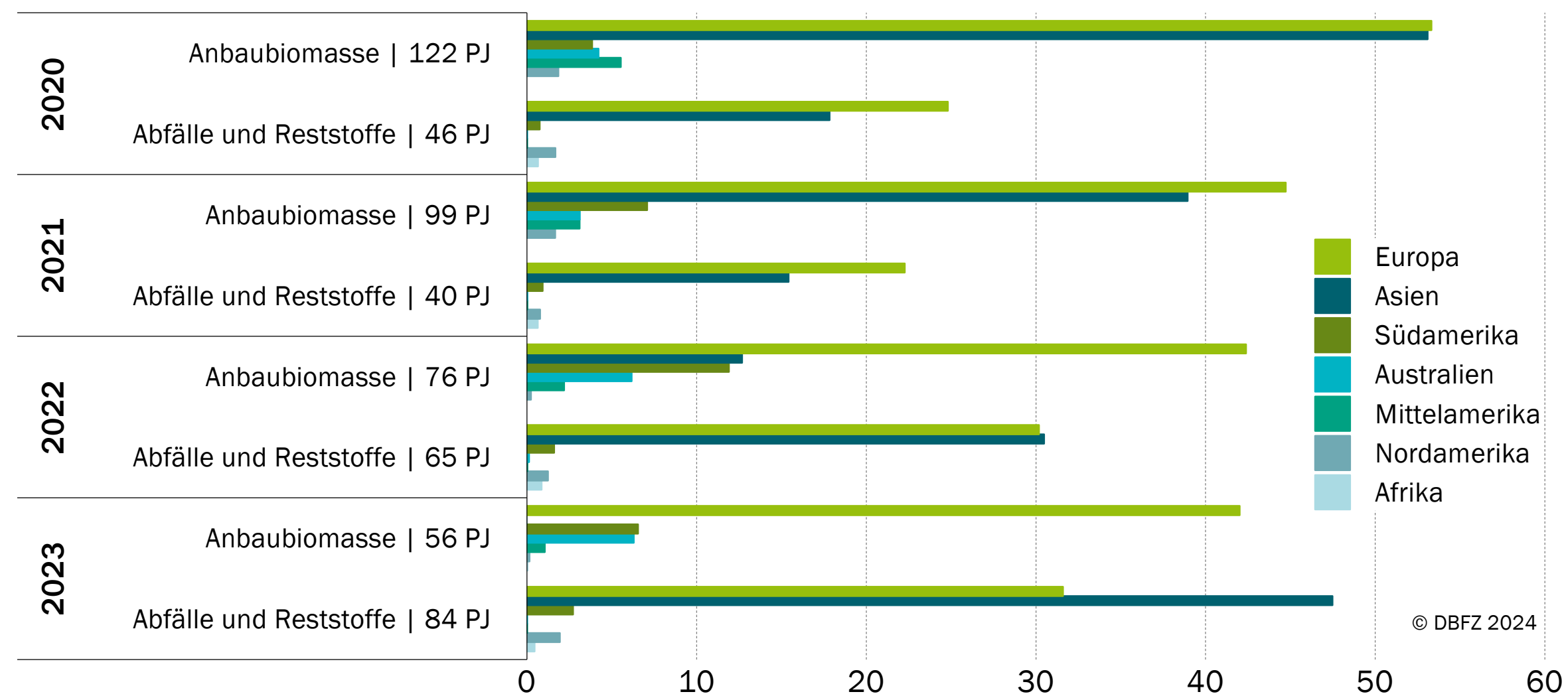


Abb. 5-7 Herkunft der Biomassen für in Deutschland genutzte Kraftstoffe in den Jahren 2020 bis 2023 in PJ; eigene Darstellung auf Datenbasis [BLE (2024c), (2024a), (2024d)]

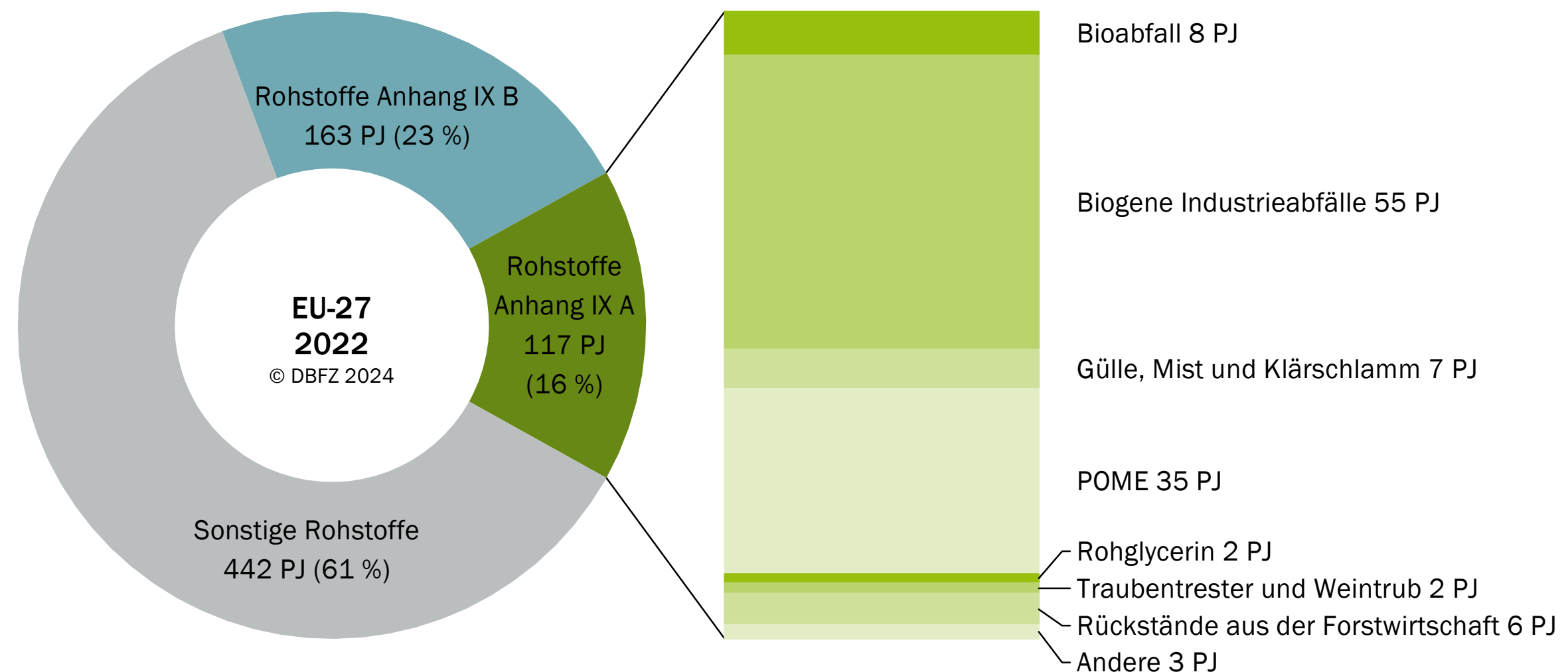


Abb. 5-8 Genutzte Biokraftstoffmengen nach ihrer Ressourcenbasis für die EU-27 im Jahr 2022; Datenbasis [Eurostat (2024h)]

Exkurs Fortschrittliche Biokraftstoffe – Betrugsrisiken und Lösungsansätze

Biokraftstoffe aus POME-Öl bzw. den ölhaltigen Abwasser-schlämmen (Palmschlammöl, PSO) haben auch ohne Doppelanrechnung (§ 37b (8) BImSchG) hohe Marktanteile im Rahmen der THG-Quote. Da die Inverkehrbringer die Reihenfolge der eingesetzten fortschrittlichen Biokraftstoffe selbst bestimmen können, werden fortschrittliche Biokraftstoffe aus POME-Öl primär zur Erfüllung der Unterquote genutzt, um eine möglichst weitgehende Doppelanrechnung der sonstigen fortschrittlichen Biokraftstoffe zu ermöglichen. Die Ausnahme von POME von der Doppelanrechnung greift daher nur bedingt. Zudem wird die eigentliche Begründung für die Doppelanrechnung im Rahmen der THG-Quote, den Hochlauf der Produktionsinfrastruktur in Deutschland zu unterstützen, damit bislang nur bedingt erreicht. Dies ist insbesondere deshalb problematisch, weil palmölbasierte Reststoffe ein mittleres bis hohes Betrugsrisiko aufweisen [Europäische Kommission (2022)] und die Hydrierung von POME-Öl keine fortschrittliche Technologie darstellt. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass relevante Anteile der fortschrittlichen Biokraftstoffe aus Industrieabfällen wiederum aus Reststoffen der Palmölproduktion und -verarbeitung stammen, insbesondere da 39,4 PJ bzw. 61 % der Rohstoffe für fortschrittliche Biokraftstoffe im Jahr 2023 aus den drei Ländern China, Indonesien und Malaysia stammen [BLE (2024d)].

Die Bundesregierung hat dem Bundestag gemäß BImSchG zum 31.03.2024 und danach alle zwei Jahre einen Evaluierungs- bzw. Erfahrungsbericht zur THG-Quote vorzulegen. Der erste Bericht dieser Art, vorgelegt am 29.08.2024, geht im Abschnitt zur Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien kurz auf Hinweise zu möglichen Betrugsfällen und die unmittelbar darauf erfolgten Maßnahmen der BLE ein. Ein Ermittlungsverfahren durch nationale Strafverfolgungsbehörden konnte nicht erfolgreich eingeleitet werden. Die Bundesregierung will sich jedoch auf EU-Ebene nachdrücklich für eine Verbesserung der Betrugsprävention bei der Biokraftstoffzertifizierung einsetzen. Ergänzend werden nationale Maßnahmen geprüft.

Auch auf europäischer Ebene werfen die hohen Mengen an POME-basierten Biokraftstoffen Fragen im Hinblick auf die global überhaupt verfügbaren Potenziale an POME-Öl auf [Eurostat (2024h); Rat der EU (2024b); Transport & Environment

(2024)]. Es besteht der Verdacht, dass die in der EU genutzten Mengen die globalen Potenziale übersteigen, was im Umkehrschluss bedeuten würde, dass andere palmölbasierte Mengen umdeklariert oder Produktionsprozesse entsprechend beeinflusst werden. Im Rahmen des Rates für Verkehr, Telekommunikation und Energie haben die Mitgliedstaaten Irland, Belgien, Deutschland und die Niederlande in diesem Zusammenhang eine Deckelung der anrechenbaren POME-Mengen vorgeschlagen [Rat der EU (2024b)]. Deutschland forderte im Rahmen der Anhörung sogar eine vollständige Streichung von POME aus dem Anhang IX A [Rat der EU (2024a)]. Inwieweit dies jedoch mit der Vorgabe des Artikels 28 (6) der RED II vereinbar ist, wonach eine Streichung von Rohstoffen aus dem Anhang nicht möglich ist, muss geprüft werden. Alternativ könnte POME-Öl möglicherweise in Teil B des Anhangs IX verschoben werden, da die Anforderung der Fortschrittlichkeit bei einer Hydrierung nicht erfüllt ist. Damit wäre POME-Öl zumindest in Teil B gedeckelt. Eine Überprüfung der global verfügbaren Potenziale sowie eine Verbesserung der Verifizierungsprozesse sind jedoch weiterhin erforderlich. Methanhaltige Anteile in POME-Abwässern könnten hingegen aufgrund des höheren technologischen Unterstützungsbedarfs (Anforderung gemäß (91) RED II) sowie der hohen Klimarelevanz möglicherweise in Teil A des Anhangs IX verbleiben.

Ein Statusbericht der Europäischen Kommission zu Technologieentwicklung, Trends, Wertschöpfungsketten und Märkten fortschrittlicher Biokraftstoffe [European Commission (2024a)] greift leider nicht das Thema Ressourcen und mögliche kritische Aspekte der aktuellen Rahmensetzung auf. Obwohl sich der Bericht explizit auf fortschrittliche Biokraftstoffe bezieht und sich diese Kategorie primär über die eingesetzten Ressourcen definiert, wird darauf kaum eingegangen. Deutlich detaillierter als bei den fortschrittlichen Biokraftstoffen wird der Status quo bei den konventionellen Biokraftstoffen aus Energiepflanzen dargestellt. Die fortschrittlichen (Anhang IX A) werden ebenso wie beispielsweise die auf Altspeiseöl basierenden (Anhang IX B) lediglich unter „sonstige“ subsumiert.

→ [weiterführende Informationen](#) 🌐

5.2.2 Erneuerbarer Strom zur Nutzung im Verkehr

In **Deutschland** lag der Verbrauch von direkt genutzter elektrischer Energie im Verkehrssektor bei 14,0 TWh im Jahr 2022 sowie bei 15,3 TWh im Jahr 2023 [BMDV (2024b)], wobei der erneuerbare Anteil bei 6,5 TWh (2022) bzw. bei 8,0 TWh (2023) lag [UBA (2024d)].

Der überwiegende Anteil der elektrischen Energie wird weiterhin im Schienenverkehr eingesetzt: 10,9 TWh [BMDV (2024b)]. Einen Großteil des Schienenverkehrs leistet das Unternehmen Deutsche Bahn (DB). Die DB wiederum weist direkt im Verkehr genutzte elektrische Energie in Höhe von 17,5 TWh für das Jahr 2022 sowie 16,3 TWh für das Jahr 2023 aus. Nicht berücksichtigt sind dabei Energiebedarfe für sonstige Betriebsleistung im Bereich Personenverkehr und Infrastruktur. Der Anteil erneuerbarer Energien am Strommix der DB umfasst 65 % bzw. 68 % (z. T. eigene Berechnungen auf Basis [Deutsche Bahn (2023b), (2023c)]) Ein erheblicher Anteil der Verkehrsleistung der DB und damit des Energieverbrauchs wird außerhalb Deutschlands umgesetzt. Der Eigenanteil der DB wiederum an der Betriebsleistung auf dem Schienennetz der DB ist weiter rückläufig und betrug im Jahr 2023 nur noch 60,8 %, im 1. Halbjahr 2024 noch 59,2 % [Deutsche Bahn (2024)]. Neben dem Schienenverkehr wird elektrische Energie auch u. a. bei kommunalen (Straßen-) Bahnen und schienenengebundenen Hafen- und Werksverkehren eingesetzt.

Im Jahr 2023 kamen 3.606 GWh elektrischer Strom im Straßenverkehr zur Anrechnung auf die THG-Quote. Dabei resultierten 2.527 GWh aus der Anrechnung von 1,12 Mio. batterieelektrischen Fahrzeugen in Verbindung mit den definierten Schätzwerten. Weitere 1.079 GWh wurden öffentlichen Ladepunkten entnommen [UBA (2024c)]. Die offizielle Statistik zur Quotenerfüllung weist jedoch nur 3.222 GWh aus [Zoll (2024)].

Bei der straßengebundenen Elektromobilität ist weiterhin eine deutliche Zunahme des Fahrzeugbestands zu verzeichnen: Zum 01.01.2024 waren in Summe 1,4 Mio. batterieelektrische Pkw (2,9 % des Gesamtbestands) sowie 0,9 Mio. Plug-in-Hybride (1,9 %) im Bestand. Auch bei anderen Fahrzeugklassen nahmen batterieelektrische Ausführungen kontinuierlich zu und lagen bei 3,1 % bei Bussen sowie 2,1 % bei Lastkraftwagen, jedoch bei lediglich 0,1 % bei Zugmaschinen. Neben privaten Lademöglichkeiten stehen den Nutzerinnen und Nutzern derzeit etwa 115 Tsd. Normalladepunkte sowie 31 Tsd. Schnellladepunkte zur Verfügung

(Stand 01.09.2024) [Bundesnetzagentur (2024)].

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.

Die steigende Nutzung von Strom als Energieträger im Straßenverkehr wird in Deutschland auch durch umfassende Fördermaßnahmen sowohl für Personenkraftwagen als auch für Nutzfahrzeuge unterstützt. Ziel ist es weiterhin, den Bestand von derzeit 1,4 Mio. vollelektrischen Pkw bis zum Jahr 2030 auf 15 Mio. zu steigern [Deutscher Bundestag (2024)]. Über alle Klassen umfasste der Bestand zum 01.01.2024 insgesamt etwa 1,6 Mio. Fahrzeuge [KBA (2024b)]. Gemäß Agora sind die Zielerreichung und der Automobilstandort Deutschland auf ein Maßnahmenbündel der Bundesregierung sowie auf chinesische Hersteller angewiesen. Mit dem aktuellen Kurs wird die Zielmarke um rund 6 Mio. Fahrzeuge verfehlt werden [Agora Verkehrswende (2024)].

Der gesamte elektrische Energieverbrauch in der **Europäischen Union** betrug im Bereich Transport im Jahr 2022 etwa 229 PJ (64 TWh), davon 37 PJ (10 TWh) im Straßenverkehr und 169 PJ (47 TWh) im Schienenverkehr. Diese basierten im Mix auf einem Anteil von 40,1 % aus erneuerbaren Quellen [Eurostat (2024h), (2024a)]. Während der elektrische Anteil am Endenergieverbrauch im Schienenverkehr bei 79 % lag, stieg der Anteil beim Straßenverkehr auf vergleichsweise niedrigem Niveau und erreichte im Jahr 2022 etwa 0,3 % (eigene Berechnungen auf Basis von [Eurostat (2024h), (2024a)]).

Weltweit wurden gemäß [IEA (2024d)] 117 EJ im Jahr 2022 im Verkehrssektor benötigt, wobei 1,623 EJ, also ein Anteil von 1,4 %, in Form von elektrischer Energie bereitgestellt wurde. Bei der Stromerzeugung lag der Anteil elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2022 weltweit im Durchschnitt bei 29,5 % [IEA (2024c)]. Der weltweit erzeugte Strom aus erneuerbaren Quellen wird in Tabelle A-7 dargestellt.

5.2.3 Entwicklungstrends

In **Deutschland** lag der Anteil der Biomasse an den erneuerbaren Energien im Verkehr (Biokraftstoffe) im Jahr 2023 bei 82 % bezogen auf den Energiegehalt [UBA (2024d)]. Damit ist der relative Anteil der Biokraftstoffe an den erneuerbaren Energien im Verkehr seit dem Jahr 2020 (88 %) rückläufig. Zukünftig könn-

te die eingesetzte Biokraftstoffmenge gemäß dem aktuellen Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) von 127 PJ im Jahr 2023 um rund 3 % auf 131 PJ im Jahr 2030 ansteigen [BMWK (2024a); UBA (2024d)]. Dabei ist jedoch zu beachten, dass ein Anstieg gemäß den gesetzlichen Vorgaben nur auf Basis fortschrittlicher Biokraftstoffe (aus Rest- und Abfallstoffen) erfolgen kann. Nach [Naumann (2022b)] könnte der Bedarf allein für fortschrittliche Biokraftstoffe in Abhängigkeit von der Entwicklung anderer Erfüllungsoptionen (insbesondere E-Mobilität) und des Endenergiebedarfs des Verkehrs im Jahr 2030 bei mindestens 100 PJ liegen. Langfristig könnte der Bedarf für Biokraftstoffe gemäß NECP auf etwa 38 PJ im Jahr 2045 sinken. Darüber hinaus werden laut NECP im Verkehr bis 2030 nur sehr geringe Mengen und bis 2045 keine gasförmigen Biokraftstoffe im Verkehr eingesetzt [BMWK (2024a)]. Der gasförmige Anteil der fortschrittlichen Biokraftstoffe (Biomethan in Form von CNG und LNG) lag dagegen im Jahr 2023 bei rund 9,4 % bzw. 6,1 PJ [BLE (2024a), (2024d)].

Der NECP macht Angaben zur Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energieträger am Verbrauch im Verkehrssektor für die Jahre 2024-2050. Es werden insgesamt vier Szenarien-Tabellen (Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS), Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS); Annahme ausschließlich grüner bzw. nicht-erneuerbarer Wasserstoffimporte) mit entsprechenden Verläufen angegeben. Als Bandbreite über alle Szenarien hinweg liegen dort die Anteile von grünem Wasserstoff und E-Fuels im Jahr 2030 bei 0,3 bis 1,4 % [BMWK (2024a)]. Darüber hinaus wird angegeben, dass „bis 2030 etwa ein Drittel der Fahrleistung im schweren Straßengüterverkehr elektrisch oder auf Basis CO₂-freier bzw. CO₂-neutraler Kraftstoffe“ basieren könnte. Abbildung 5-9 zeigt beispielhaft die Anteile erneuerbarer Energieträger am Verbrauch im Verkehrssektor für die Jahre 2024 bis 2050, unter der Annahme, dass die Importe von Wasserstoff und seinen Derivaten über den gesamten Zeitraum aus erneuerbaren Quellen stammen. Hinsichtlich der Mobilisierung nationaler Bioenergiepotenziale aus Rest- und Abfallrohstoffen für die Nutzung gasförmiger Biomassebrennstoffe liegen die projizierten Verbräuche deutlich unter den Angaben anderer Studien [dena (2024b); Thrän (2022)]. Dies betrifft im Verkehrskontext vor allem den möglichen Bedarf an Bio-LNG für beispielsweise den Schwerlastverkehr sowie die maritime Schifffahrt. Während der NECP hierzu keine Angaben macht, beziffert das EU Impact Assessment zur FuelEU Maritime den Anteil von Bio-LNG an den Kraftstoffen in der europäischen maritimen Schifffahrt je nach

Szenario auf 14 bis 17 % im Jahr 2050 [Europäische Kommission (2021b)]. Inwieweit mögliche Bio-LNG-Mengen im NECP unter flüssigen Biomassebrennstoffen bilanziert werden, bleibt unklar. Die Verbräuche von gasförmigen Biomassebrennstoffen sind fast identisch mit dem projizierten Biogasaufkommen aus Anbaubiomasse, tierischen Exkrementen, Rest- und Abfallstoffen sowie Importen, wobei daher wohl weder Potenziale noch Importe für Bio-LNG vorgesehen sind. Neben dem Verkehrssektor könnte auch der Bedarf an Biomasse bzw. Biomethan für den Wärmesektor im Rahmen des NECP im Vergleich zu anderen Studien unterschätzt sein, insbesondere in der Langfristperspektive [dena (2024b)]. Insgesamt könnten Biokraftstoffe gemäß NECP in allen Szenarien im Jahr 2030 nur noch einen Anteil von 33 bis 36 % an den erneuerbaren Energien im Verkehr ausmachen [BMWK (2024a)], was im Vergleich zu den derzeitigen Anteilen von Biokraftstoffen als ambitioniert angesehen werden kann.

DE | Anteil am Endenergiebedarf im Verkehr

Hinweis: ohne grenzüberschreitenden Verkehr

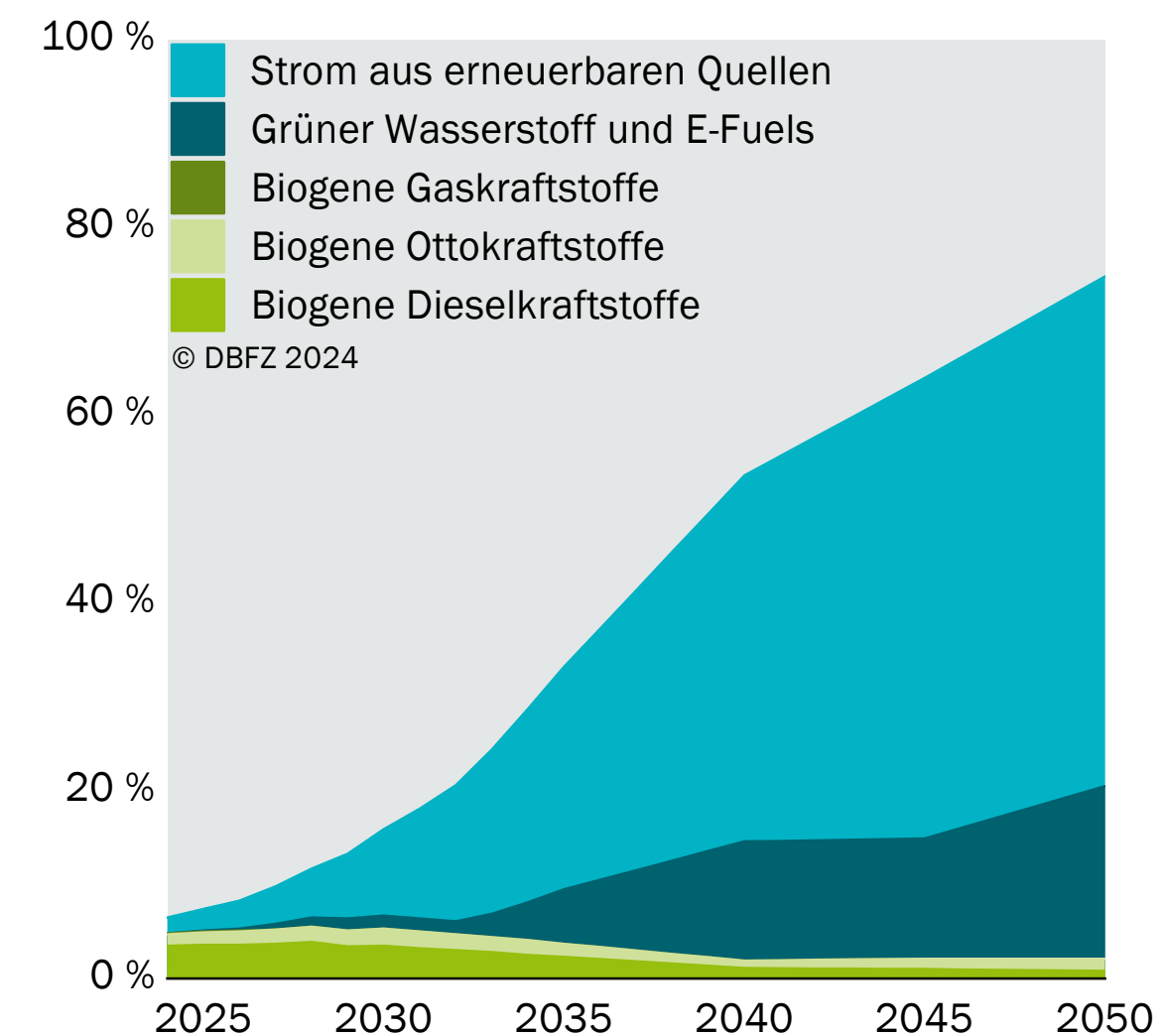


Abb. 5-9 Anteile erneuerbarer Energieträger am Verbrauch im Verkehrssektor für die Jahre 2024 bis 2050; Annahme: ausschließlich grüne Wasserstoffimporte, MMS-Szenario, Datenbasis: [BMWK (2024a)]

In der **Europäischen Union** könnte der Bioenergiebedarf gemäß den Projektionen des Impact Assessments der revidierten RED II von ungefähr 150 Mtoe (6.300 PJ) im Jahr 2015 auf 160 bis 230 Mtoe (6.700-9.630 PJ, je nach Szenario) im Jahr 2050 ansteigen. Im Jahr 2030 könnten Biokraftstoffe rund 60 % der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor der EU ausmachen [Europäische Kommission (2021c)].

Wenngleich das Impact Assessment der revidierten RED II einen steigenden Bioenergiebedarf prognostiziert, wird kein rohstoffspezifischer Bedarf ausgewiesen. Hier wäre mehr Transparenz wünschenswert. Anders stellt sich die Offenlegung der rohstoffspezifischen Bedarfe im Rahmen der Impact Assessments von FuelEU Maritime und ReFuelEU Aviation dar, Tabelle 5-1 [Europäische Kommission (2021a), (2021b)]. Im Schiffsverkehr könnte demnach ein hoher Bedarf an Kraftstoffen aus ein- bzw. mehrjährigen Kulturpflanzen, Holz-Reststoffen sowie agrarischen Reststoffen bestehen. Im Flugverkehr werden dagegen große Mengen Kraftstoffe auf Basis fester Biomasse vorgesehen. Dabei handelt es sich um in Anhang IX A aufgeführte Einsatzstoffe, darunter land- und forstwirtschaftliche Rückstände, Holzabfälle sowie ein- und mehrjährige Energiepflanzen.

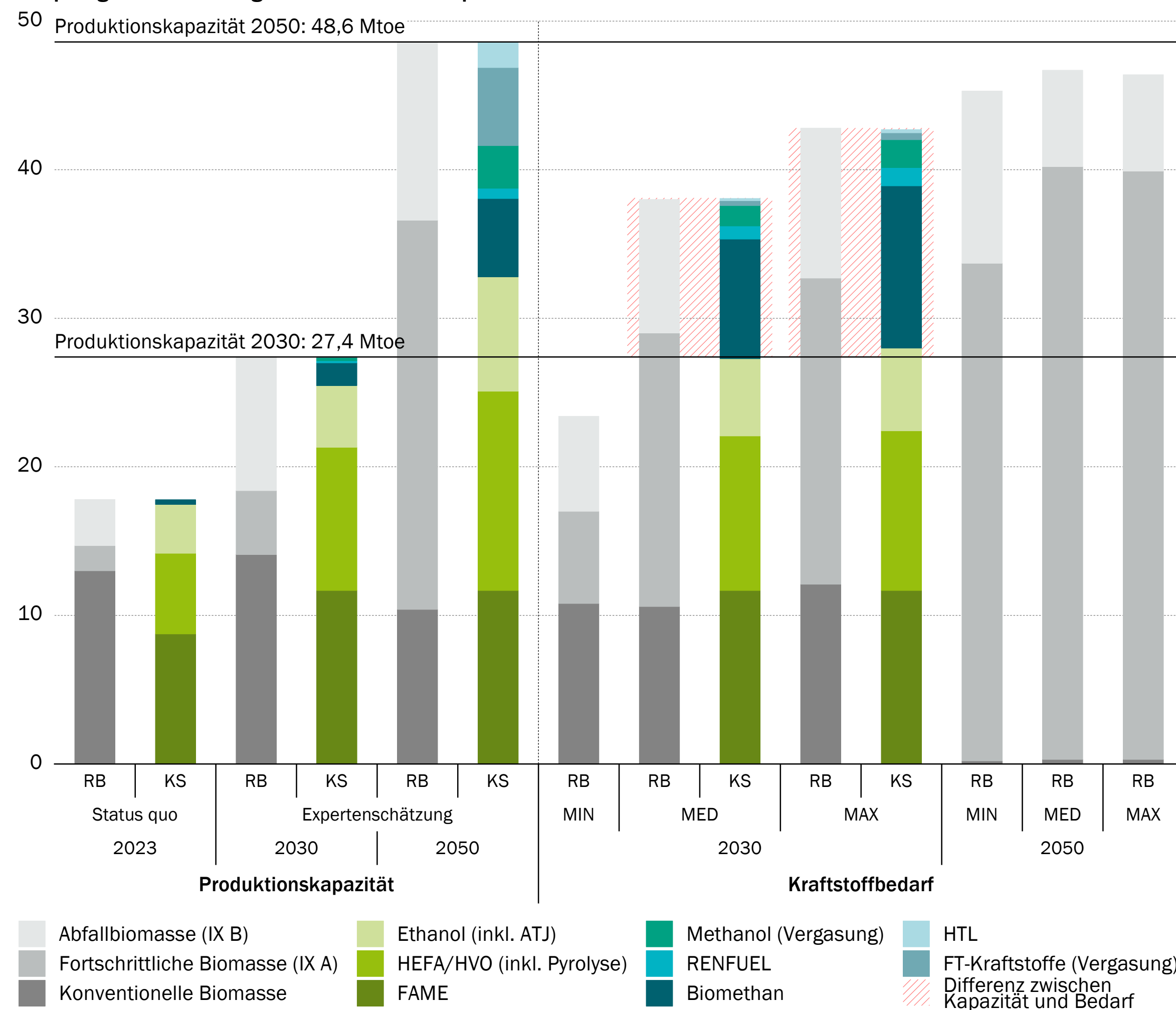
Um die Faktoren zu analysieren, die zur Entwicklung einer fortschrittlichen und nachhaltigen Biokraftstoffproduktion innerhalb des europäischen politischen und rechtlichen Rahmens beitragen, hat eine wissenschaftliche EU-Studie Szenarien möglicher zukünftiger Produktionskapazitäten dem potenziellen Bedarf an Biokraftstoffen gegenübergestellt. Die Studie wurde in Zusammenarbeit von EXERGIA, E3Modelling, Wageningen University & Research, BEST, BTG und POLITICO erstellt. Wie Abbildung 5-10 zeigt, kann die erwartbare Gesamtproduktionskapazität im Jahr 2030 nur eines der drei Bedarfsszenarien decken. Aus dieser Lücke ergibt sich ein entsprechender Importbedarf, wobei der Trend zu steigenden Importmengen (vor allem aus asiatischen Ländern) bereits heute Realität ist. Der Bericht weist darauf hin, dass ein Importanteil von einem Drittel im Jahr 2030 die Wettbewerbsfähigkeit der EU beeinträchtigen würde. In Deutschland liegt der Importanteil von Biokraftstoffen aus Rohstoffen gemäß den Anhängen IX A und B im Jahr 2023 bereits bei 75 % (Produktionsherkunft), wobei sogar ein Anteil von 86 % der entsprechenden Rohstoffe ihren Ursprung (Rohstoffherkunft) nicht in Deutschland haben. Um starke Importabhängigkeiten zu vermeiden, sollten aus Sicht der Autoren alternativ stärkere Anreize zum Aufbau einer Produktionsinfrastruktur innerhalb der EU gesetzt werden. [Europäische Kommission (2024)]

Tab. 5-1 Zukünftige Rohstoffbedarfe für Biokraftstoffe in der EU gemäß Impact Assessments der FuelEU Maritime und ReFuelEU Aviation (in Millionen Tonnen); UCO: Rohstoff gemäß Anhang IX B, alle sonstigen gemäß Anhang IX A der RED II, Datenbasis: [Europäische Kommission (2021a), (2021b)]

	2030				2050			
	Luftverkehr		Maritime Schifffahrt		Luftverkehr		Maritime Schifffahrt	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
Fortschrittliche Biomassen (Annex IX A)								
Energiepflanzen, mehrjährig ^a	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3 ^a	35,4 ^a	6,3	7,7
Energiepflanzen, einjährig			0,3	0,3			33,6	40,8
Forstwirtschaftliche Produkte			3,1	3,2			14,4	18,4
Forstwirtschaftliche Reststoffe	0,5	0,0	1,4	1,5	1,7	5,0	11,7	14,7
Abfallholz			1,8	1,8			6,7	8,0
Landwirtschaftliche Reststoffe	0,0	5,5	1,5	1,5	5,4	22,0	15,4	18,6
Gülle			1,2	1,2			2,8	3,3
Abfallbiomassen (Annex IX B)								
Altspeiseöl (UCO)	0,7	1,1	0,8	0,8	1,7	2,8	1,4	1,8

^a zum Beispiel Miscanthus, Weide, Pappel

EU | Gegenüberstellung von Produktionskapazitäten und Kraftstoffbedarf in Mtoe



© DBFZ 2024

Abb. 5-10 Gegenüberstellung von Produktionskapazitäten, Ressourcenbasis und Bedarfsmengen (Szenarien) für Biokraftstoffe in der EU in den Jahren 2023, 2030 und 2050; Hinweise: MIN: niedrigster Bedarf berücksichtigt RepowerEU Politik, MED: mittlerer Bedarf berücksichtigt revidierte RED II, MAX: hoher Bedarf berücksichtigt Fit for 55, gleichmäßige sektorale Aufteilung (ESR) und erhöhtes Straßenverkehrsaufkommen | RB: Ressourcenbasis, KS: Kraftstoffarten; eigene Darstellung auf Basis [Europäische Kommission (2024)]

5.3 Ressourcenpotenziale

5.3.1 Potenzialdefinitionen

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 alle sonstigen biogenen Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle. Die Quantifizierung des Gesamtpotenzials und die für eine etwaige Nutzbarkeit reduzierenden Faktoren (z. B. regulatorische und nachhaltigkeitsbezogene Anforderungen) 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 Folgeprodukten unterliegt entlang dieser Kaskade (Abbildung 5-1) 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 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 5-11):

- 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 **Bioenergiepotenzial** umfasst das technische Biomassepotenzial, welches nicht stofflich genutzt wird und somit theoretisch der energetischen Nutzung zur Verfügung steht. Bestehende energetische Nutzungen sind Bestandteil des Bioenergiepotenzials.
- Das **nachhaltige Umsetzungspotenzial** integriert ökologische, wirtschaftliche und soziale Nachhaltigkeitskriterien.

Gemäß [Hoefnagels (2017)] werden im Allgemeinen ökologische Einschränkungen 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)]. Abweichend dazu sind gewisse ökologische Nachhaltigkeitsanforderungen (z. B. Humusbilanz bei Stroh) im technischen Biomassepotenzial gemäß DBFZ-Ressourcendatenbank (DE-Biomassemonitor) teilweise abgebildet [Brosowski (2021); Krause (2020)].

5.3.2 Potenzial biogener Ressourcen

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 (DE-Biomassemonitor) sind Daten zu 77 biogenen Reststoffen, Abfällen und Nebenprodukten aufgelistet (für Deutschland, Bezugsjahre 2010-2020). Diese Ressourcen können in verschiedene Potenzialebenen differenziert werden: So wird zunächst das theoretische Potenzial ermittelt, 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, und Biomasse, die mobilisiert werden könnte. Schlussendlich können die Daten, welche sowohl methodisch als auch bezüglich der zeitlichen Entwicklung kontinuierlich weiterentwickelt werden, hinsichtlich ihrer Relevanz für den Verkehrssektor kontextualisiert werden. Land- und forstwirtschaftliche Reststoffe stellen dabei mengenmäßig den deutlich größten Anteil dar. Neben der Erschließung bisher ungenutzter Mengen ist auch eine erweiterte stoffliche oder energetische Nutzungskaskade denkbar, beispielsweise in Form einer anaeroben Vergärung biogener Abfälle, bevor diese einer Kompostierung zugeführt werden.

Das Potenzial nachhaltiger Biomasse umfasst grundsätzlich große Bandbreiten, die sich vor allem aus der betrachteten Potenzialebene (Abschnitt 5.3.1), dem Umfang der betrachteten Einzelbiomassen, der Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen und Nachhaltigkeitsanforderungen, dem geografischen Bezug, der Datengrundlage sowie dem Zeithorizont und eventuell damit verbundenen Annahmen (Szenarien) ergeben. Während beispielsweise das mobilisierbare Potenzial für Deutschland im Jahr 2020 gemäß DBFZ-Ressourcendatenbank (DBFZ-ResDB)¹⁴ etwa 200 PJ (MIN) bis 708 PJ (MAX) umfasst, liegt das technische Potenzial gemäß Concawe [Imperial College London (2021)] im Jahr 2050 bei 2.215 PJ (MIN) bis 2.645 PJ (MAX). Auch bei den hier betrachteten Rest- und Abfallstoffen ist es von zunehmender Bedeutung, die perspektivischen Bedarfe aller potenziellen Nutzungssektoren im Blick zu behalten. Prozessketten bzw. Produkte, die zwingend auf öl- und fetthaltige Ressourcen zurückgreifen müssen, steht gemäß Studienlage derzeit nur ein sehr begrenztes Potenzial entsprechender Rest- und Abfallstoffe zur Verfügung. Aktuelle Entwicklungen im Rahmen der THG-Quote zeigen allerdings auch, dass den bestehenden Potenzialstudien Grenzen gesetzt sind hinsichtlich der Detailtiefe ausgewählter Biomassekategorien (beispielsweise industrielle Abfälle) und möglichst umfassender Betrachtung aller relevanten Stoffströme. Hier zeigt sich die dringende Notwendigkeit adäquater Prozessentwicklung bzw. -anpassung. Die Ergebnisse ausgewählter Potenzialstudien in Form der mittleren Szenarien und Bandbreiten sind in Abbildung 5-12 für Deutschland vergleichend gegenübergestellt. Es handelt sich hierbei um Potenziale bezogen auf energiespezifische Einheiten (in Form von Heizwerten), je nach Umwandlungstechnologie und entsprechender Umwandlungseffizienz fallen mögliche Bioenergieprodukt-Potenziale niedriger aus (Abschnitt 5.4.1). Mobilisierbare Potenziale werden vor allem bei landwirtschaftlichen Reststoffen (z. B. Stroh und tierische Exkrememente) sowie bei Siedlungsabfällen gesehen. Forstwirtschaftliche Reststoffe wie Waldrestholz weisen zwar in Theorie auch noch relevante mobilisierbare Potenziale auf, jedoch bestehen hier zunehmend Zielkonflikte bezogen auf

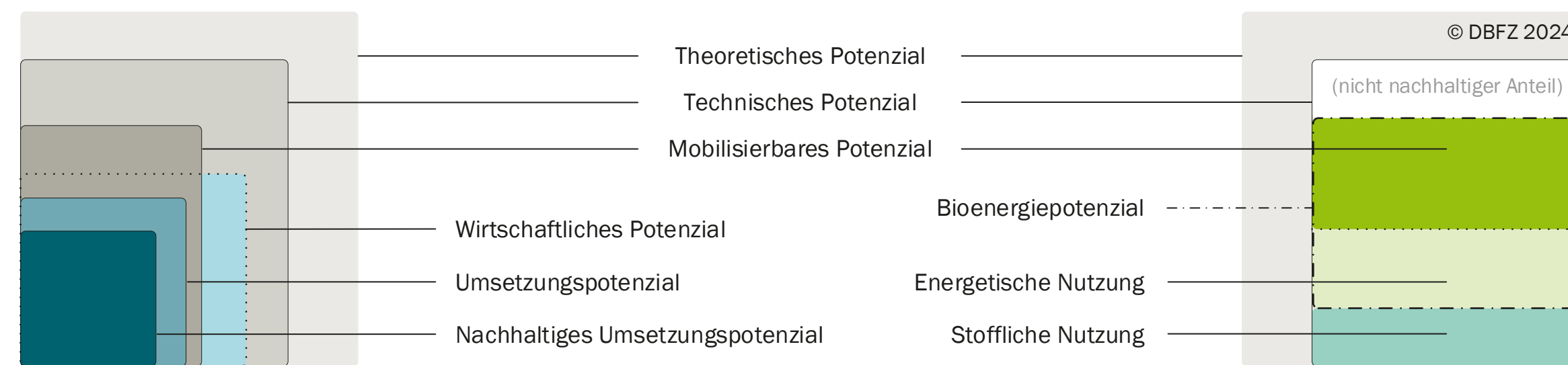


Abb. 5-11 Hierarchie und Überschneidungen der unterschiedlichen Kategorien von Ressourcenpotenzialen im Allgemeinen (links) und spezifisch für Biomasse (rechts); geänderte Darstellung auf Basis von [Brosowski (2021); Hoefnagels (2017)]

→ [weiterführende Informationen](#)

¹⁴ Die Daten der DBFZ-Ressourcendatenbank (DBFZ-ResDB) beziehen sich ursprünglich auf das Jahr 2015 (Brosowski et al. 2019), aus Gründen der Vergleichbarkeit wurden sie hier jedoch dem Jahr 2020 zugeordnet. Die am Anfang des Abschnitts 5.3.1 zitierten Daten gemäß DE-Biomassemonitor stellen bereits neuere Daten dar, welche zum Zeitpunkt der zitierten Quelle noch nicht verfügbar waren.

DE | Biomassepotenziale in PJ

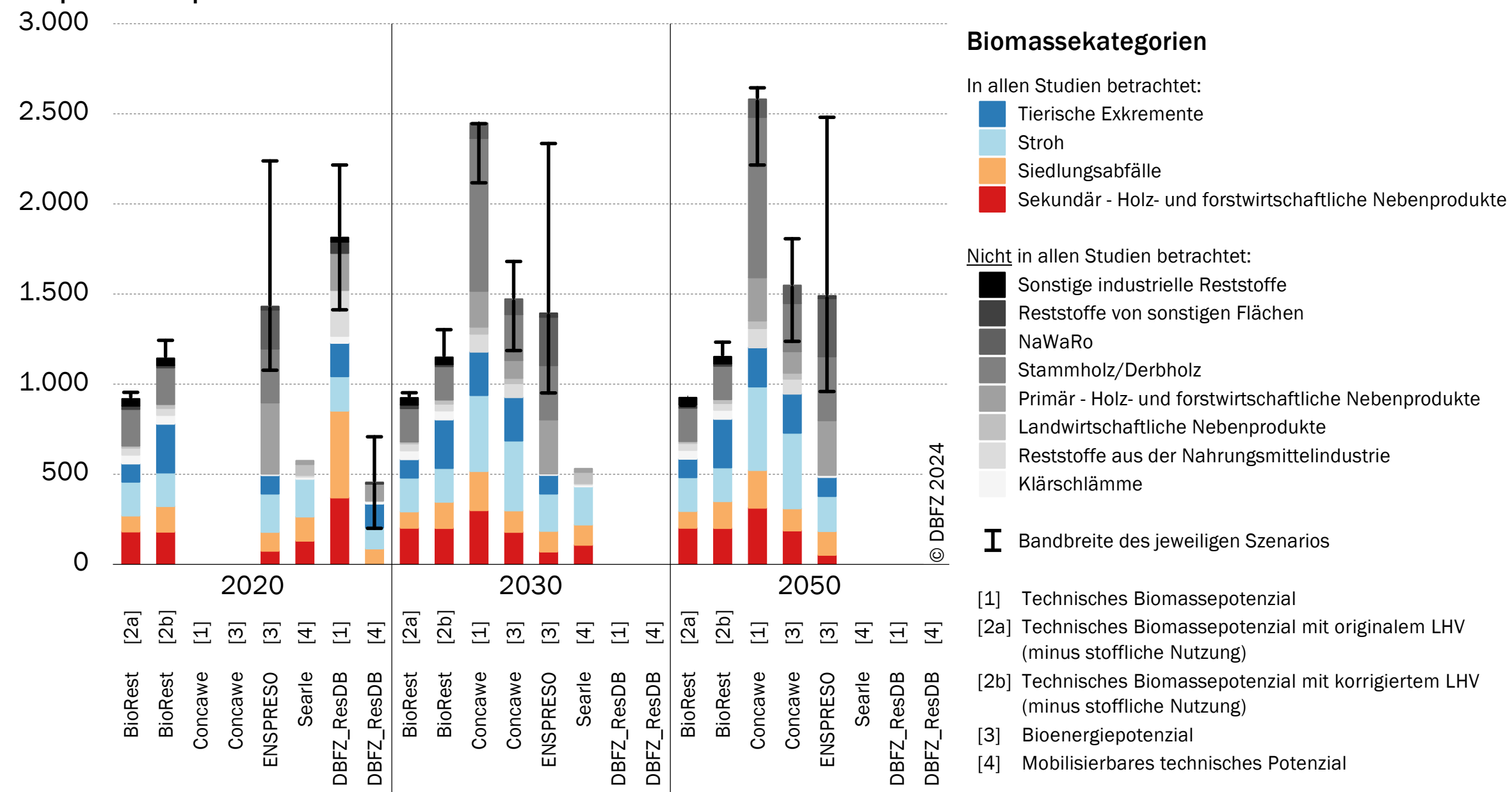


Abb. 5-12 Vergleich von Biomassepotenzialen für Deutschland anhand unterschiedlicher Studien; Hinweis: Die Daten der DBFZ-Ressourcendatenbank (DBFZ-ResDB) beziehen sich ursprünglich auf das Jahr 2015 [Brosowski (2019)], aus Gründen der Vergleichbarkeit wurden sie hier jedoch dem Jahr 2020 zugeordnet. Die am Anfang des Abschnitts 5.3.1 zitierten Daten gemäß DE-Biomassemonitor stellen bereits neuere Daten dar, welche zum Zeitpunkt der zitierten Quelle noch nicht verfügbar waren. Darstellung auf Basis [Naumann (2024a)]

regulatorische (Kaskadenprinzip gemäß revidierter RED II) so wie nachhaltigkeitsrelevanter Anforderungen wie dem Biodiversitätsschutz oder der Senkenziele (LULUCF-Sektor). Ein Großteil der Potenziale, wie zum Beispiel industrielle Reststoffe, ist bereits in Nutzung. Bereits in Nutzung befindliche Biomasseemengen könnten perspektivisch allerdings auch in andere Nutzungsformen umgelenkt werden.

→ [weiterführende Informationen](#)

Die Anbaufläche für **Energiepflanzen** ist in Deutschland tendenziell rückläufig (Tabelle 5-2). Den weitaus größten Anteil nimmt der Anbau von Pflanzen für Biogasanlagen ein, im Jahr 2023 etwa 62 % der 2,2 Mio. ha. Auf 231.000 ha werden Pflanzen für Bioethanol und auf 583.000 ha solche für Pflanzenöle und Bio-

diesel angebaut. Beide Flächen sind in den letzten Jahren tendenziell rückläufig. Die insgesamt 814.000 ha entsprechen etwa 4,9 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche in Deutschland [FNR (2024)]. In diesen Flächenangaben nicht enthalten sind Biokraftstoffmengen, die auf Basis importierter Biomasse in Deutschland produziert oder genutzt werden.

Für die Produktion von Biokraftstoffen eignen sich vor allem Ölsaaten (Soja, Raps) und Ölfrüchte (Palm) sowie zucker- (Zuckerrohr, Zuckerrübe) und stärkehaltige Pflanzen (Mais, Getreide). In den vergangenen Jahrzehnten wurden die weltweiten Anbauflächen fast aller dieser Kulturen deutlich ausgeweitet, wobei auch die spezifischen Flächenerträge leicht angestiegen sind. Für weitere Details siehe Anhang 16.

Tab. 5-2 Anbaufläche für Bioenergiepflanzen in Deutschland von 2015 bis 2023 in 1.000 ha; Datenbasis: ab 2015 [BMEL (2021)], ab 2017 [FNR (2024)]

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Raps für Biodiesel/Pflanzenöl	805	720	591	589	513	471	601	541	583
Pflanzen für Bioethanol	238	259	248	270	214	188	216	230	231
Kraftstoffpflanzen insgesamt	10.043	979	839	859	727	659	817	771	814
Pflanzen für Biogas	1.340	1.394	1.440	1.580	1.630	1.680	1.340	1.520	1.370
Pflanzen für Festbrennstoffe	11	11	11	11	11	11	11	11	12
Energiepflanzen insgesamt	2.390	2.380	2.290	2.450	2.370	2.350	2.170	2.300	2.200
Landwirtschaftlich genutzte Fläche insgesamt	16.731	16.659	16.687	16.645	16.666	16.595	16.592	16.595	16.586

Auch für die **Biomassepotenziale der EU** ergeben sich aus den oben bereits genannten Gründen erhebliche Bandbreiten. Während beispielsweise im Jahr 2050 das Bioenergiepotenzial nach ENSPRESO [Ruiz (2019)] zwischen 7.335 PJ (MIN) bis 19.788 PJ (MAX) liegt, reicht das technische Potenzial nach Concawe [Imperial College London (2021)] von 19.685 PJ (MIN) bis 24.940 PJ

(MAX). Die Ergebnisse ausgewählter Potenzialstudien sind in Abbildung 5-13 wiederum in Form von mittleren Szenarien und Bandbreiten gegenübergestellt. Die Studien berücksichtigen teilweise neben den nationalen Potenzialen auch Annahmen zu Importen. Die Bandbreiten der Biomassepotenziale spiegeln zahlreiche Annahmen zu beispielsweise Mobilisierungsraten,

EU-28 | Biomassepotenziale in PJ

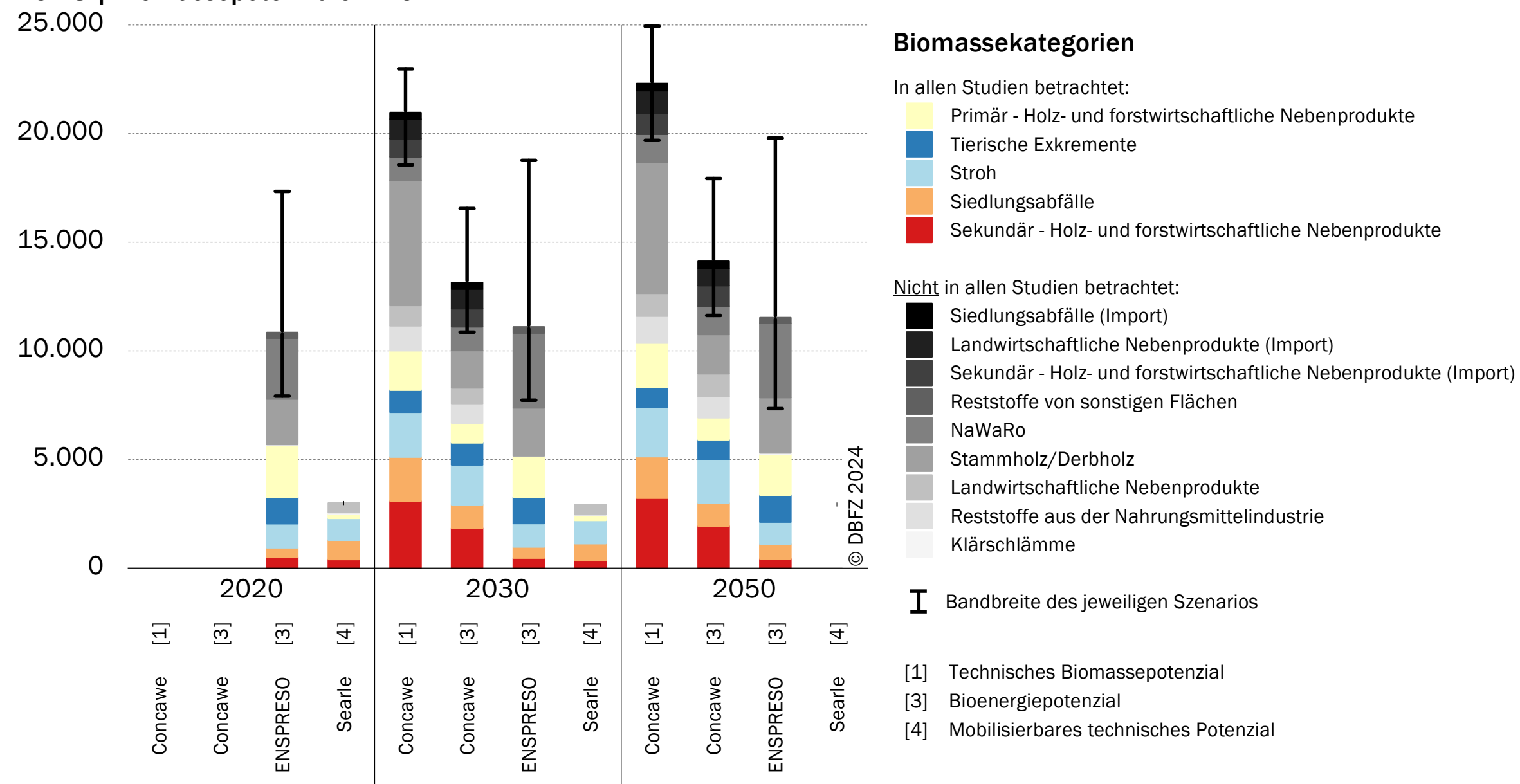


Abb. 5-13 Vergleich von Biomassepotenzialen für die EU anhand unterschiedlicher Studien, Darstellung auf Basis [Naumann (2024a)]

Welt | Biomassepotenzial in EJ/a

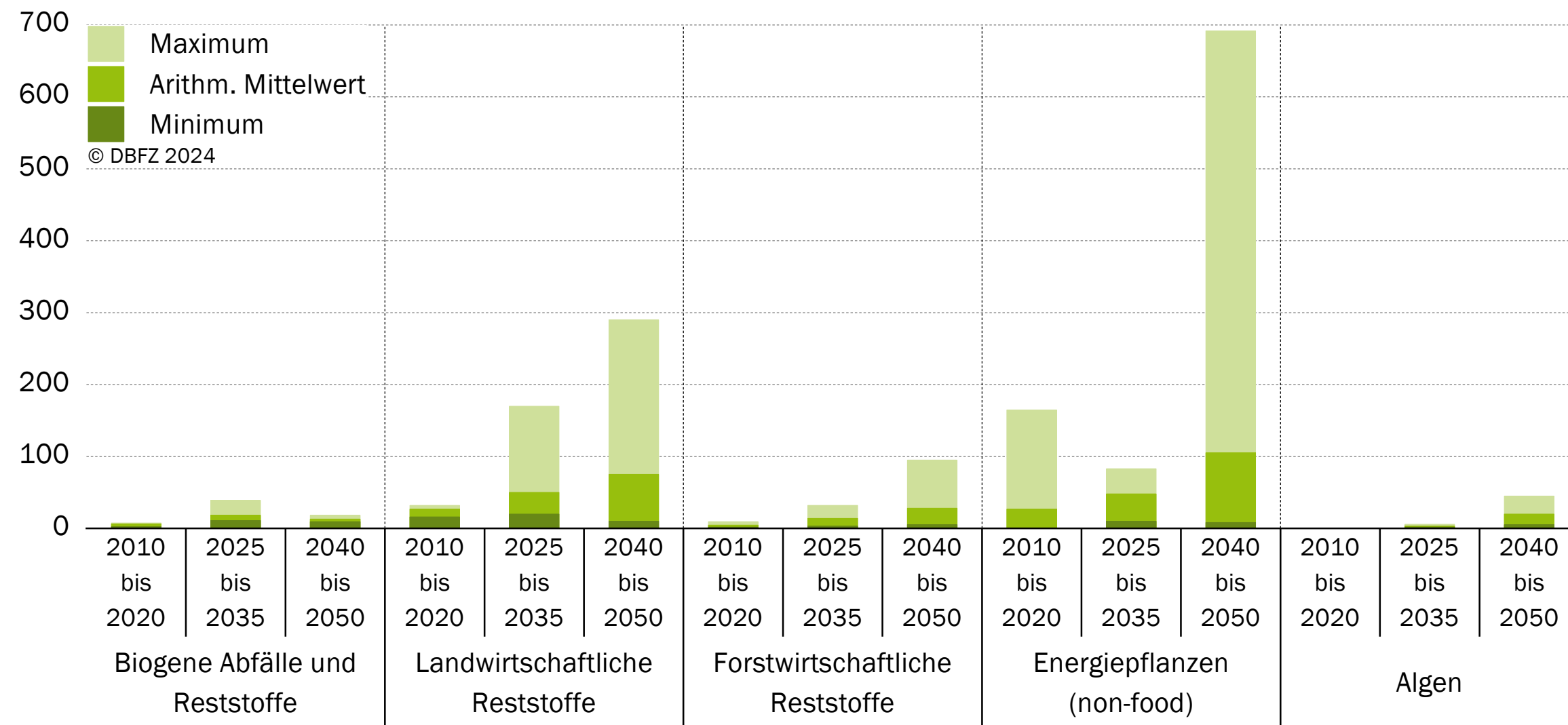


Abb. 5-14 Verfügbares Bioressourcenpotenzial aufgeteilt nach Hauptrohstoffkategorien weltweit; Hinweis: Jahresangaben sind Zeitspannen, überwiegend technisches Potenzial, eigene Darstellung auf Datenbasis: [IRENA (2016)]

Entnahmeraten oder auch zur Entwicklung der Tierbestände wider. Insgesamt sind die Bandbreiten daher auch als statistische Unsicherheit zu verstehen. Es ist hervorzuheben, dass nicht alle der im aktualisierten Anhang IX enthaltenen Rohstoffe (Delegierte Richtlinie (EU) 2024/1405) Teil der hier dargestellten Biomassepotenziale sind. Beispielsweise liegen Zwischenfrüchte und Pflanzen von stark degradierten Flächen nicht im Betrachtungsrahmen der dargestellten Biomassepotenzialstudien. Diesen werden jedoch seitens der EU hohe Potenziale zur Steigerung der Biomasseproduktion zugesprochen. Je nach Szenario werden bereits im Jahr 2030 Biokraftstoffmengen von 220 PJ (5,25 Mtoe) aus Zwischenfrüchten für die Nutzung in der EU genannt [Europäische Kommission (2024)].

Für ein **weltweites Bioressourcenpotenzial** ist die Daten- und Studienlage vergleichsweise schlecht. Im Rahmen einer Meta-Analyse hat die IRENA (engl.: International Renewable Energy Agency) verschiedene Studien zu diesem Thema ausgewertet (Publikationszeitraum von 2007 bis 2014). Die betrachteten Studien weisen jedoch große Unterschiede auf, die sich vor allem aus

den verwendeten Methoden und den betrachteten Potenzial-ebenen ergeben. Meist werden technische Potenziale betrachtet, teilweise jedoch auch nachhaltige Potenzialebenen, wenngleich diese mit großer Sicherheit die perspektivischen regulatorischen Nachhaltigkeitsanforderungen nicht vollumfänglich berücksichtigen. Es lässt sich somit sagen, dass die in der Studie (Abbildung 5-14) ausgewiesenen weltweiten Bioressourcenpotenzial-Bandbreiten Nachhaltigkeitsanforderungen und Nutzungskonkurrenzen unzureichend beinhalten. Zusammenfassend ergibt sich für den Zeitraum von 2025 bis 2035 ein globales Bioressourcenpotenzial von etwa 45 bis 375 EJ/a (Mittelwert 140 EJ/a). Das Potenzial für Bioressourcen aus Algen wird dabei mit 2 bis 8 EJ/a anteilig relativ niedrig eingeschätzt. Lässt man die Energiepflanzen unberücksichtigt, verbleibt ein Potenzial von 35 bis 282 EJ/a (Mittelwert 90 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. Bei möglichen Importpotenzialen

sollten der perspektivische Bedarf in den Herkunftsländern sowie Nachhaltigkeitsanforderungen umfassend berücksichtigt werden. Eine übergreifende Biomassestrategie (siehe Exkurs „Notwendigkeit einer umfassenden Biomassestrategie“) auf deutscher bzw. europäischer Ebene erfordert bezüglich der Frage von Importpotenzialen die Abschätzung eines globalen nachhaltigen Biokraftstoffpotenzials.

Die Biomassepotenziale aus den Abbildungen 5-12 bis 5-14 (jeweils in PJ/EJ) sind in Anhang 22 auch in Tonnen Trockenmasse (t TM) sowie als Schätzwerte für die elementaren Bestandteile Kohlenstoff und Wasserstoff in Tonnen angegeben.

5.3.3 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 (siehe Abbildung 4-13 in [Naumann (2022a)]) und wird daher durch politische Entscheidungen und rechtliche Rahmenbedingungen vor allem für den Pkw-Verkehr entsprechend gefördert (Abschnitt 3). Die Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2022 umfasste 251 TWh in Deutschland, 1.670 TWh in Europa und über 8.000 TWh weltweit (Abbildung 5-15) [IRENA (2024)].

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

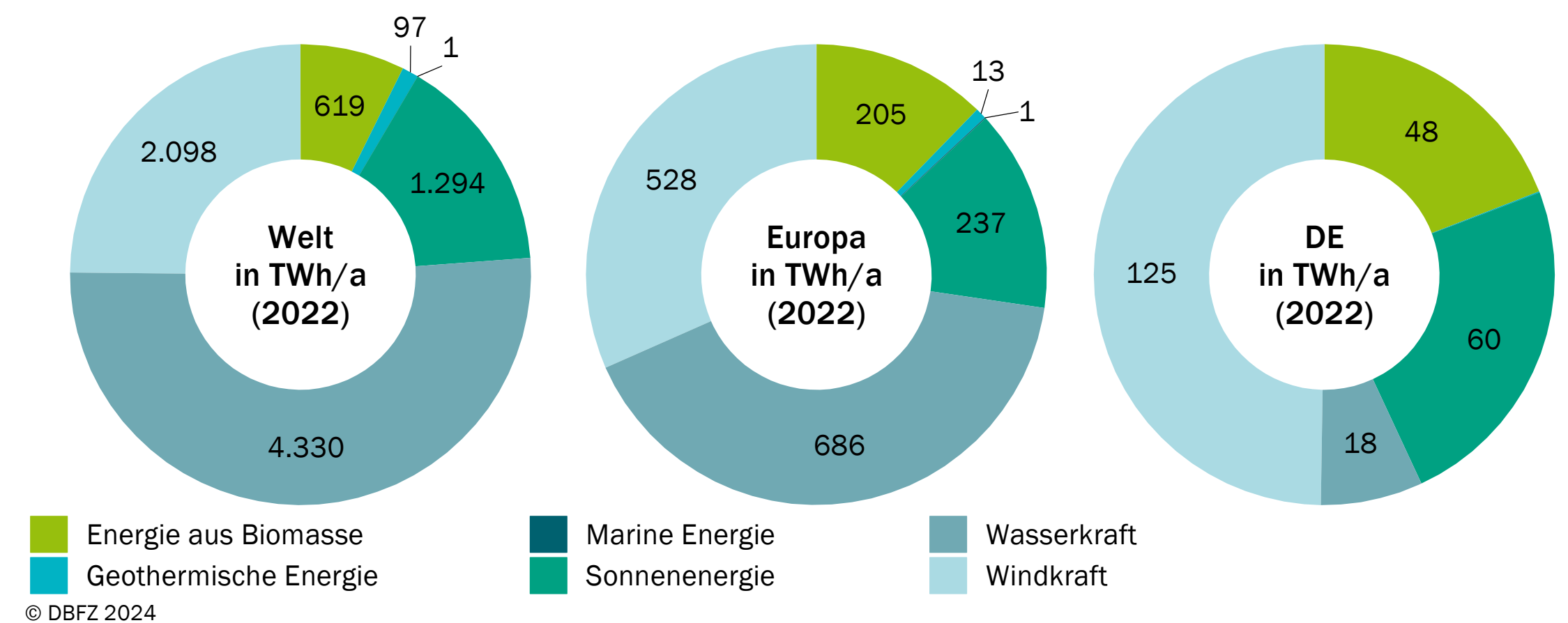


Abb. 5-15 Bereitstellung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen weltweit, Europa und Deutschland; eigene Berechnung auf Datenbasis [IRENA (2024)]

Vielzahl unterschiedlicher Energieträger auch aus elektrischer Energie gewonnen werden. Die Technologien zur Produktion dieser Kraftstoffe sind genauer im Abschnitt 4 dargestellt.

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 CO₂-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 5-16 für Deutschland und Europa sowie weltweit zusammenfassend dargestellt.

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 Strom-

erzeugungspotenzial 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 5-17). Gleichzeitig zeigt dieses Potenzial die größte Spannweite 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.

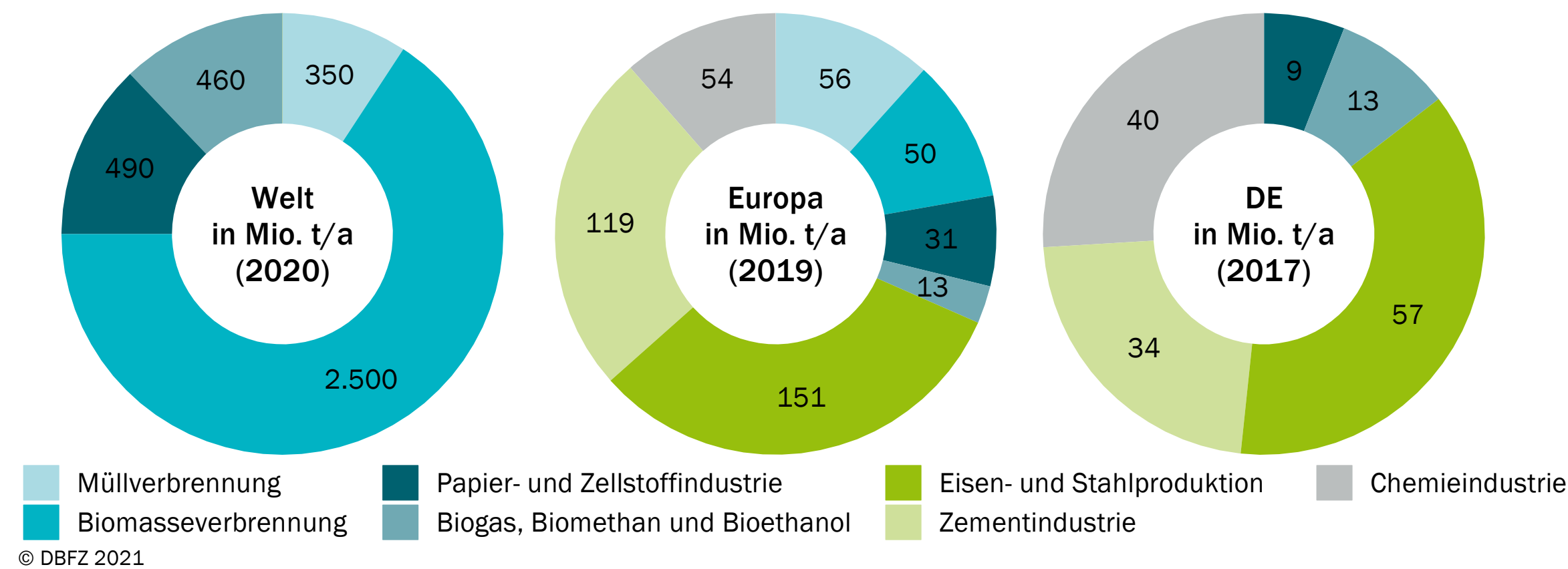


Abb. 5-16 Technisches Ressourcenpotenzial von CO₂-Punktquellen weltweit, in Europa und in Deutschland; Hinweis: Zementindustrie inkl. sonstige mineralische Industrie, Chemieindustrie inkl. sonstige industrielle Punktquellen; ohne Anspruch auf Vollständigkeit sowie für Deutschland ohne Angaben zu Müll- und Biomasseverbrennung; eigene Darstellung auf Basis von [Kircher (2020); Olsson (2020b); Zitscher (2020)] sowie eigenen Berechnungen

DE | Technisches Potenzial Stromerzeugung in TWh/a

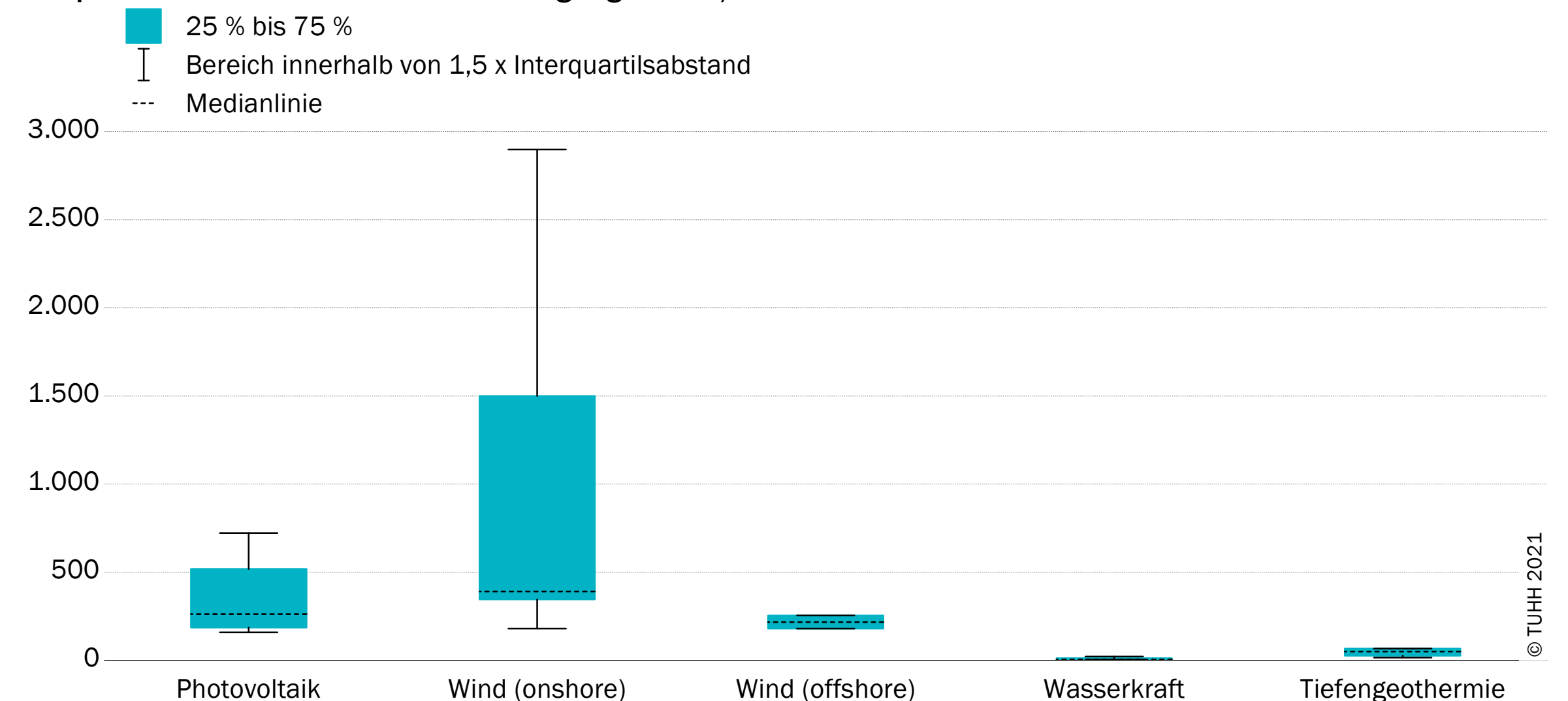


Abb. 5-17 Technisches Potenzial der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland; eigene Darstellung auf Basis von [AEE (2013); BMVI (2015); DBFZ (2010); DLR (2003)]

Weltweit dominiert das technische Stromerzeugungspotenzial der Solarenergie, gefolgt von Windkraft onshore und der Biomasse (Abbildung 5-18). Wasserkraft und Geothermie spielen eine untergeordnete Rolle. Das weltweite technische Erzeugungspotenzial weist ebenfalls eine große Spannbreite auf und liegt zwischen ca. 45 und 1.363 GWh/a [AEE (2013); BMVI (2015); DBFZ (2010); DLR (2003)].

CO₂-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 zum Beispiel direkt 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 4 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 CO₂-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 CO₂-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 Substi-

Welt | Technisches Potenzial Stromerzeugung in PWh/a

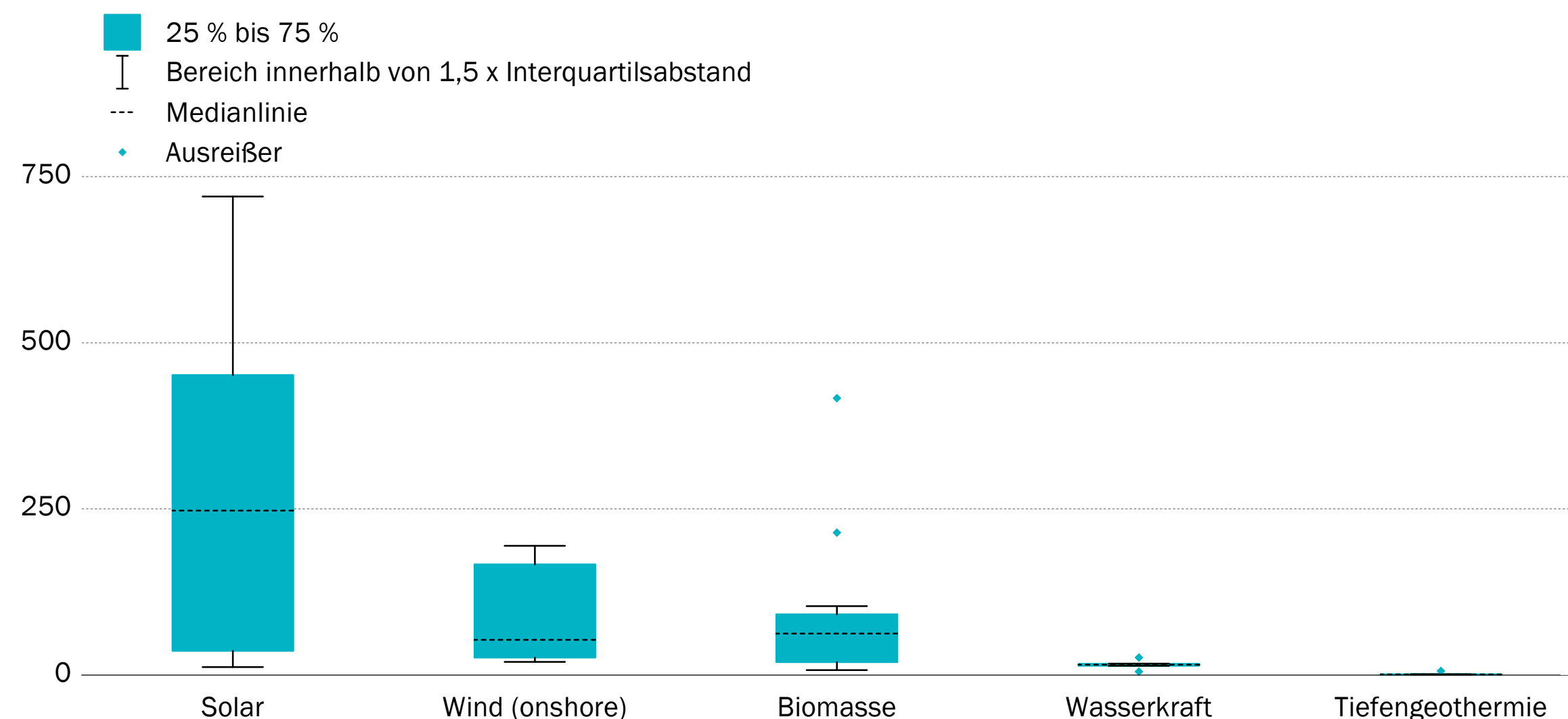


Abb. 5-18 Technisches Potenzial der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weltweit; eigene Darstellung auf Basis von [AEE (2013); BMVI (2015); DBFZ (2010); DLR (2003)]

tutionsmöglichkeiten für energiebedingte CO₂-Emissionen einfacher und effektiver umgesetzt werden können (z. B. „erneuerbare“ Brennstoffe, „erneuerbarer“ Strom) als alternative Prozesstechnologien, mit denen sich die prozessbedingten CO₂-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 CO₂-Potenziale aus der deutschen Industrie näher analysiert und quantifiziert [Zitscher (2020)].

In Abbildung 5-19 sind die verschiedenen CO₂-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 Kohlenstoffdioxid. Davon waren ca. 38 Mio. t prozessbedingtes Kohlenstoffdioxid, das aus dem Einsatz von Koks

als Reduktionsmittel für 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 Kohlenstoffdioxid freigesetzt, die aus dem Abbrennen der Kohlenstoffelektroden resultieren. Die chemische Industrie wies mit knapp 40 Mio. t Kohlenstoffdioxid die zweitgrößten Emissionen auf. Diese entstehen überwiegend bei der Energiebereitstellung für beispielsweise Steamcracker. Die CO₂-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 Kohlenstoffdioxid 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 Koh-

DE | Prozessbedingte CO₂-Emissionen in Mio. t/a (2017)

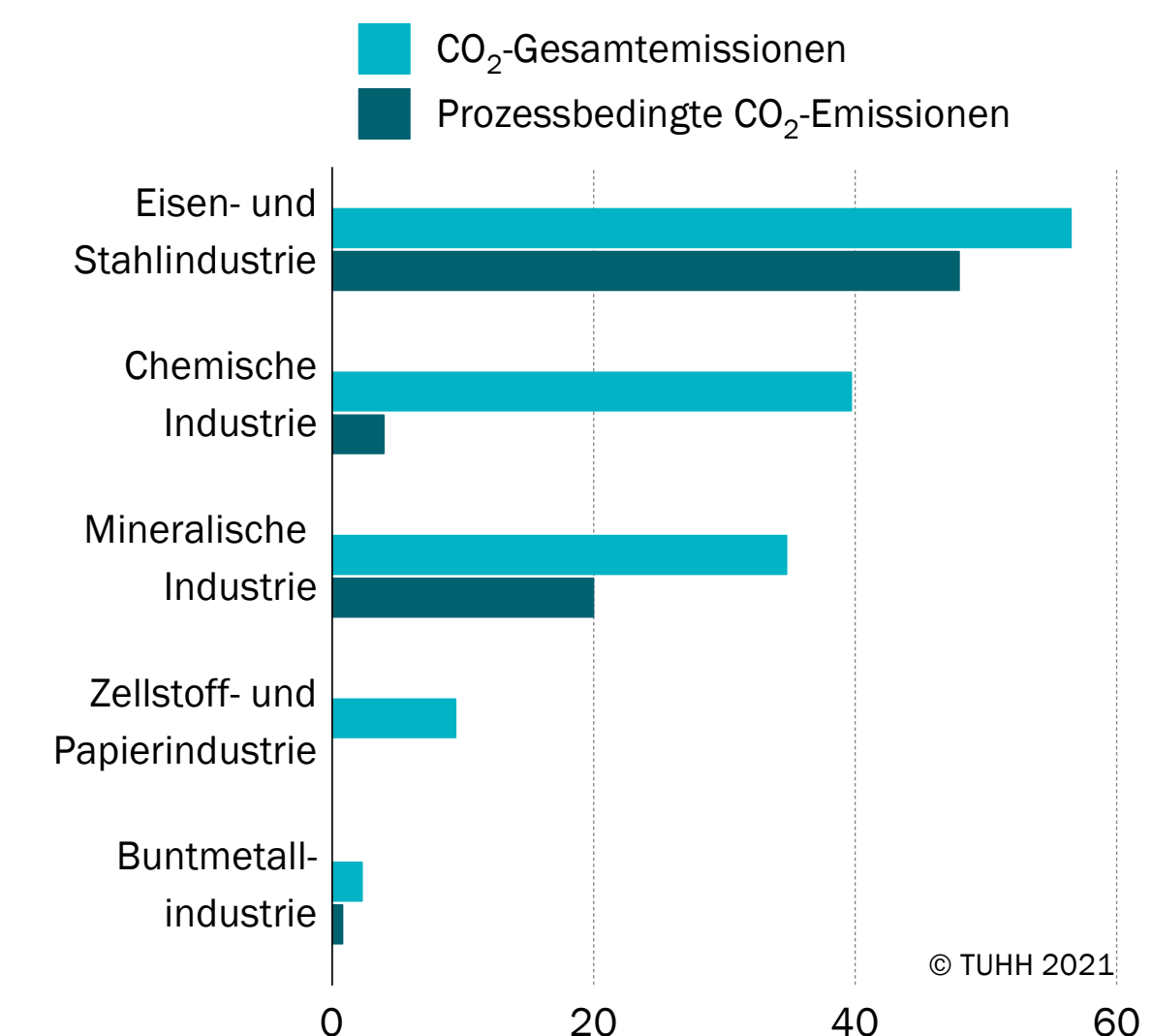


Abb. 5-19 CO₂-Gesamtemissionen und Anteil prozessbedingter CO₂-Emissionen verschiedener Industriesektoren in Deutschland für das Jahr 2017; Datenbasis: [Zitscher (2020)]

lenstoffdioxid in der Größenordnung von 9,5 Mio. t emittiert. Die Buntmetallherstellung wies mit insgesamt knapp 2,3 Mio. t Kohlenstoffdioxid die geringsten Emissionen auf. Der Großteil der beschriebenen CO₂-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)].

Die geografische Verteilung der industriellen CO₂-Punktquellen in Deutschland ist für das Jahr 2017 in Abbildung 5-20 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 5-21 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 substituiert 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 CO₂-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 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)].

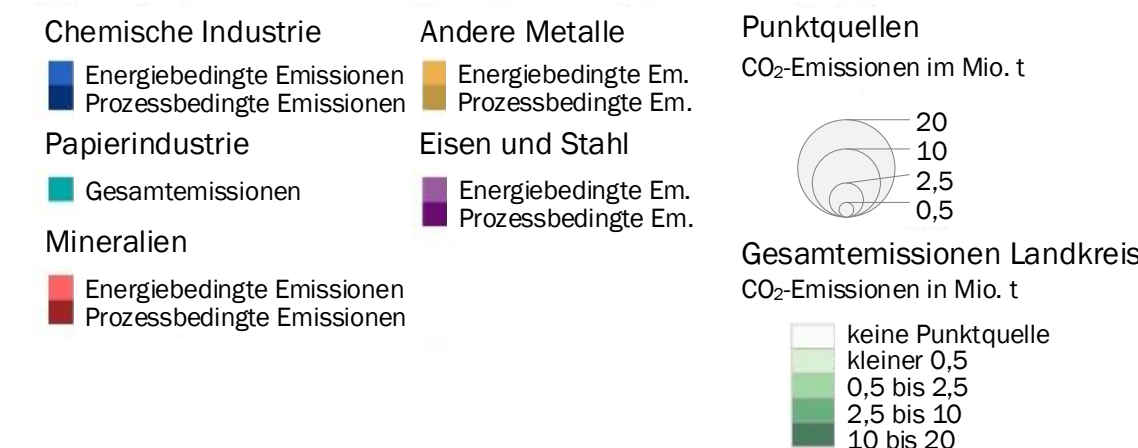
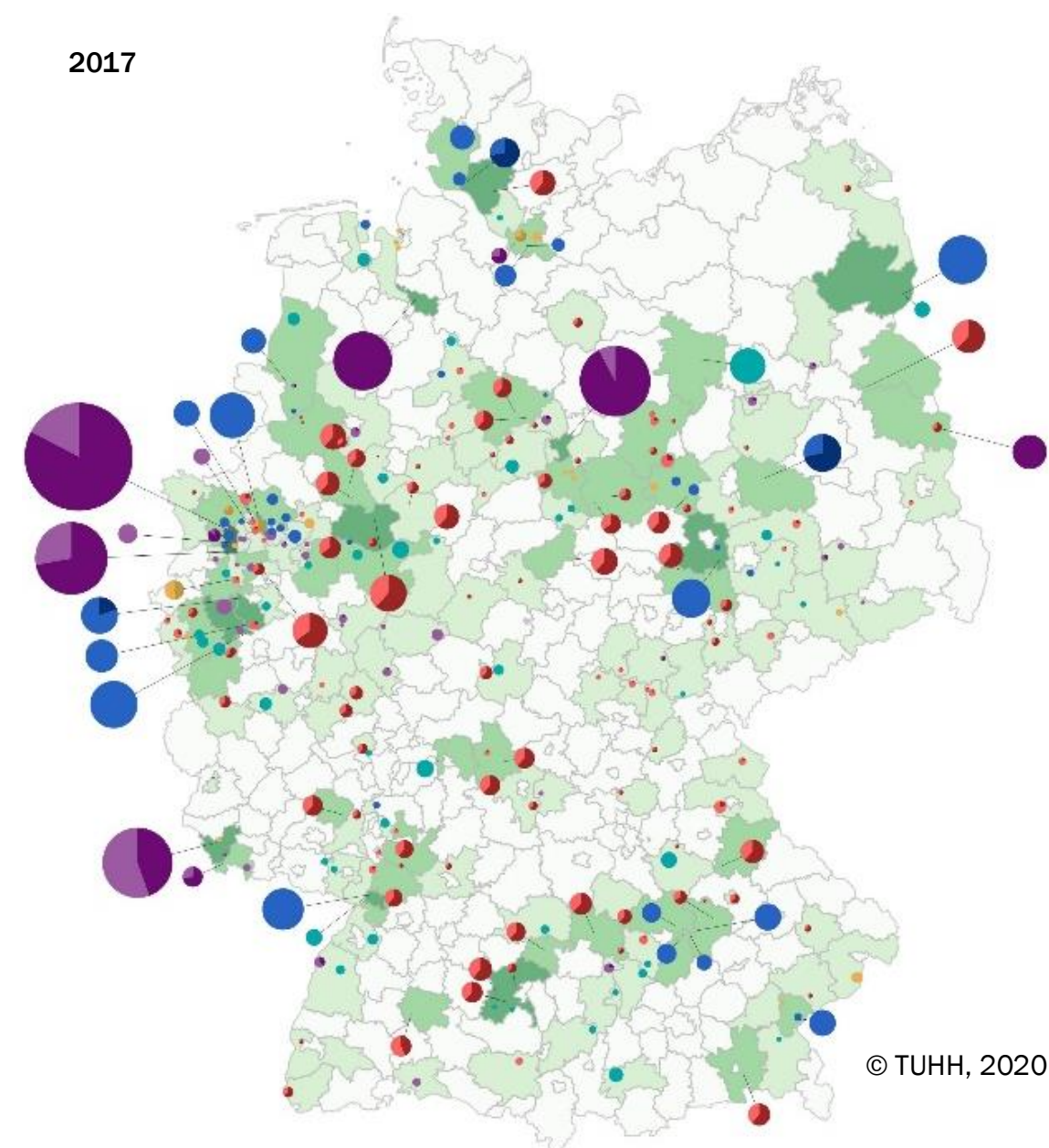


Abb. 5-20 Verteilung der CO₂-Emissionen verschiedener Industriesektoren in Deutschland im Jahr 2017; [Zitscher (2020)]

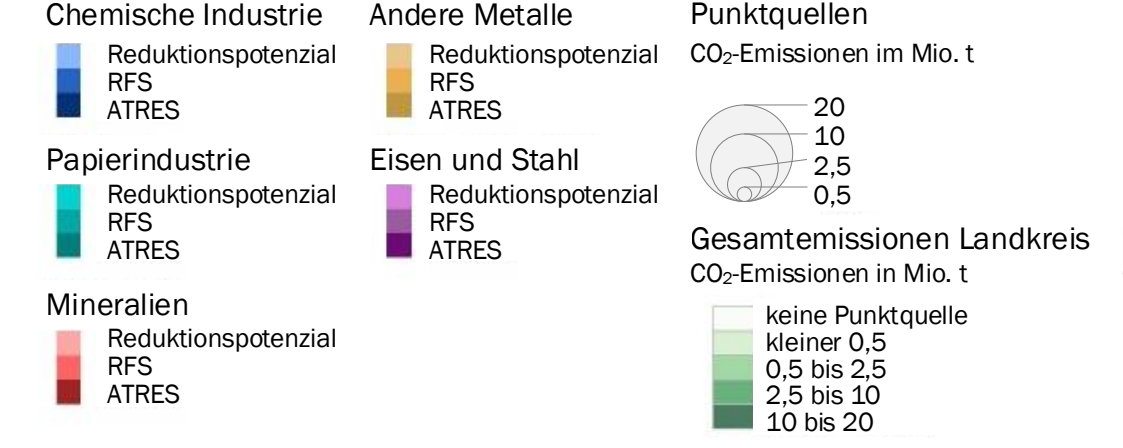
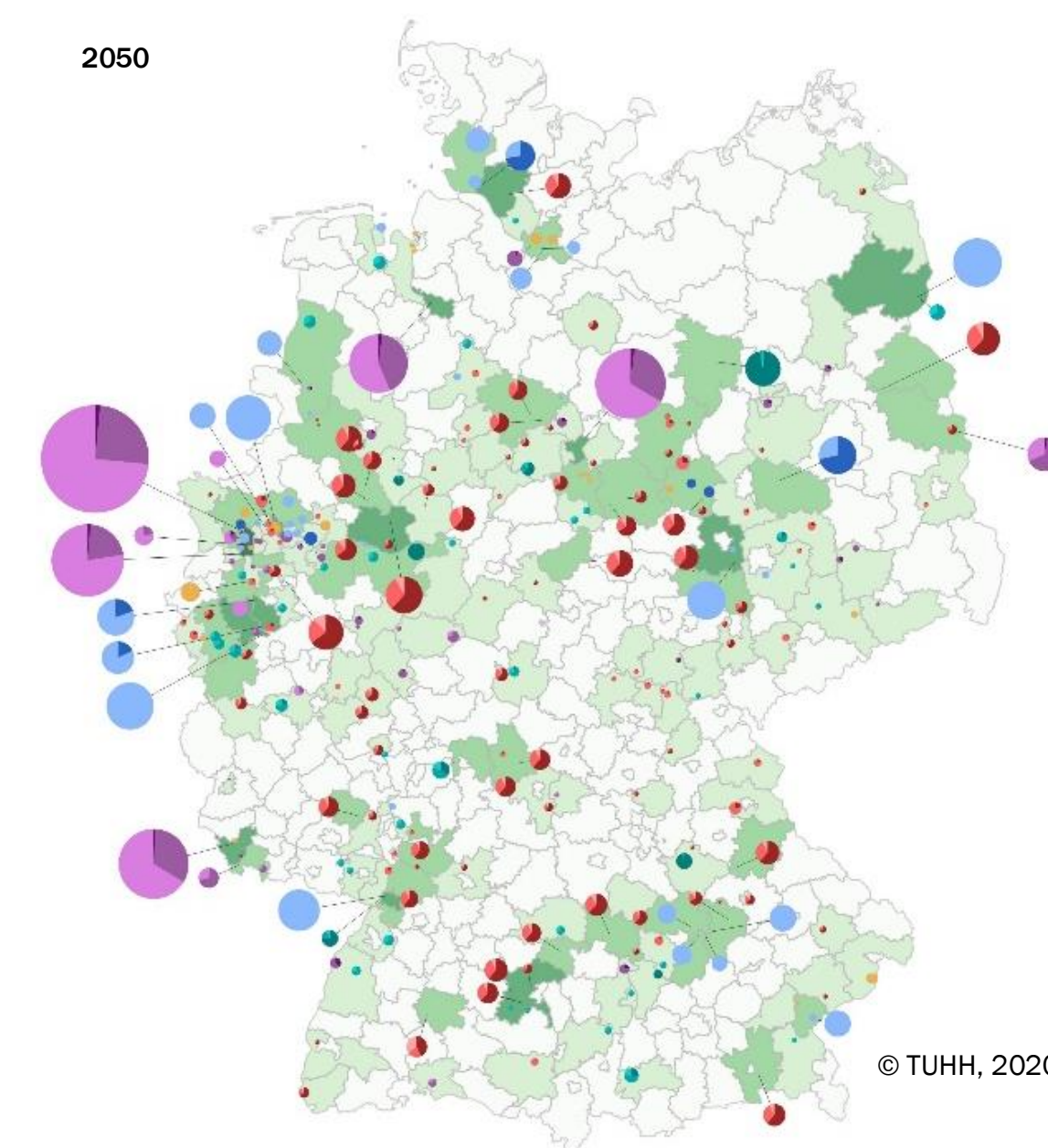


Abb. 5-21 Verteilung der CO₂-Emissionen verschiedener Industriesektoren in Deutschland im Jahr 2050; unter Annahme des breiten Einsatzes alternativer, weniger kohlenstoffintensiver Produktionsverfahren [Zitscher (2020)]

Industrielle CO₂-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 CO₂-Emissionen im Jahr 2017 sind in Tabelle 5-3 aufgezeigt [Kircher (2020)].

Tab. 5-3 CO₂-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 5-3 dargestellten CO₂-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 CO₂-Emissionen nach Produktionsprozessen für das Jahr 2016 erfolgt in Tabelle 5-4. Es werden nur Quellen mit Überschreitung einer jährlichen Emissionsmenge von 0,1 Mio. t Kohlenstoffdioxid betrachtet.

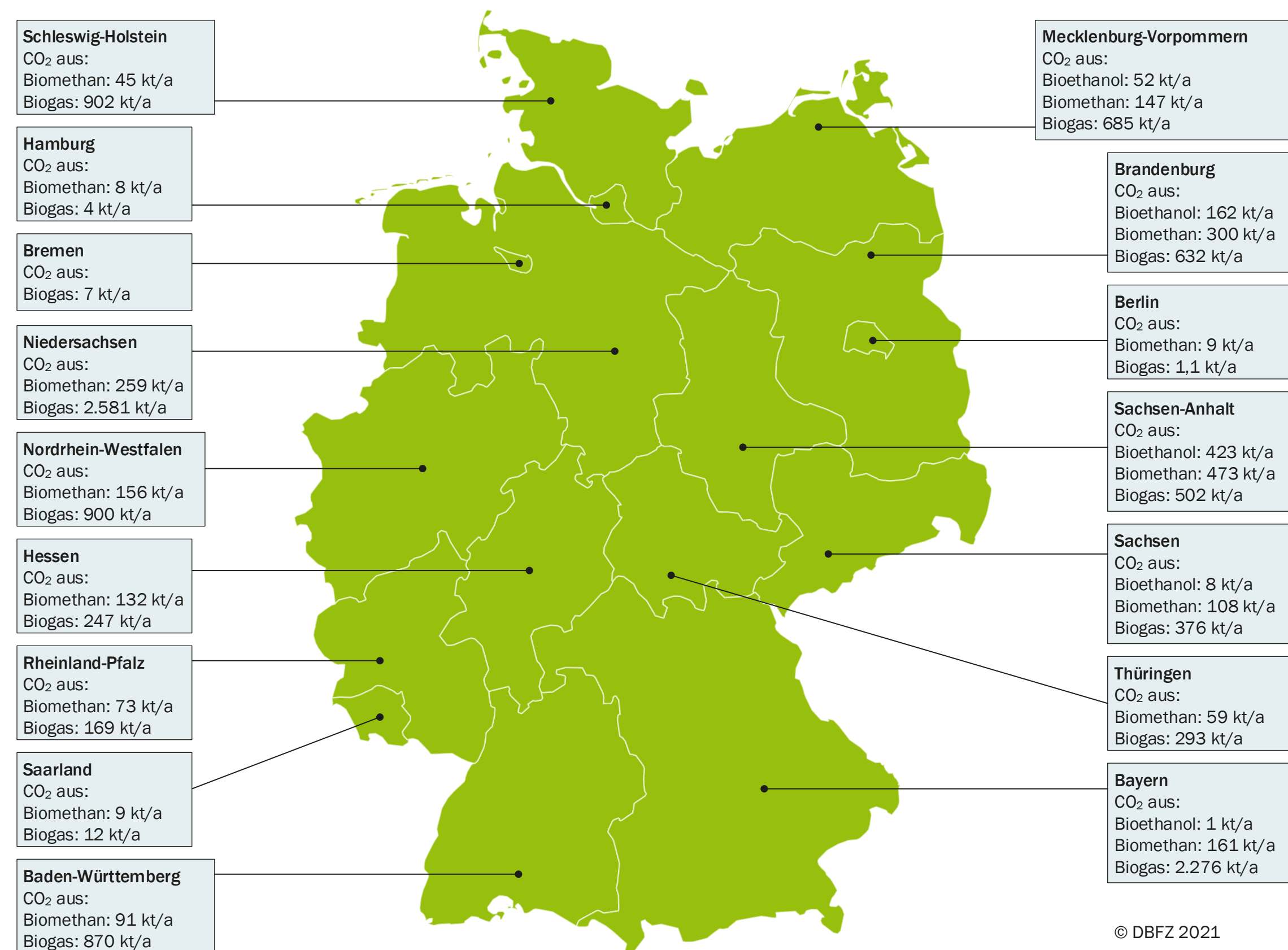
Die Gesamtemissionen der betrachteten Prozesse belaufen sich auf 356 Mio. t im Jahr 2016. Dies entspricht etwa dem 2,5-fachen der Emissionen aus der verarbeitenden Industrie in Deutschland. Unter dem Gesichtspunkt der zukünftigen Veränderung hin zu einer möglichst klimaneutralen Industrie würden einige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

Tab. 5-4 Geeignete industrielle CO₂-Quellen (> 0,1 Mio. t/a CO₂) 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
Erdgas	5
Ethylenoxid	18
Ammoniak	23
Papier	31
IGCC	4
Eisen und Stahl	151
Zement	119

Biogene CO₂-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 5-22 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 5-22 geht hervor, dass die Gesamtemissionen von Kohlenstoffdioxid 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 entsprechend 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 Tsd. t/a Kohlenstoffdioxid (Basis von 2016) auf etwa 8 Tsd. t/a im Jahr 2050 sinken. Darüber hinaus lag der geschätzte CO₂-Bedarf in Deutschland im Jahr 2012 bei etwa 5 Tsd. t/a [Billig (2019)].



© DBFZ 2021

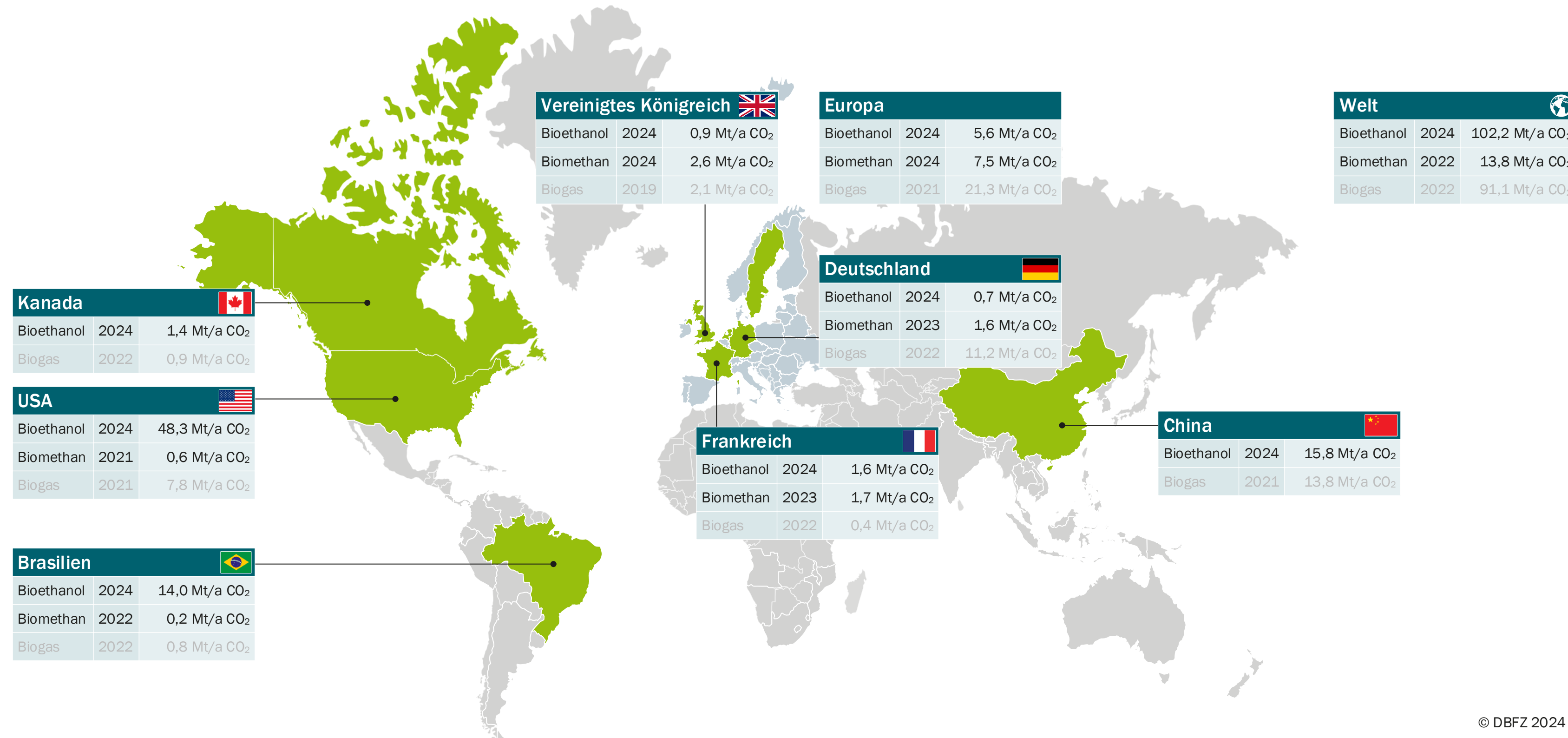
Abb. 5-22 Biogene CO₂-Punktquellen in Deutschland aufgeteilt nach Bundesländern; Hinweis: ohne Holzverarbeitung und -nutzung, eigene Berechnung auf Basis von [AEE (2021); bdew (2021); Billig (2019)], Annahmen: CO₂-Gehalt in Biogas: 45 % v/v; Energiegehalt in Biogas: 6,25 kWh/m³ (i. N.); Effizienz der Energieerzeugung aus Biogas: 40,16 %

Biogene CO₂-Quellen weltweit. Für die globalen Potenziale kann die Menge an Kohlenstoffdioxid, die bei der Herstellung von Bioethanol und Biomethan freigesetzt wird, auch indirekt über die Produktion bzw. die installierten Produktionskapazitäten ermittelt werden. Abbildung 5-23 zeigt neben den weltweiten und europäischen Potenzialen auch ausgewählte Schwerpunkte wie beispielsweise die Vereinigten Staaten von Amerika, Brasilien und Europa. Vor allem in den USA zeigt sich aufgrund der enormen Ethanolkapazitäten ein hohes Potenzial. Die weltweiten punktuellen CO₂-Potenziale aus der Bioethanol- und Biomethan-

produktion betragen insgesamt 102 sowie 14 Mio. t/a. Zudem könnten weitere > 90 Mio. t/a genutzt werden, wenn das Kohlenstoffdioxid aus der bereits vorhandenen (bisher noch ohne Aufbereitung) installierten Biogasproduktion erschlossen werden würde. Zahlreiche Länder legen einen verstärkten Fokus auf den massiven Zubau von Kapazitäten zur Biomassevergärung. Während beispielsweise Frankreich stark auf das Upgrading und die Netzeinspeisung fokussiert, erfolgt der umfangreiche Zubau in China bisher ausschließlich im Kontext einer direkten Nutzung des Biogases [IEA Bioenergy (2024a)].

CO₂ aus der Atmosphäre Neben den biogenen und industriellen CO₂-Quellen besteht weiterhin die Möglichkeit, Kohlenstoffdioxid durch die Abscheidung aus der Atmosphäre bereitzustellen. Wie im Abschnitt 4.9.2 beschrieben, stehen dazu verschiedene Technologien zur Verfügung. Diese werden als Direct-Air-Capture (DAC) bezeichnet. Die Abscheidung ist grundsätzlich ortsunabhängig, da die Konzentration von Kohlenstoffdioxid 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, Kohlenstoffdioxid 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 Tiefengeothermie, bei denen von einer hohen Verfügbarkeit von thermischer Energie auszugehen ist.



© DBFZ 2024

Abb. 5-23 Biogene CO₂-Punktquellen weltweit; Hinweis: ohne Holzverarbeitung und -nutzung, eigene Berechnung, für Bioethanol auf Basis installierter Kapazitäten gemäß [IEA Bioenergy (2021b); IHS Markit (2024c)], für Biomethan auf Basis [dena (2024a); EBA (2022); IEA (2023d); IEA Bioenergy (2024a); IHS Markit (2024c)], Annahme: CO₂-Gehalt in Biogas: 45 % v/v

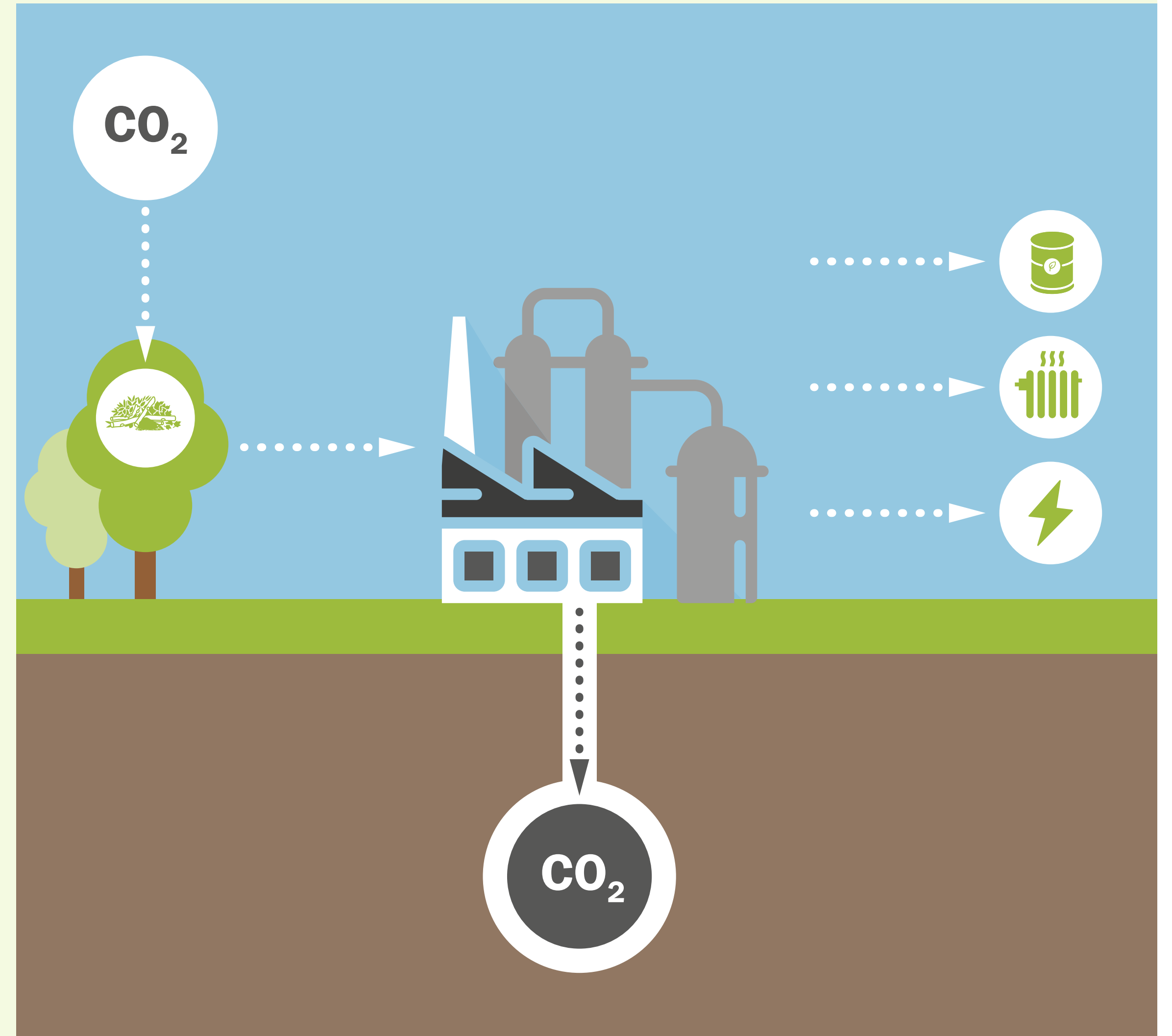
Exkurs **Biogenes Kohlenstoffdioxid für die geologische Speicherung (BECCS)**

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 CO₂-Abscheidung in einen Biomassekonversionspfad wird neben dem Reifegrad der Technologie für den kommerziellen Einsatz auch durch den technischen Aufwand für die Integration der CO₂-Abscheidung in den jeweiligen Prozess, dem zusätzlich notwendigen Energieaufwand für eine CO₂-Abscheidung sowie den zusätzlichen Kosten bestimmt [Witte (2019)]. Mit Hinblick auf das Erreichen der Klimaschutzziele sind der Grad der CO₂-Abscheidung (Abscheiderate) oder auch die Entnahmekapazität pro Einzeltechnologie wichtige Kriterien bei der Wahl der Bioenergiekonzepte für die Integration einer CO₂-Abscheidung. Allgemein lassen sich aus Biomasse durch thermochemische, physikalisch-chemische oder biochemische Umwandlung flüssige oder gasförmige Kraftstoffe gewinnen (Abschnitt 4). 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 CO₂-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 sechs Anlagen, an denen BECCS zur Anwendung kommt. Zusammen scheiden sie ca. 1,7 Mio. t CO₂/a ab [Global CCS Institute (2019); Shahbaz (2021); Shahbaz (2024)]. Alle diese Anlagen stellen Bioethanol her – bei dessen Prozess der aeroben Vergärung entsteht ein sehr reiner CO₂-Abgasstrom, was die Kosten für die CO₂-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 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)].

→ [weiterführende Informationen](#) 



5.4 Kraftstoffpotenziale

Zur Erreichung der Klimaziele im Verkehrssektor ist eine Bandbreite emissionsreduzierender Maßnahmen erforderlich. Ein wesentliches Element ist die Umstellung möglichst großer Teile des Fahrzeugbestands 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, werden in Abschnitt 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.

5.4.1 Potenzial für Biokraftstoffe

Neben den grundsätzlich zu unterscheidenden Potenzialebenen (Abschnitt 5.3.1) 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 CO₂-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.

Ausgehend von den Biomassepotenzialen für Deutschland (Abbildung 5-12) ergibt sich auf Basis möglichst ausgereifter und etablierter Technologien ein mobilisierbares Kraftstoffpotenzial von 3 bis 9 Mtoe, ein Bioenergie-Kraftstoffpotenzial von 9 bis 31 Mtoe und ein technisches Kraftstoffpotenzial von 18 bis 29 Mtoe (Tabelle 5-6). Da alternative Biomasseaufbereitungs-

verfahren oder Biomassekonversionstechnologien noch nicht ausreichend weit entwickelt sind, liegt der Schwerpunkt auf der Verarbeitung zu Methan (über anaerobe Vergärung) sowie Methanol (v. a. holzartige Biomassen über Vergasung und Methanolsynthese), siehe Tabelle 5-5. Daraus ergibt sich ein erhebliches Delta zwischen verfügbaren Konversionstechnologien und dem Status quo im Verkehrssektor (v. a. Fahrzeugbestand). Mit Blick auf den langfristigen Bedarf in der maritimen Schifffahrt (Tabelle 5-1) gewinnen die entsprechenden Rohstoffe und Technologien jedoch zunehmend an Relevanz.

Entsprechend der in Abschnitt 5.3.1 dargestellten Potenzialebenen ist das technische Potenzial (inklusive in Nutzung befindlicher Anteile) größer als das mobilisierbare, d. h. noch zusätzlich nutzbare Potenzial. 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 vollumfänglich einer energetischen Nutzung im Verkehrssektor zugeführt werden kann.

Ausgehend von den in Abbildung 5-13 dargestellten Biomassepotenzialen für Europa ergibt sich wiederum auf Basis möglichst ausgereifter und etablierter Technologien ein mobilisierbares Kraftstoffpotenzial von etwa 42 Mtoe, ein Bioenergie-Kraftstoffpotenzial von 75 bis 257 Mtoe und ein technisches Kraftstoffpotenzial von 205 bis 256 Mtoe (Tabelle 5-8). Auch hier liegt der Schwerpunkt auf der Konversion zu Methan (über anaerobe Vergärung) sowie Methanol (v. a. holzartige Biomassen über Vergasung und Methanolsynthese), siehe Tabelle 5-7. Allerdings kann mit den Potenzialen (v. a. Bioenergie- und technisches Potenzial) anteilig ein deutlich höheres Substitutionspotenzial am derzeitigen mineralölbasierten Raffinerieoutput erreicht werden als auf nationaler Betrachtungsebene.

Tab. 5-5 Mengen- (in Millionen Tonnen Öleinheiten, Mtoe) und Substitutionspotenzial (in %) biomassebasierter (Zwischen-) Produkte gegenüber Inlandsablieferungen von Mineralölprodukten in Deutschland 2022; Hinweis: Dargestellt sind produktspezifische Erträge bezogen auf Mittelwerte der Konversionseffizienz sowie der Bioenergiepotenziale [BIO], mobilisierbarer Potenziale [MOB] bzw. technischer Potenziale [TECH], in Mtoe (Millionen Tonnen Öleinheiten/ oil equivalent). [Naumann (2024a)]

	BioRest 2050	Concawe 2050	DBFZ-ResDB 2015	ENSPRESO 2050	Searle & Malins 2030
Diesel	0,03 Mtoe [0,1 %]	0,10 Mtoe [0,3 %]	0,03 Mtoe [0,1 %]	0,14 Mtoe [0,4 %]	
Kerosin	0,17 Mtoe [1,8 %]	0,56 Mtoe [6,0 %]	0,14 Mtoe [1,5 %]	0,78 Mtoe [8,4 %]	
Naphtha	0,09 Mtoe [0,7 %]	0,29 Mtoe [2,3 %]	0,07 Mtoe [0,6 %]	0,40 Mtoe [3,1 %]	
Ethanol				0,78 Mtoe	
Methan	11,3 Mtoe [BIO]	12,8 Mtoe [BIO] 15,5 Mtoe [TECH]	3,7 Mtoe [MOB] 10,1 Mtoe [TECH]	7,4 Mtoe [BIO]	5,8 Mtoe [MOB]
Methanol	3,7 Mtoe [BIO]	4,5 Mtoe [BIO] 8,1 Mtoe [TECH]	2,2 Mtoe [MOB] 13,1 Mtoe [TECH]	7,5 Mtoe [BIO]	1,7 Mtoe [MOB]

aus Biomasse gemäß RED Annex IX A
 aus Biomasse gemäß RED Annex IX B
 aus konventioneller Biomasse
 keine Angaben/ nicht berücksichtigt/ nicht betrachtet

Tab. 5-6 Gesamtsubstitutionspotenzial biomassebasierter (Zwischen-)Produkte gegenüber Inlandsablieferungen von Mineralölprodukten in Deutschland (Referenzjahr 2022); Hinweis: Dargestellt sind jeweils aufsummierte produktspezifische Mittelwerte der Konversionseffizienz bezogen auf Mittelwerte der Potenziale (jeweils oben) sowie aufsummierte produktspezifische Bandbreiten der Konversionseffizienz bezogen auf, sofern vorhanden, Bandbreiten der Potenziale (jeweils unten) in Mtoe (Millionen Tonnen Öleinheiten/ oil equivalent). [Naumann (2024a)]

	BioRest 2050	Concawe 2050	DBFZ-ResDB 2015	ENSPRESO 2050	Searle & Malins 2030
Mobilisierbares Potenzial			6,2 Mtoe [6 %] 3,0–9,4 Mtoe		7,5 Mtoe [7 %] 7,4–7,7 Mtoe
Bioenergiepotenzial	15,3 Mtoe [15 %] 14,8–15,7 Mtoe	18,3 Mtoe [18 %] 14,0–21,8 Mtoe		17,0 Mtoe [17 %] 9,0–31,2 Mtoe	
Technisches Potenzial		24,5 Mtoe [24 %] 20,3–27,7 Mtoe	23,5 Mtoe [23 %] 18,2–28,7 Mtoe		

keine Angaben/ nicht berücksichtigt/ nicht betrachtet

Tab. 5-7 Mengen- (in Millionen Tonnen Öleinheiten, Mtoe) und Substitutionspotenzial (in %) biomassebasierter (Zwischen-) Produkte gegenüber Raffinerie-output von Mineralölprodukten in der Europäischen Union (Referenzjahr 2021); Hinweis: Dargestellt sind produktspezifische Erträge bezogen auf Mittelwerte der Konversionseffizienz sowie der Bioenergiepotenziale [BIO], mobilisierbarer Potenziale [MOB] bzw. technischer Potenziale [TECH], in Mtoe (Millionen Tonnen Öleinheiten/ oil equivalent). [Naumann (2024a)]

	Concawe 2050	ENSPRESO 2050	Searle & Malins 2030
Diesel	0,10 Mtoe [0,3 %]	0,14 Mtoe [0,4 %]	
Kerosin	0,56 Mtoe [6,0 %]	0,78 Mtoe [8,4 %]	
Naphtha	0,29 Mtoe [2,3 %]	0,40 Mtoe [3,1 %]	
Ethanol		0,78 Mtoe	
Methan	12,8 Mtoe [BIO] 15,5 Mtoe [TECH]	7,4 Mtoe [BIO]	5,8 Mtoe [MOB]
Methanol	4,5 Mtoe [BIO] 8,1 Mtoe [TECH]	7,5 Mtoe [BIO]	1,7 Mtoe [MOB]

aus Biomasse gemäß RED Annex IX A
 aus Biomasse gemäß RED Annex IX B
 aus konventioneller Biomasse
 keine Angaben/ nicht berücksichtigt/ nicht betrachtet

Tab. 5-8 Gesamtsubstitutionspotenzial biomassebasierter (Zwischen-) Produkte bezogen auf erzeugte Raffinerieprodukte in der Europäischen Union (Referenzjahr 2021); Hinweis: Dargestellt sind jeweils aufsummierte produktspezifische Mittelwerte der Konversionseffizienz bezogen auf Mittelwerte der Potenziale (jeweils oben) sowie aufsummierte produktspezifische Bandbreiten der Konversionseffizienz bezogen auf, sofern vorhanden, Bandbreiten der Potenziale (jeweils unten) in Mtoe (Millionen Tonnen Öleinheiten/ oil equivalent). [Naumann (2024a)]

	Concawe 2050	ENSPRESO 2050	Searle & Malins 2030
Mobilisierbares Potenzial			42 Mtoe [8 %] 41–43 Mtoe
Bioenergiepotenzial	168 Mtoe [31 %] 142–198 Mtoe	136 Mtoe [26 %] 75–257 Mtoe	
Technisches Potenzial	229 Mtoe [44 %] 205–256 Mtoe		

keine Angaben/ nicht berücksichtigt/ nicht betrachtet

Exkurs Notwendigkeit einer umfassenden Biomassestrategie

Im Koalitionsvertrag der Ampelkoalition (Bundeskabinett Scholz) wurde dazu folgendes Ziel formuliert: „Die Bioenergie in Deutschland soll eine neue Zukunft haben. Dazu werden wir eine nachhaltige Biomassestrategie erarbeiten.“

Im Eckpunktepapier für eine nationale Biomassestrategie (NABIS) sind dahingehend verschiedene Leitprinzipien beschrieben [BMWK (2022)]. Diese basieren im Wesentlichen auf den europäischen Vorgaben zu Rohstoff- bzw. Nachhaltigkeitsanforderungen der RED II (Art. 3 (3), Art. 28 (6), Art. 29) bzw. der revidierten RED II ((10) und Art. 3 (3)) und knüpfen zudem an Leitlinien der Bioökonomiestrategie [BMBF (2020)] an. Diese adressieren vor allem Leitprinzipien der Biomassenutzung hinsichtlich Mehrfach- und Kaskadennutzung, Kreislaufwirtschaft, nachhaltiger und hochwertiger Nutzung im Sinne des natürlichen Klimaschutzes sowie des Biodiversitäts- und Umweltschutzes. Die stoffliche Nutzung ist einer energetischen Nutzung vorzuziehen, wo immer dies technisch und wirtschaftlich möglich ist. Die EU-Vorgaben zum Kaskadenprinzip lassen einen gewissen Regelungsspielraum für die nationale Implementierung zu (Ausnahmeregelungen gemäß der revidierten RED II (Art. 3 (3)). Darüber hinaus sind insbesondere bei der kombinierten stofflich-energetischen Produktion in Multi-Produkt-Anlagen sinnvolle Regelungen mit Blick auf die Bioökonomie im Ganzen zu treffen, wie zum Beispiel bei der kombinierten Produktion von Chemikalien oder Torfersatzstoffen sowie Biomethan in Biogasanlagen [Schumacher (2024); Yuan (2023)]. Bei der energetischen Nutzung von Biomasse knüpft das Eckpunktepapier an die Ausrichtung des Klimaschutzprogramms 2030 an, da politische Instrumente zur Energiegewinnung aus Biomasse einen Schwerpunkt auf die Nutzung von Abfall- und Reststoffen legen sollen [BMU (2019)].

Während Nachhaltigkeitsanforderungen bislang vor allem an die genutzte Biomasse bzw. die daraus hergestellten Bioenergieträger und -produkte geknüpft sind (Biokraft-NachV, BioSt-NachV, GEG), wird im Rahmen des Eckpunktepapiers das Leitprinzip der Nachhaltigkeit mit dem „gesamten“ Biomassepotenzial verknüpft. Dieses verfügbare nachhaltige Biomassepotenzial integriert dabei die zuvor beschriebenen

Anforderungen an perspektivische Entwicklungstrends zu Klimaauswirkung, perspektivische Biodiversitätsanforderungen, Senkenziele (LULUCF-Sektor) sowie Bodenqualität und -verfügbarkeit. Darüber hinaus werden aber auch Nutzungskonkurrenzen zwischen verschiedenen Sektoren als Kriterium für die Verfügbarkeit eines nachhaltigen Potenzials formuliert. Zudem werden Nachhaltigkeitsanforderungen an Importe genannt, die über den bereits etablierten Standard gemäß Nachhaltigkeitsverordnungen hinaus gehen und auch soziale, ökonomische und ökologische Effekte in den Herkunftsländern sowie Anforderungen an eine gerechte globale Verteilung adressieren [BMWK (2022)].

Während im Rahmen der Wasserstoffstrategie ein klarer Fokus auf Importe gelegt wird, zielt die Biomassestrategie mit dem bisherigen Eckpunktepapier eher auf inländische Potenziale, thematisiert aber auch Nachhaltigkeitsanforderungen an mögliche zusätzliche Biomasseimporte [BMW (2020)]. Als Grund für die hohen Importanteile von Wasserstoff ist das Kosteneffizienzkriterium in der bestehenden Wasserstoffstrategie maßgeblich. Der Effizienzaspekt ist auch im Eckpunktepapier zur NABIS genannt, zielt dort jedoch stärker auf die Nutzung (und Erzeugung) heimischer Ressourcen [BMWK (2022)]. Im Hinblick auf mögliche Lenkungsinstrumente einer stofflichen, energetischen oder auch kombinierten stofflich-energetischen Nutzung kommen schließlich ordnungsrechtliche und/oder marktbasierende Regulierungsoptionen in Betracht [Schindler (2023)].

Andere Länder sind bei der Entwicklung einer Biomassestrategie bereits einen Schritt weiter. Die USA haben im Rahmen des „Billion-Ton Report“ und des Berichts für eine resiliente Biomasseversorgung („Building a Resilient Biomass Supply: A Plan to Enable the Bioeconomy in America“) ihre Vision für eine strategische Ausrichtung für Biomasse bzw. erneuerbare Kohlenstoffe vorgestellt [U.S. Department of Agriculture (2024); U.S. Department of Energy (2024)].

5.4.2 Potenzial für strombasierte Kraftstoffe

Die direkte Nutzung von elektrischem Strom ist die effizienteste Nutzung erneuerbarer, nicht-biogener Ressourcen im Vergleich verschiedener Antriebe. Darüber hinaus kann basierend auf erneuerbarem Strom und vor allem Wasser durch Elektrolyse erneuerbarer Wasserstoff bereitgestellt werden. Dieser Wasserstoff kann wiederum über verschiedene Verfahren und in Kombination mit Kohlenstoff zu strombasierten Kohlenwasserstoffen wie beispielsweise Methan (Abbildung 5-24), Methanol (Abbildung 5-25) oder Fischer-Tropsch-Kraftstoffen weiterverarbeitet werden. Eine detailliertere Beschreibung der Produktionstechnologien enthält auch Abschnitt 4.

Die Erzeugung strombasierter Kraftstoffe ist vor allem mit einem erheblichen Bedarf an Strom aus erneuerbaren Quellen verbunden. Diese Erzeugungskapazitäten aus vor allem Wind- und Solarenergie sowie auch die Elektrolyse- und PTX-Anlagen haben einen entsprechend hohen Flächenbedarf. Zahlreiche Studien gehen daher weitgehend übereinstimmend davon aus, dass die Produktion strombasierter Kraftstoffe vor allem im (außereuropäischen) Ausland erfolgen wird, da dort zum einen größere Flächenpotenziale zur Verfügung stehen und zum anderen von deutlich geringeren Produktionskosten ausgegangen wird. [Schmieder (2021)]

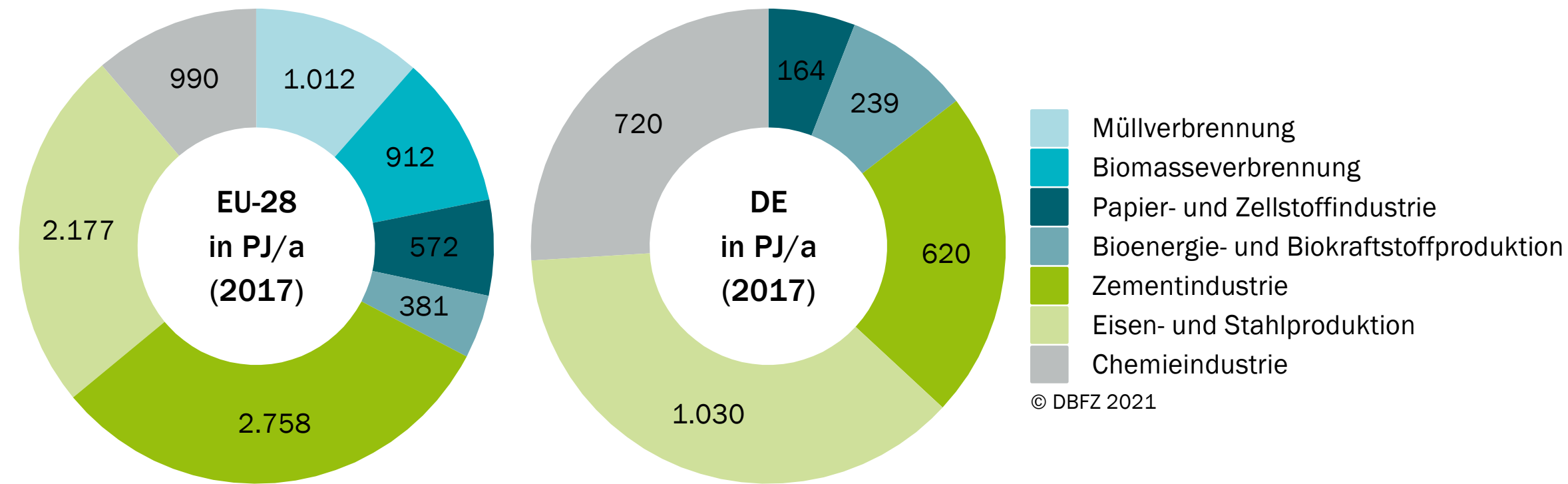


Abb. 5-24 Potenzial für PTG (Methan) in Deutschland und Europa basierend auf CO₂-Punktquellen in 2017; eigene Berechnung Datenbasis Abbildung 5-16

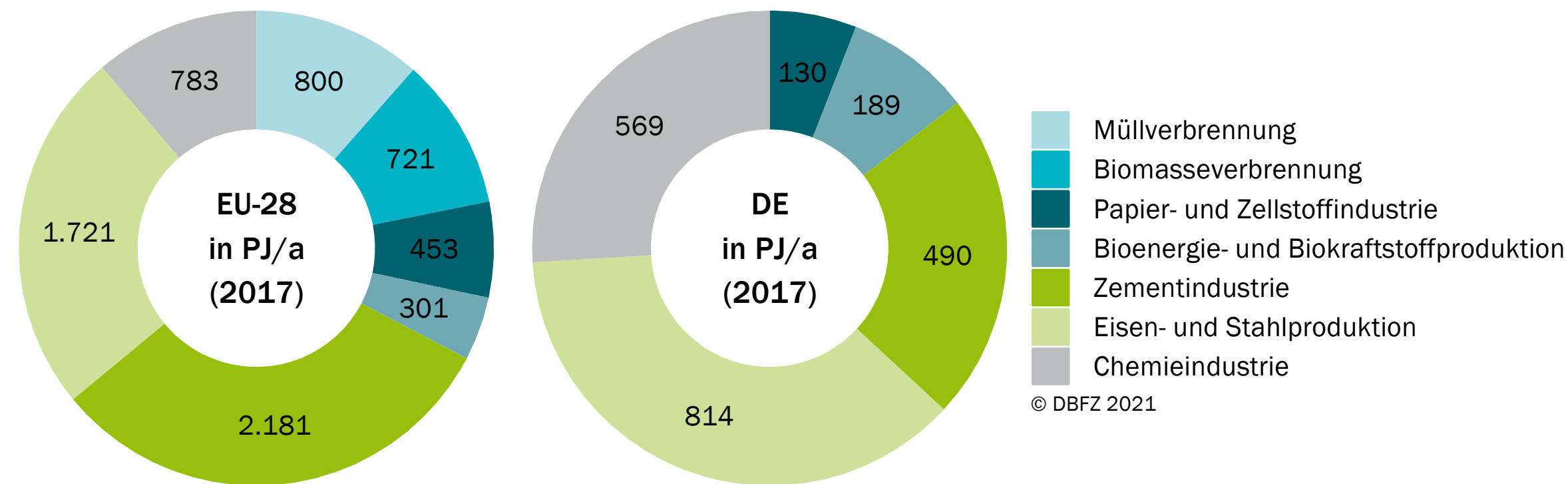


Abb. 5-25 Potenzial für PTL (Methanol) in Deutschland und Europa basierend auf CO₂-Punktquellen in 2017; eigene Berechnung auf Datenbasis Abbildung 5-16

5.4.3 Unsicherheiten und Bandbreiten

Für erneuerbare Kraftstoffe in Deutschland und der Europäischen Union wurde in den vorangegangenen Abschnitten das Potenzial für verschiedene Ressourcen und mit variierenden Anforderungen dargestellt.

Neben der begrenzten Flächennutzung für konventionelle Biokraftstoffe aus Energiepflanzen ist auch bei der Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen von einer grundsätzlichen und zunehmenden Nutzungskonkurrenz auszugehen. Die energetische Nutzung kann dabei ein Bestandteil integrierter Konzepte oder ein Abschnitt möglichst effizienter Nutzungskaskaden darstellen. Während für Strom aus erneuerbaren Quellen und daraus bereitgestelltem Wasserstoff die Restriktionen vergleichsweise gering scheinen, besteht für strombasierte Kohlenwasserstoffe zumindest die Hürde der Kohlenstoffquelle. Mit Blick auf die europäischen Rahmenbedingungen einerseits und den Kostenrahmen andererseits, wurden hier lediglich biogene CO₂-Quellen in die Potenzialbetrachtung einbezogen.

Effizienz und Erfolg des Erreichens der Klimaziele sind im Verkehrssektor allerdings nicht ausschließlich von den Potenzialen geeigneter erneuerbarer Ressourcen abhängig. Vielmehr geht es auch um deren Mobilisierung, die Produktion der Kraftstoffe und schließlich die Verteilung und Nutzung dieser Energieträger in entsprechenden Infrastrukturen und Fahrzeugen.

Wie Abbildung 5-26 zeigt, schließt sich an die Bandbreiten der Ressourcenpotenziale ein Spielraum der Verarbeitungs- und Implementierungspotenziale an. Während Forschung und Entwicklung den Kenntnisstand zum Status quo und den perspektivischen Entwicklungen erneuerbarer Ressourcen und deren Verarbeitungs- und Nutzungstechnologien zwar verbessern kann, ist deren Mobilisierung (Stichwort Biomassestrategie) bzw. ein entsprechender Wandel der Infrastrukturen maßgeblich durch rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen bestimmt. Gleiches gilt für die Entwicklung des spezifischen Bedarfs und damit der Nachfrage nach erneuerbaren Energieträgern im Verkehrssektor.

Diese Bandbreiten erlauben an dieser Stelle daher keine abschließende Quantifizierung des (nachhaltigen) Umsetzungs- bzw. Integrationspotenzials erneuerbarer Energieträger im Verkehrssektor (Abschnitt 1.2).

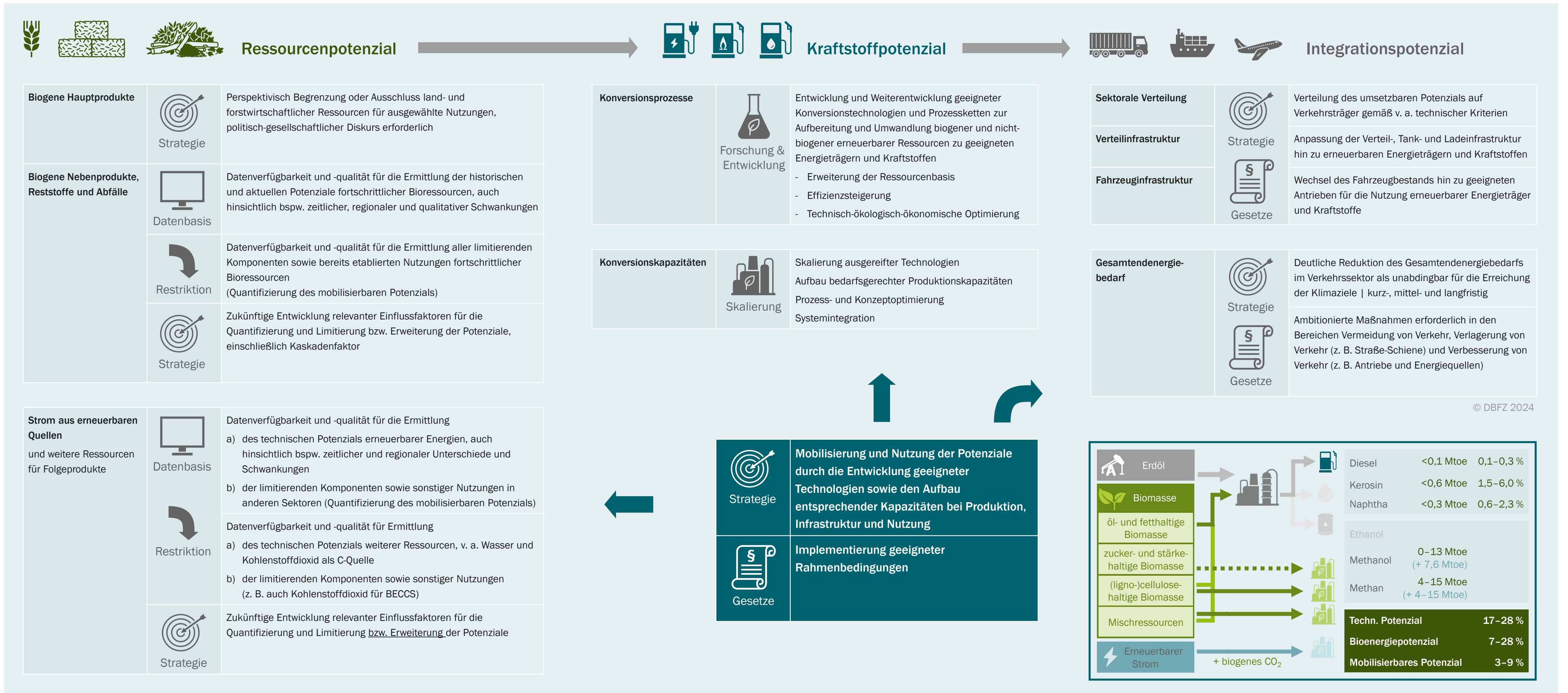


Abb. 5-26 Potenziale und Bedarfe sowie daraus resultierende Herausforderungen entlang der Bereitstellungs- und Nutzungskette von erneuerbaren Energieträgern und Kraftstoffen für den Verkehrssektor; Hinweise: Biokraftstoffpotenziale gemäß 5.4.1, strombasiertes Methan aus Methanisierung des CO₂-Nebenstroms des Biomethanpotenzials, strombasiertes Methanol aus biogenem CO₂ gemäß Abbildung 5-25; erweiterte Darstellung auf Basis [Naumann (2024a)]

Zusammenfassend und überleitend zu den Darstellungen in Abschnitt 5.3 werden die Potenziale für Kraftstoffe aus erneuerbaren Quellen in Tabelle 5-9 qualitativ eingeordnet. Diese Einordnung berücksichtigt ein regional abgegrenztes Ressourcenpotenzial. Der internationale Handel sowohl mit Ressourcen als auch mit Produkten und damit mögliche Importe sind in dieser Betrachtung nicht enthalten. Wenngleich diese bereits etabliert und Teil des Status quo sind, wie in Abschnitt 6.3 dargestellt.

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 8.3 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.

Tab. 5-9 Qualitative Potenzialeinordnung erneuerbarer Ressourcen für Energieträger im Verkehrssektor in Europa; Hinweis: 3-stufige Bewertungsskala für technisches Potenzial gemäß Daten in Abbildung 5-13: niedrig: <100 PJ, mittel/begrenzt <1.000 PJ, hoch: >1.000 PJ; Umsetzungspotenzial: Qualitative Einordnung des technischen Potenzials hinsichtlich Nutz- und Mobilisierbarkeit gemäß Einflussfaktoren wie z. B. Regulatorik und Nutzungskonkurrenzen; Zuordnung der Ressourcen in Ressourcengruppen in den Studien in Abbildung 5-13 nicht immer einheitlich

Kategorie	Ressourcengruppe	Ressourcenbeispiele	Technisches Potenzial	Umsetzungspotenzial Verkehrssektor
Biogene Hauptprodukte	Landwirtschaftliche Hauptprodukte	Zucker-, stärke- und ölhaltige Saaten und Früchte	hoch	niedrig bis begrenzt
		Zwischenfrüchte, Kulturholz	mittel bis hoch	begrenzt bis hoch
	Forstwirtschaftliche Hauptprodukte	Stammholz	hoch	niedrig
Biogene Nebenprodukte, Reststoffe und Abfälle	Landwirtschaftliche Nebenprodukte	Stroh, Kraut, Tierische Exkrementen	hoch	begrenzt
			mittel	hoch
	Forstwirtschaftliche Nebenprodukte	Primär - Holz- und forstwirtschaftliche Nebenprodukte (z. B. Zweige, Rinde etc.)	mittel	niedrig
		Sekundär - Holz- und forstwirtschaftliche Nebenprodukte (z. B. Schwarzlauge, Tallöl, Abfallholz, etc.)	mittel	begrenzt
			mittel	begrenzt
	Industrielle Nebenprodukte und Abfälle	Reststoffe aus der Nahrungsmittelproduktion und sonstige industrielle Reststoffe	mittel	begrenzt
	Siedlungsabfall und Klärschlamm	Siedlungsabfälle und Klärschlamm (z. B. Altspeisefette, Grüngut, etc.)	mittel	hoch
		Altspeisefette	niedrig	hoch
anderes lignocellulosehaltiges Material	Reststoffe von sonstigen Flächen	niedrig	begrenzt	
PTX-Ressourcen	Erneuerbarer Strom	Wind, Sonne, Wasser	hoch	begrenzt bis hoch
	CO ₂ -Punktquellen	Fossil- und biobasierte Prozesse/Industrien	mittel bis hoch	niedrig bis begrenzt
	Diffuses Kohlenstoffdioxid	Luft	hoch	begrenzt bis hoch



6 Marktkennzahlen

Jörg Schröder, Kati Görsch, Karin Naumann, Gabriel Costa De Paiva

6.1	Kapazitäten	102
6.2	Produktion	106
6.3	Handel	108
6.4	Nutzung	111
Exkurs	Bioethanol als Kraftstoff in Brasilien	112

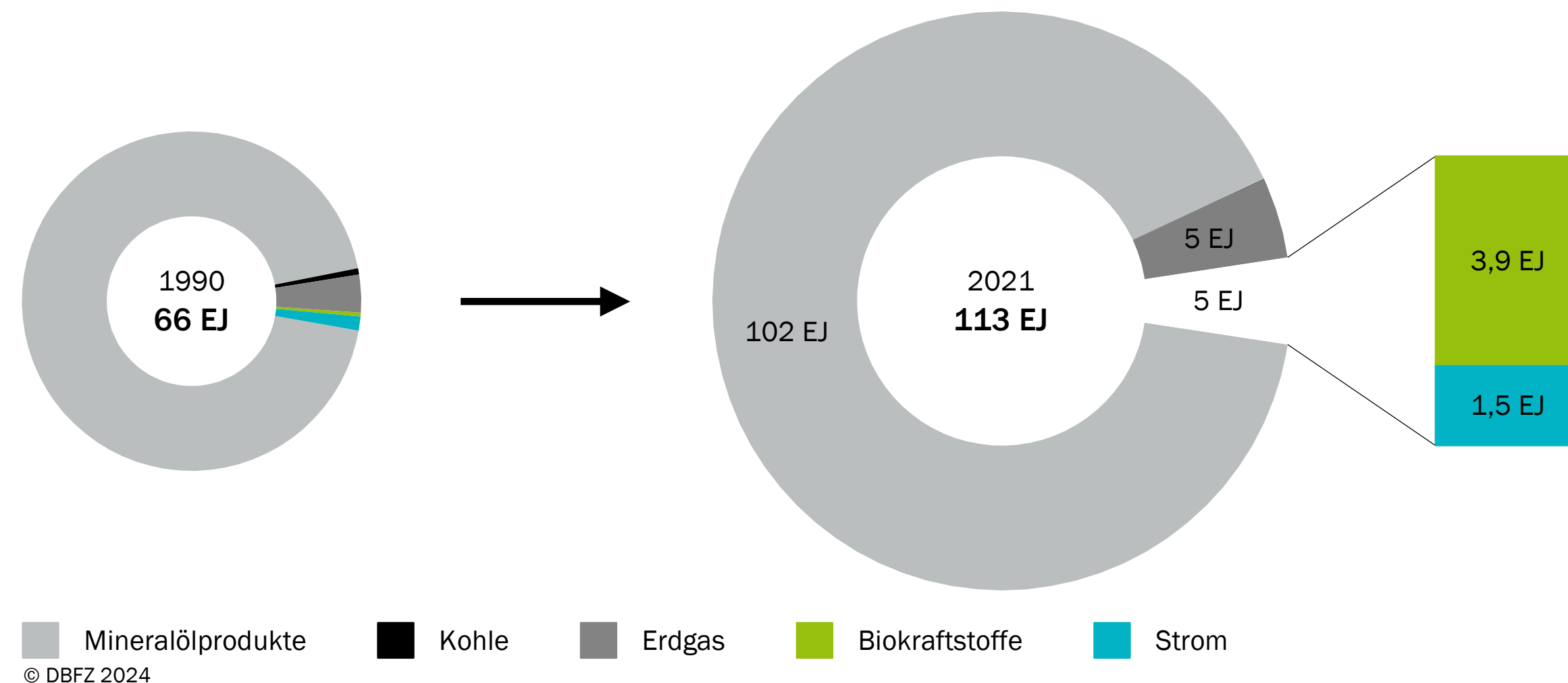
Schröder, J.; Görsch, K.; Naumann, K.; Costa de Paiva, G. (2025): Marktkennzahlen. In: Schröder, J.; Görsch, K. (Hrsg.): *Erneuerbare Energien im Verkehr. Monitoringbericht*. S. 101-112. Leipzig: DBFZ. ISBN: 978-3-949807-23-7. DOI: 10.48480/w11j-9w27

Weltweit ist der langjährige Trend im Verkehrssektor durch einen hohen und stark wachsenden Energiebedarf gekennzeichnet. Wie bereits Abbildung 6-1 zeigt, hat sich dieser Bedarf seit 1990 nahezu verdoppelt, obwohl die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie im Jahr 2021 noch deutlichen Einfluss hatten. Zwei Jahre zuvor war der Energieverbrauch nochmals 8 % höher gewesen. Auch wenn sich die Nutzung von Biokraftstoffen im Vergleich zu 1990 auf etwa 3,9 EJ verüffacht hat, so können damit nur ca. 3,5 % des Energiebedarfs durch eine biogene Alternative substituiert werden. Beim Strom fällt der Zuwachs in den vergangenen 30 Jahren im Vergleich deutlich geringer aus (1,6-fach). Insgesamt deckten diese beiden für die Energiewende wichtigen Energieträger im Jahr 2021 gerade einmal 4,8 % des Energiebedarfs im globalen Verkehr ab. [IEA (2024a)]

6.1 Kapazitäten

Vor dem Hintergrund der Ziele zu Klimaschutz und Dekarbonisierung des Verkehrssektors (Abschnitt 3) sowie begrenzten erneuerbaren Ressourcen (Abschnitt 5) 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 auf

- der Entwicklung neuer Technologien zur effizienten und nachhaltigen Bereitstellung von Biokraftstoffen auf Basis fortschrittlicher Rohstoffe,
- einer stärkeren Elektrifizierung geeigneter Verkehrsträger und
- der Bereitstellung und Nutzung von Kraftstoffen auf Basis von erneuerbarem Strom.



© DBFZ 2024

Abb. 6-1 Weltweiter Endenergieverbrauch im Verkehrssektor aufgeteilt nach Energiequellen für die Jahre 1990 und 2021, Datenbasis: [IEA (2024a)]

Nachfolgend werden die verfügbaren Kapazitäten von ausgewählten Kraftstoffoptionen beschrieben, welche einerseits bereits im Markt etabliert und kommerziell verfügbar (TRL 11) sind oder sich andererseits im Übergang zwischen Demonstrationsstadium und Markteintritt (TRL ≤ 9) befinden. Die Produktionskapazitäten der kommerziell verfügbaren Kraftstoffoptionen sind deutlich höher und werden zumeist an Handelsbörsen gehandelt. Die Kraftstoffoptionen mit TRL ≤ 9 werden zumeist bilateral gehandelt.

Die Kapazitäten zur Produktion von **Bioethanol** (Abbildung 6-2) umfassen beispielsweise weltweit 156 Mio. m³/a. Jedoch sind davon Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 13 Mio. m³/a außer Betrieb gesetzt bzw. stillgelegt. 1.332 Anlagen produzieren derzeit Bioethanol. Dem gegenüber steht eine Produktion von insgesamt 112 Mio. m³/a (Abschnitt 6.2), was einer mittleren Auslastung von 78 % entspricht. Die produzierenden Anlagen haben eine durchschnittliche Kapazität von 0,1 Mio. m³/a, wobei auch Anlagen mit Kapazitäten von über 0,5 Mio. m³/a im Markt etabliert sind. Neben diesen verfügbaren Kapazitäten sind weltweit weitere 4 Mio. m³/a im Bau und 40 Mio. m³/a in der Anlagenplanung bzw. -projektierung. In Europa und Deutschland belaufen sich die in Betrieb befindlichen Kapazitäten auf 10,8 Mio. m³/a bzw. 1 Mio. m³/a durch 168 bzw. 17 Anlagen.

Die aktuellen Bioethanol-Anlagen sind nicht nutzungsspezifisch und enthalten demnach Kapazitäten zur stofflichen Verwendung und zur Kraftstoffnutzung. Beispielsweise produzieren nur 12 der 17 in Deutschland verfügbaren Anlagen Bioethanol für die Kraftstoffindustrie. [BDBe (2024); IHS Markit (2024c)]

Lignocellulose-Ethanol (Abbildung 6-3) stellt neben den bereits etablierten und kommerziell verfügbaren Technologien die Technologieoption für fortschrittliche Biokraftstoffe mit dem höchsten Entwicklungsstand dar. Die Produktionskapazitäten werden 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 2,4 Mio. m³/a im Jahr 2024 gesteigert werden. In Europa und Deutschland fallen die realisierten Kapazitäten mit 0,5 Mio. m³/a bzw. 0,001 Mio. m³/a vergleichsweise gering aus. [IHS Markit (2024c)]

Für **FAME** (Fettsäuremethylester, engl. Fatty Acid Methyl Ester bzw. umgangssprachlich Biodiesel, Abbildung 6-4) bestehen weltweite Produktionskapazitäten im Umfang von etwa 77,4 Mio. t/a,

in Betrieb sind Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 72 Mio. t/a. Die aktuell verfügbaren Kapazitäten werden weltweit durch 648 produzierende Anlagen bereitgestellt. Die Auslastung der Anlagen liegt bei durchschnittlich 72 %. Die produzierenden Anlagen haben eine durchschnittliche Kapazität von 0,1 Mio. t/a, wobei auch Anlagen mit Kapazitäten von deutlich über 0,5 Mio. t/a produzieren. Weitere 15,2 Mio. t/a (173 Anlagen) befinden sich weltweit in der Planungsphase, jedoch nur zwei Anlagen im Bau.

In Europa und Deutschland befinden sich 201 bzw. 31 Biodiesel-Anlagen mit Kapazitäten von 20,6 Mio. t/a bzw. 4,2 Mio. t/a in Betrieb. [IHS Markit (2024c)]

Mittels der HEFA-Technologie (und der Mitraffination) werden die paraffinischen Kraftstoffe **HVO-Diesel** und **HEFA-SPK** (hydroprozessierte Pflanzenöle, engl.: Hydrotreated Vegetable Oils; hydroprozessierte Ester und Fettsäuren, engl.: Hydrotreated Esters and Fatty Acids; synthetisches paraffinisches Kerosin, engl.: Synthetic Paraffinic Kerosene) sowie weitere Produkte hergestellt. Abbildung 6-5 zeigt die bestehenden und geplanten Anlagenkapazitäten auf. Derzeit produzieren weltweit 93 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 32,2 Mio. t/a. Darüber hinaus befinden sich weitere 13 Anlagen (2,8 Mio. t/a) im Bau und 125 Anlagen (59 Mio. t/a) in Planung bzw. Projektierung. Zusätzlich sind an 28 Anlagen Kapazitätserweiterungen um insgesamt 11 Mio. t/a bis 2030 geplant. Dabei variieren die Anlagengrößen sehr stark und liegen zwischen 0,01 Mio. t/a und 2 Mio. t/a.

In Europa sind 45 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 7,7 Mio. t/a in Betrieb. In Deutschland erzeugt einzig die BP-Raffinerie in Lingen mit einer Kapazität von 0,07 Mio. t/a HEFA-SPK durch Mitraffination. [IHS Markit (2024c)]

Auf Basis der Daten in Abbildung 6-8 sollen mit diesen Kapazitäten 24 Mio. t/a HEFA-SPK (inkl. Mitraffination) bis zum Jahr 2030 durch bestehende, derzeit gebaute und projektierte Anlagen sowie den Ausbau bestehender Anlagen produziert werden können. Damit könnten bis zum Jahr 2030 Kapazitäten bis zu 81 Mio. t/a für die Produktion von HVO-Diesel zur Verfügung stehen.

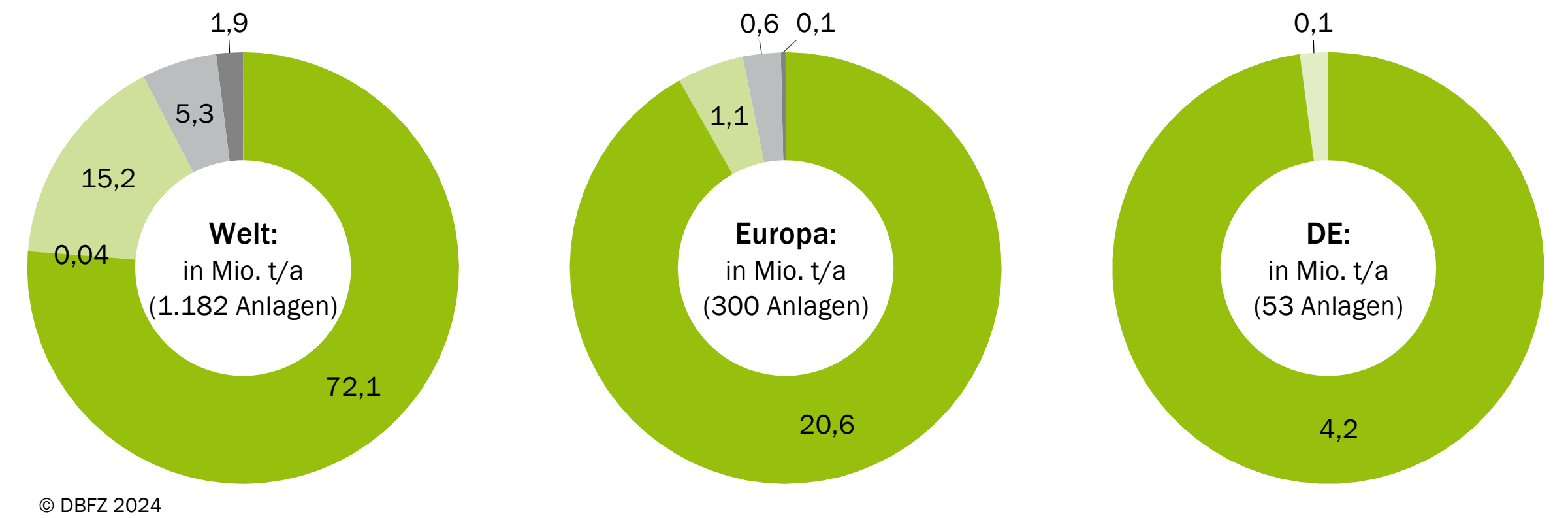
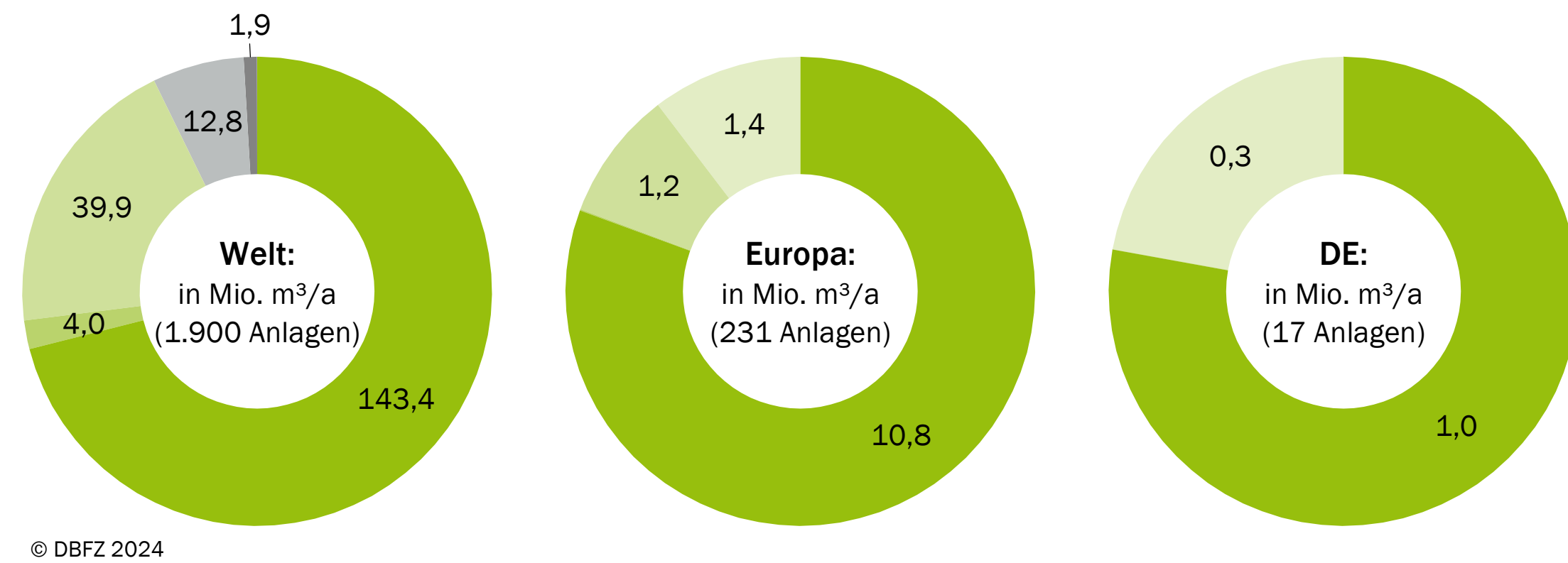


Abb. 6-2 Bioethanol – weltweite, europäische und deutsche Produktionskapazitäten im Jahr 2024, ohne Darstellung geplanter Anlagenerweiterungen, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Datenbasis: [IHS Markit (2024c)]

Abb. 6-4 Biodiesel (FAME) – weltweite, europäische und deutsche Produktionskapazitäten im Jahr 2024, ohne Darstellung geplanter Anlagenerweiterungen, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Datenbasis: [IHS Markit (2024c)]

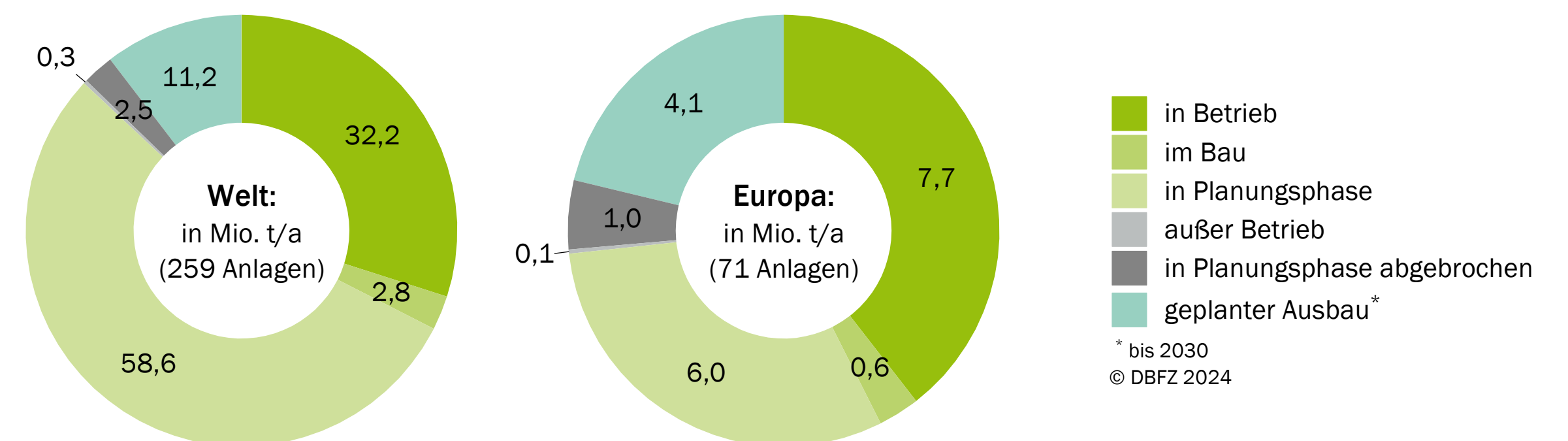
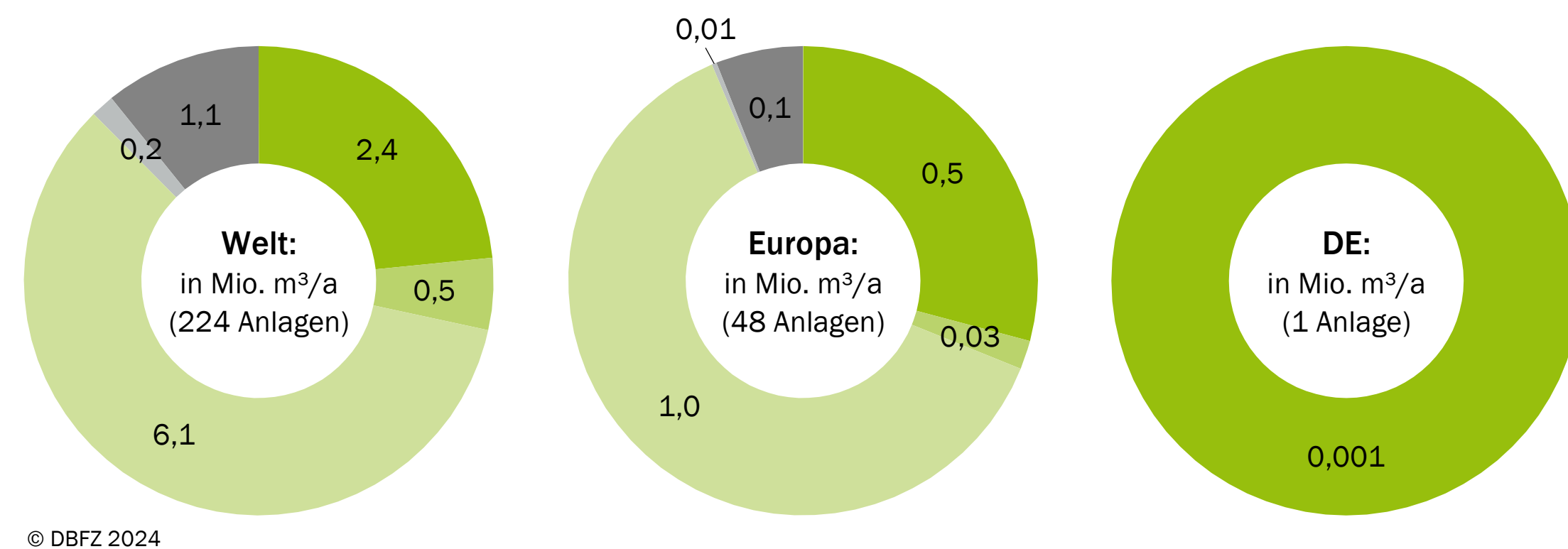


Abb. 6-3 Lignocellulose-Ethanol – weltweite, europäische und deutsche Produktionskapazitäten im Jahr 2024, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Datenbasis: [IHS Markit (2024c)]

Abb. 6-5 HEFA-Kraftstoffe (inkl. Mitraffination) – weltweite und europäische Produktionskapazitäten im Jahr 2024 sowie geplante Anlagenerweiterungen bis zum Jahr 2030, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Datenbasis: [IHS Markit (2024c)]

Die Bereitstellung von **Biomethan** als Kraftstoff (Abbildung 6-6) erfolgt bisher vor allem über die kommerziell verfügbare Technologie der anaeroben Vergärung, wobei sich die installierten Produktionskapazitäten sowie die Anwendung im Verkehr regional stark unterscheiden. Biomethan wird zudem nicht ausschließlich als Kraftstoff bereitgestellt, sondern kann als erneuerbares Substitut fossiles Erdgas in jedem Anwendungsegment ersetzen. In den derzeitigen Erzeugerländern findet es vorrangig im Bereich der stationären Nutzung zur Strom- und Wärmebereitstellung Anwendung. Zusätzlich wird ein Teil des Biomethans zu **Bio-LNG** (Flüssigerdgas, engl.: Liquefied Natural Gas) verflüssigt (Abbildung 6-7).

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 (Abschnitte 4 und 5). Die Anlagen können in Abhängigkeit von der standortspezifischen Ressourcenverfügbarkeit hinsichtlich ihrer installierten Kapazität stark variieren (beispielsweise in Deutschland zwischen 0,5 und 20 MW). Der Schwerpunkt der installierten Biomethankapazitäten liegt mit 4,6 Mrd. m³/a der weltweit insgesamt 5,3 Mrd. m³/a in Europa [IHS Markit (2024c)]. Insbesondere in Frankreich ist derzeit ein massiver Ausbau der Kapazitäten zu verzeichnen [EBA (2023)]. In der Statistik sind chinesische Anlagen nicht enthalten, obwohl China als einer der größten Wachstumsmärkte gilt und bereits im Jahr 2015 mit dem Bau erster Anlagen begonnen wurde [Zheng (2020)]. Heute werden in China ca. 100 Mio. m³/a in 100 Anlagen produziert [Energy Transition in China (2020)].

In Deutschland sind 254 Biomethan-Anlagen in Betrieb, in denen Biogas über eine anaerobe Vergärung von Biomasse produziert und auf Erdgasqualität aufbereitet wird. Der Bestand hat eine Kapazität von über 1.198 Mio. m³/a. Von den umgerechnet mehr als 13 TWh Biomethan, die im Jahr 2022 in Deutschland erzeugt wurden, kamen etwa 9 % als Kraftstoff zum Einsatz. [EBA (2023); IHS Markit (2024c)]

Die weltweiten Produktionskapazitäten von **erneuerbarem Kerosin** (engl.: Sustainable Aviation Fuel, SAF) (Abbildung 6-8) sind bereits deutlich im Aufschwung. Bisher sind jedoch weltweit nur Anlagen auf Basis der HEFA-Technologie bzw. der Mitraffination mit einer Gesamtkapazität von 1,8 Mio. t/a in Betrieb. Gleichzeitig befinden sich weitere knapp 100 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 27,9 Mio. t/a in der Bauphase bzw. Projektierung und weitere 4,2 Mio. t/a werden als Anlagenerweiterung

projektiert. Als Technologien finden HEFA inkl. Mitraffination, die Umwandlung von Alkohol oder spezifisch Methanol zu Flugkraftstoffen (engl.: Alcohol-to-Jet, ATJ bzw. Methanol-to-Jet, MTJ) sowie Fischer-Tropsch (FT) Anwendung. In Europa soll knapp die Hälfte der Anlagen errichtet werden, mit einer geplanten Gesamtkapazität von 11,6 Mio. t/a. [Cena Hessen (2024)]

Weltweit entstehen Anlagen zur Produktion von **grünem Wasserstoff** (Abbildung 6-9). Die Kapazitäten sind nicht ausschließlich für die Anwendung im Verkehr vorgesehen, sondern auch für andere Sektoren wie Industrie oder zur Weiterverarbeitung zu Folgeprodukten wie Ammoniak, Methanol, Methan oder anderen synthetischen Produkten. Laut der IEA-Datenbank für H₂-Produktion [IEA (2023a)] sind 267 Anlagenstandorte mit einer Gesamtleistung von 1.100 MW_e bereits in Betrieb, weitere 212 Anlagenstandorte mit einer Gesamtleistung von 14.125 MW_e befinden sich im Bau bzw. wurde dafür eine Investemententscheidung (engl.: Final Investment Decision, FID) getroffen. Mit dieser Leistung sollen 173 kt/a bzw. perspektivisch weitere 2.400 kt/a grüner Wasserstoff bereitgestellt werden. 42 % der perspektivisch installierten Kapazitäten sollen für die Weiterverarbeitung zu H₂-basierten Folgeprodukten verwendet und 10 % perspektivisch direkt als Wasserstoff im Verkehr genutzt werden. Der größte bisher installierte Elektrolyseur arbeitet nach dem Prinzip der alkalischen Wasserelektrolyse (AEL), wurde 2023 in China installiert und hat eine Kapazität von 260 MW_e. Mit dieser Anlage können bis zu 44 kt/a Wasserstoff produziert werden, was etwa einer Energie von 5,3 PJ entspricht. Eine Darstellung des aktuellen Status ist schwierig, da der Aufbau einer grünen H₂-Infrastruktur weltweit stark gefördert wird und entsprechend täglich neue Projekte veröffentlicht werden. [IEA (2023a)]

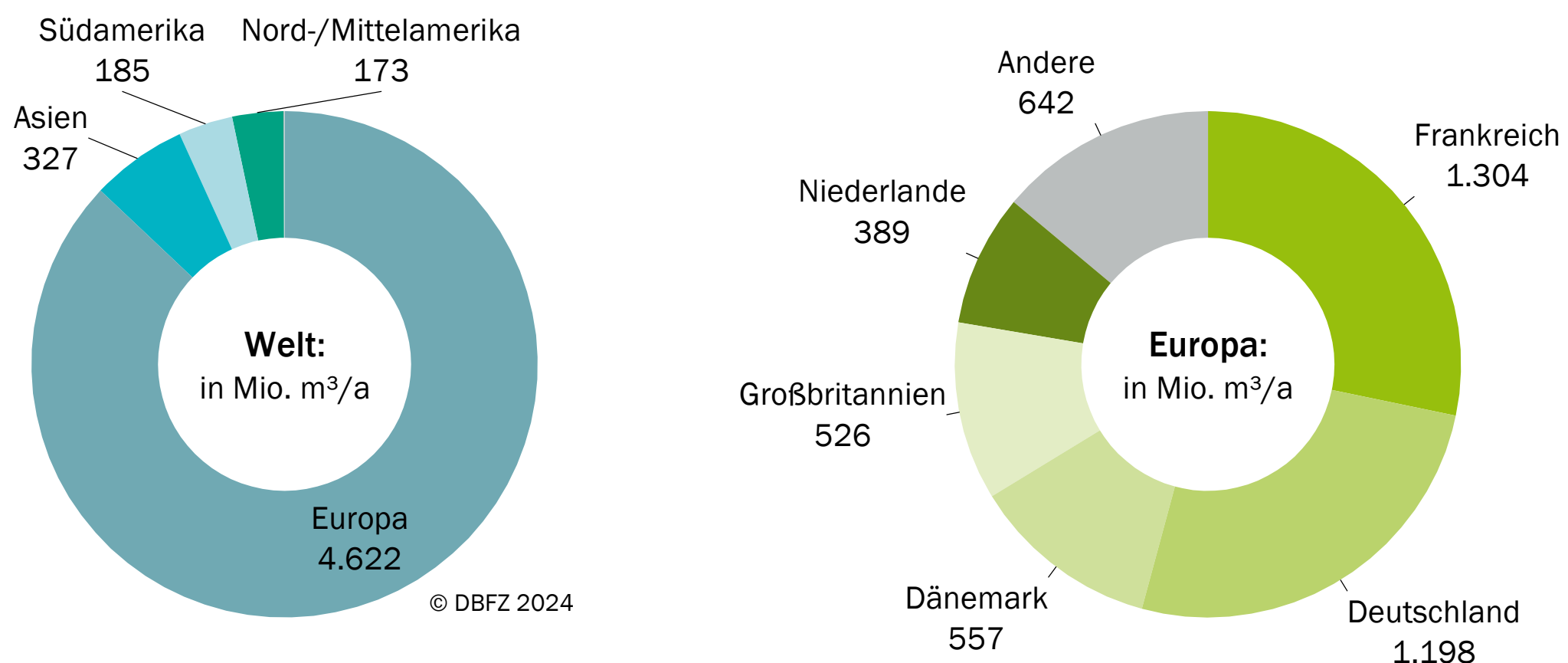


Abb. 6-6 Biomethan – weltweite und europäische Produktionskapazitäten in bestehenden Anlagen im Jahr 2024, ohne Darstellung im Bau befindlicher bzw. geplanter Anlagen und Anlagenerweiterungen, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Datenbasis: [IHS Markit (2024c)]

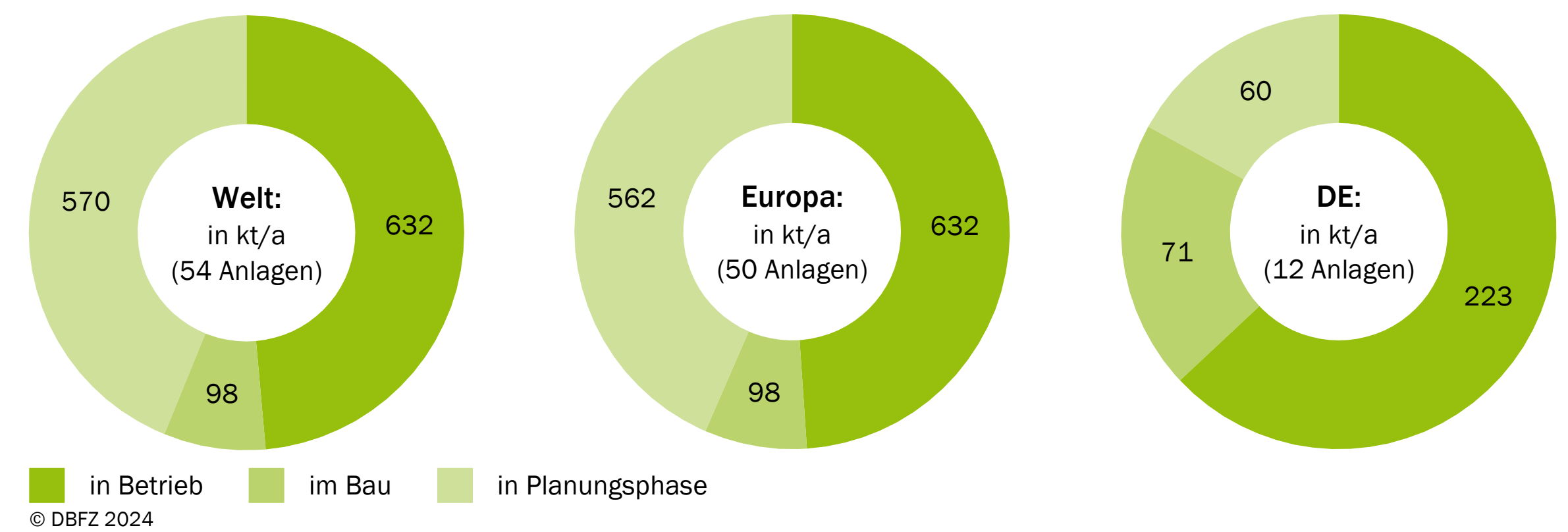


Abb. 6-7 Bio-LNG – weltweite und europäische Produktionskapazitäten in bestehenden, im Bau befindlichen und geplanten Anlagen im Jahr 2024, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Datenbasis: [IHS Markit (2024c)]

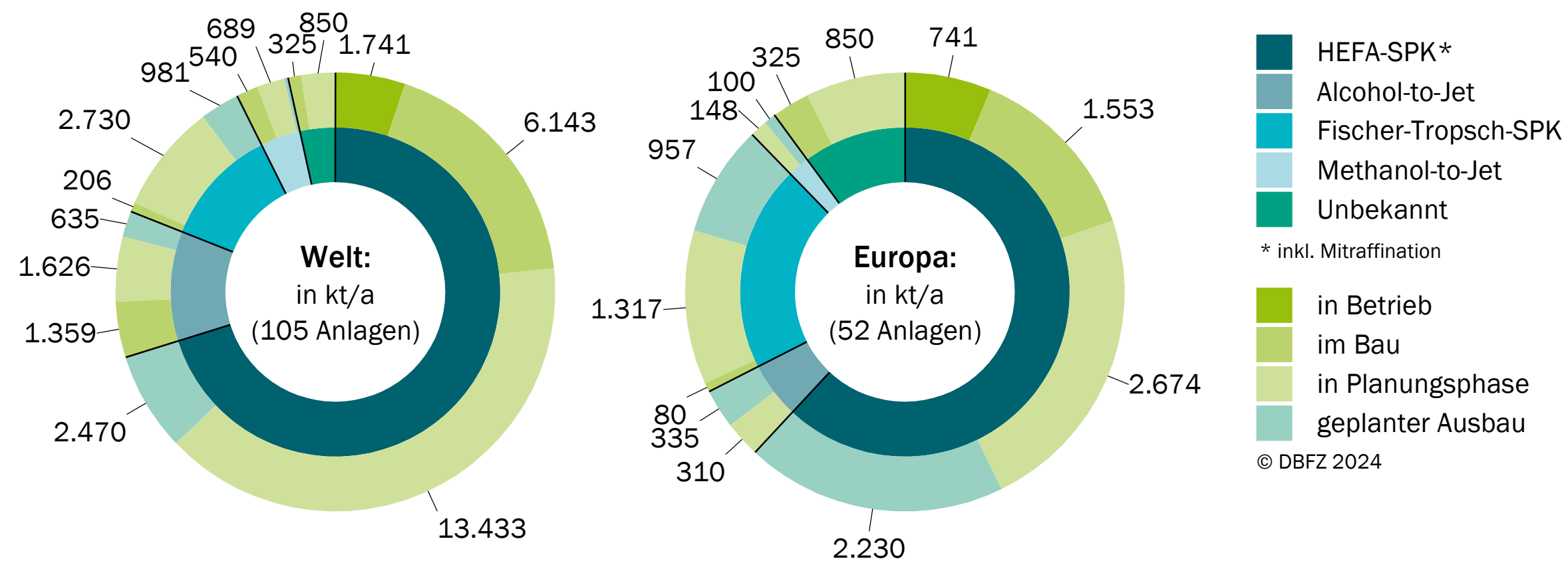


Abb. 6-8 Erneuerbares Kerosin – weltweite und europäische Produktionskapazitäten in bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2024, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Datenbasis: [Cena Hessen (2024)]

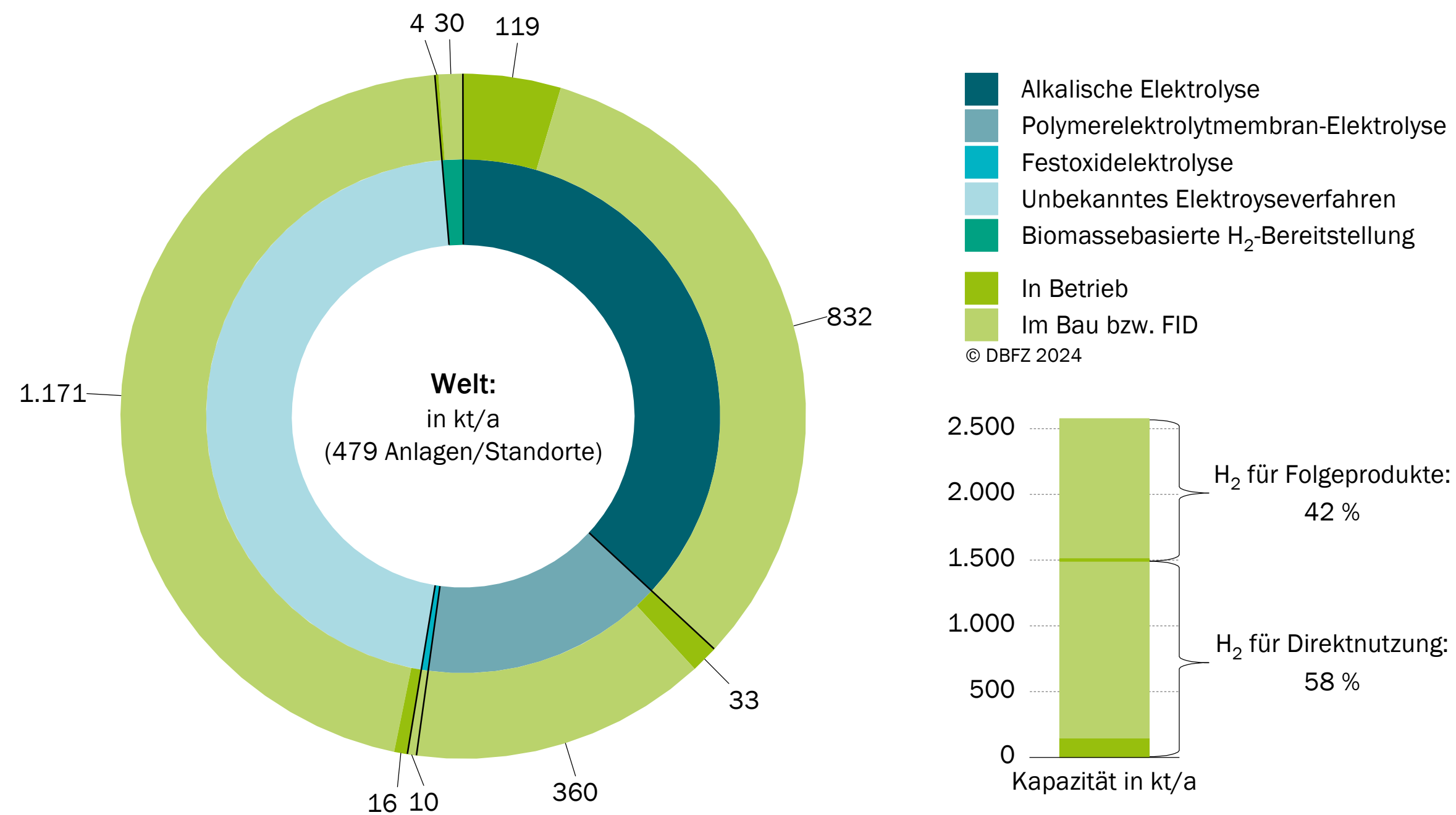


Abb. 6-9 Erneuerbarer Wasserstoff – weltweite Produktionskapazitäten in bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2024, Kapazitäten nicht ausschließlich zur Nutzung im Verkehrssektor, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Datenbasis [IEA (2023a)]

Mit **Methanol, Methanol-to-Gasoline, Fischer-Tropsch-Kraftstoffen und Ammoniak** sind weitere erneuerbare Kraftstoffoptionen in der Diskussion bzw. bereits bei einzelnen Anlagen in der Produktion und Planung. Abbildung 6-10 zeigt für die verschiedenen Optionen den aktuellen Stand auf und unterscheidet zusätzlich nach Biokraftstoffen und strombasierten E-Fuels. Mit 79 kt/a sind derzeit für biobasiertes Methanol die größten Kapazitäten verfügbar [IHS Markit (2024c)]. Das medienwirksame E-Fuels-Projekt Haru Oni in Chile produziert als einzige Anlage bereits Methanol-to-Gasoline, jedoch mit einer sehr geringen Kapazität von 130 m³/a (100 t/a) im Jahr 2023 [eFuel Alliance (2024)]. Ansonsten sind sehr viele Anlagen in der Projektierung mit einer geplanten Umsetzung bis spätestens 2030. Nennenswert ist dabei vor allem das NEOM Green Hydrogen Project in Saudi-Arabien mit einer geplanten Tagesproduktion von 650 t Wasserstoff ab 2026 und einer anvisierten Weiterverarbeitung zu 1,2 Mio. t/a Ammoniak [NEOM (2023)].

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. Eine Übersicht entsprechender Anlagen wird auf der Homepage der Internationalen Energieagentur IEA aufgezeigt [IEA Bioenergy (2024b)].

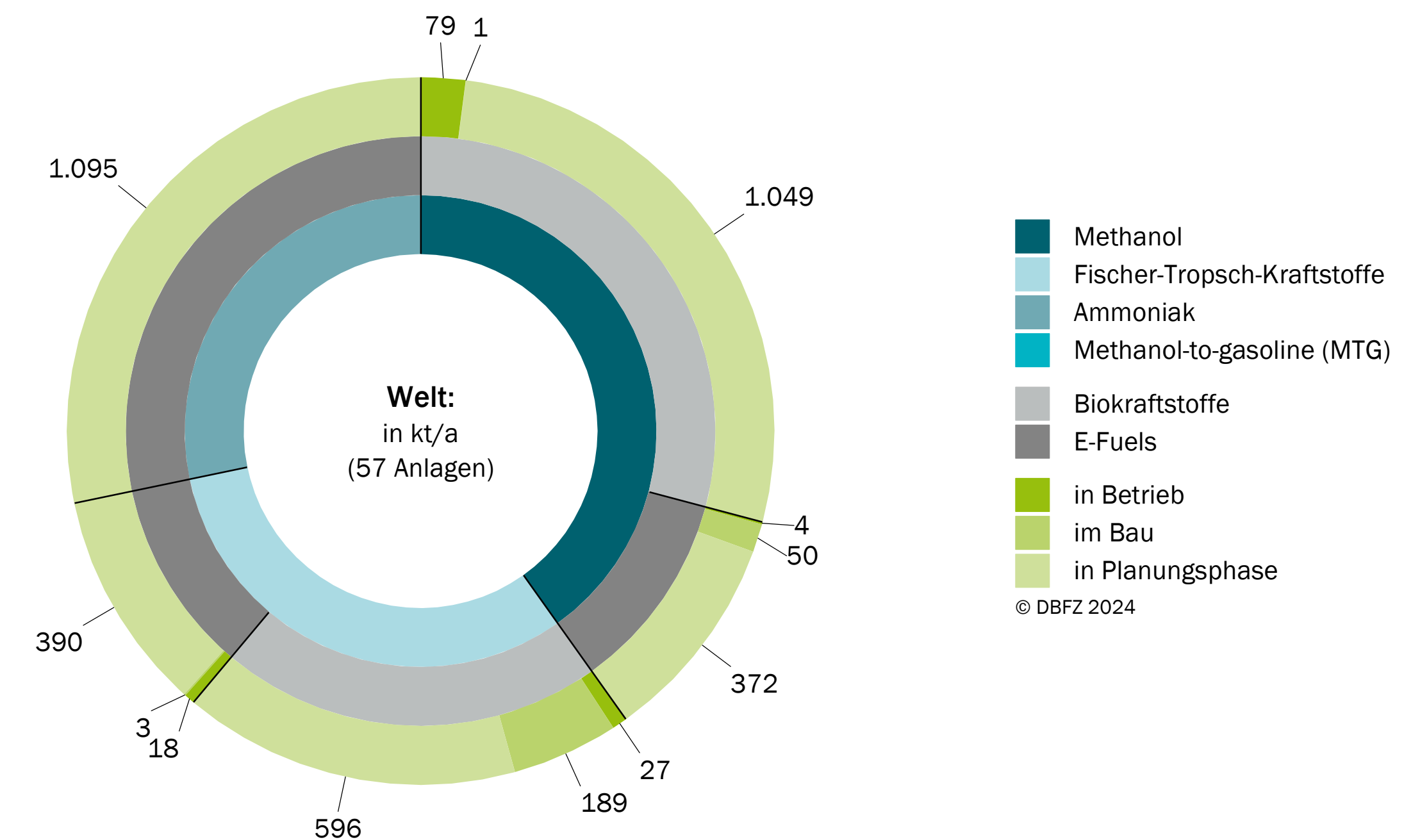


Abb. 6-10 Weitere erneuerbare Kraftstoffoptionen – weltweite Produktionskapazitäten von bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2024, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Datenbasis: [eFuel Alliance (2024); IHS Markit (2024c)]

6.2 Produktion

Bereits in der 2. Hälfte des 20. Jahrhunderts produzierte in Brasilien die zuckerrohrverarbeitende Industrie neben Zucker auch Bioethanol als Kraftstoff, in den 1990er-Jahren etwa 10 Mio. m³/a, womit der Schwerpunkt der globalen Biokraftstoffproduktion in Brasilien lag. Wie Abbildung 6-11 zeigt, stiegen bis heute die weltweiten Produktionsmengen an Bioethanolkraftstoff auf 117 Mio. m³/a (2,6 EJ/a) an. Seit Beginn der 2000er-Jahre etablierte sich mit Biodiesel (FAME) ein zweiter Biokraftstoff auf dem globalen Markt: Nach einem kontinuierlichen Wachstum lag die produzierte Menge im Jahr 2024 bei etwa 40 Mio. t (1,5 EJ). Seit dem Jahr 2010 wird zudem auch HVO/HEFA-Diesel als paraffinisches Dieselsubstitut in großtechnischen Anlagen produziert: 2024 lag die weltweite Jahresproduktion bei etwa 14 Mio. t/a (0,6 EJ/a). Während die COVID-19-Pandemie keinen nennenswerten Einfluss auf die HVO-Produktion hatte und das Wachstum ungebrochen blieb, waren die Produktionsmengen für Bioethanolkraftstoff und Biodiesel (FAME) in den vergangenen Jahren rückläufig bzw. stagnierten. Die angegebenen Produktionsmengen für 2024 sind vorläufige Schätzungen auf Basis von [IHS Markit (2024b)].

Welt | Biokraftstoffproduktion in EJ

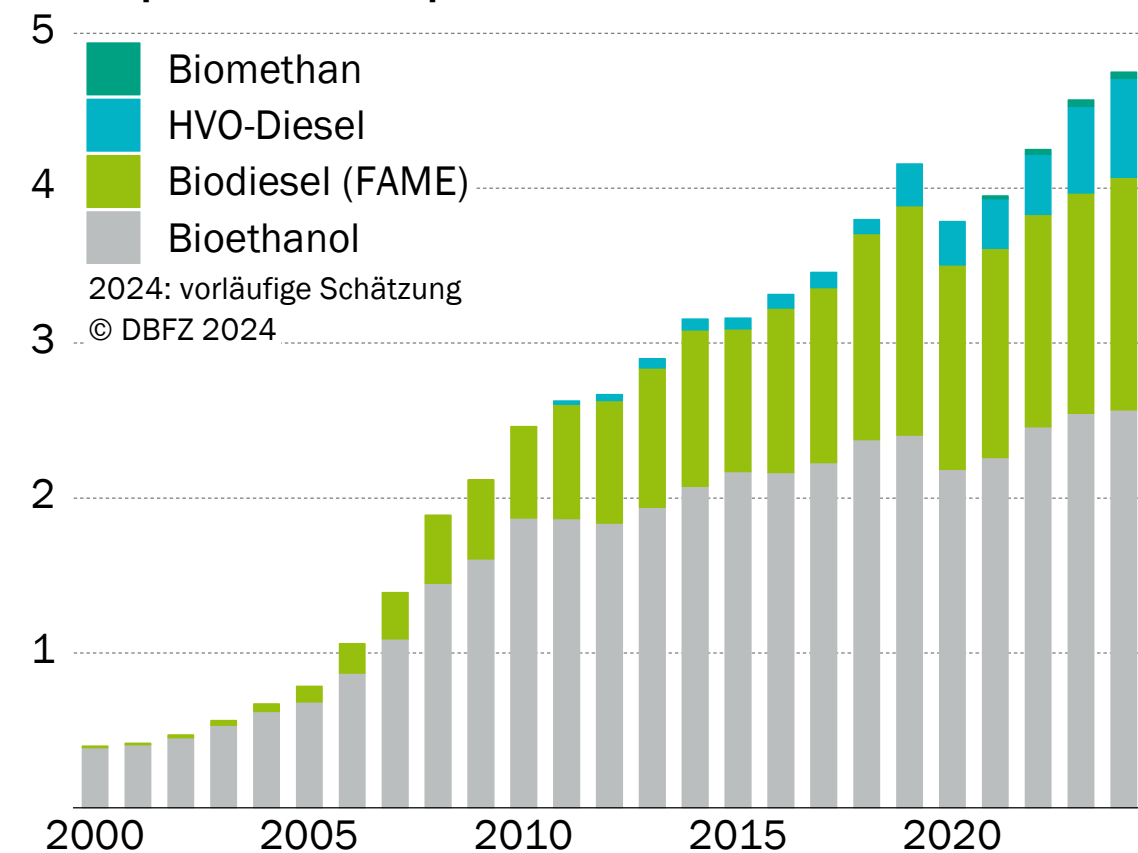


Abb. 6-11 Entwicklung weltweit produzierter Biokraftstoffmengen, eigene Berechnung auf Datenbasis: [IHS Markit (2024b)]

Kurz- bis mittelfristig müssen weltweit bestehende Absatzmärkte ausgeweitet und weitere Absatzmärkte wie die Luft- und Schifffahrt mit Biokraftstoffen erschlossen werden, um die ambitionierten Klimaziele des Pariser Klimaabkommens zu erfüllen. Damit werden sich zwangsläufig neue Technologierouten etablieren und bisher ungenutzte Ausgangsstoffe in den Fokus rücken. Neben den historisch gewachsenen Schwerpunkten der Produktion von Biodiesel (FAME) und HVO/HEFA aus Anbaubiomasse bauen vor allem asiatische Produzenten derzeit ihre Rolle als Lieferant von fortschrittlichen Biokraftstoffen aus. Sie zielen vor allem auf die europäischen und die US-amerikanischen Importmärkte ab, angereizt durch die Priorisierung fortschrittlicher Ressourcen und der damit verbundenen Gewinnmaximierung spezifischer Produkte (Abschnitt 3). Für den europäischen Biokraftstoffmarkt zeichnen sich derzeit folgende allgemeine Entwicklungstrends dezidiert ab:

- **Fokus auf Biokraftstoffe aus Rest- und Abfallstoffen:** Aufgrund der Mehrfachanrechnung ausgewählter Optionen in der revidierten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (engl.: Renewable Energy Directive, RED) werden u. a. Biokraftstoffe aus bestimmten Rohstoffen und für bestimmte Anwendungen (Flug- und Schiffsverkehr) gefördert. Trotz einiger Engpässe bei den verfügbaren Ressourcen sind die Anteile dieser Biokraftstoffe (bisher vor allem Biodiesel (FAME) aus Altspesiefetten und tierischen Fetten im letzten Jahrzehnt deutlich gestiegen. 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 Biomethan in komprimierter oder verflüssigter Form (CNG oder LNG), Strom aus erneuerbaren Quellen oder Wasserstoff.

- **Fokus auf HVO/HEFA:** Erneuerbarer Diesel in Form von HVO/HEFA bietet im Vergleich zu Biodiesel (FAME) bessere physikalische und chemische Eigenschaften (Cetanzahl, Energiegehalt) für die motorische Verbrennung sowie eine höhere Beimischungsgrenze in Dieselmotoren. Er hat sich daher in den letzten Jahren zu einer wichtigen Option in vielen europäischen Ländern entwickelt (Abbildung 7-1). Darüber hinaus stehen Mineralölkonzerne unter dem Druck, ihre Wertschöpfungsketten zu defossilisieren. Die Umrüstung einer bestehenden Raffinerie (ggf. zunächst teilweise) in eine Anlage für erneuerbaren Diesel stellt dabei eine interessante Option dar. [IHS Markit (2024c)]

Im Folgenden werden der Status quo (in der Regel mit dem Bezugsjahr 2023) für die Produktionsmengen von kommerziell verfügbaren Biokraftstoffen detailliert dargestellt. Kommerziell verfügbare Kraftstoffe werden einem TRL 10 bis 11 gemäß der Einordnung nach Abbildung 4-2 zugeordnet, damit sind im groß-

industriellen Maßstab produzierte Kraftstoffmengen im Markt verfügbar. Dementsprechend sind Bioethanol, Biodiesel (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 2023 in den Abbildungen 6-12, 6-13 und 6-14 dargestellt.

Die weltweite Produktion von **Bioethanol** ist im Jahr 2023 um ca. 1 Mio. m³ gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen und erreichte ein Gesamtvolumen von 127 Mio. m³. Das entspricht einem Energiegehalt von ca. 2.800 PJ. Neben 111 Mio. m³ Bioethanol als Kraftstoff (inkl. Ethyl-tertiär-butylether, ETBE) wurden weitere 16 Mio. m³ Industrialkohol zur stofflichen Nutzung bereitgestellt. Die bedeutendsten Weltmärkte sind USA, Brasilien sowie zunehmend China und Indien, in Europa haben Frankreich und Deutschland die größte Bedeutung [IHS Markit (2024b)].

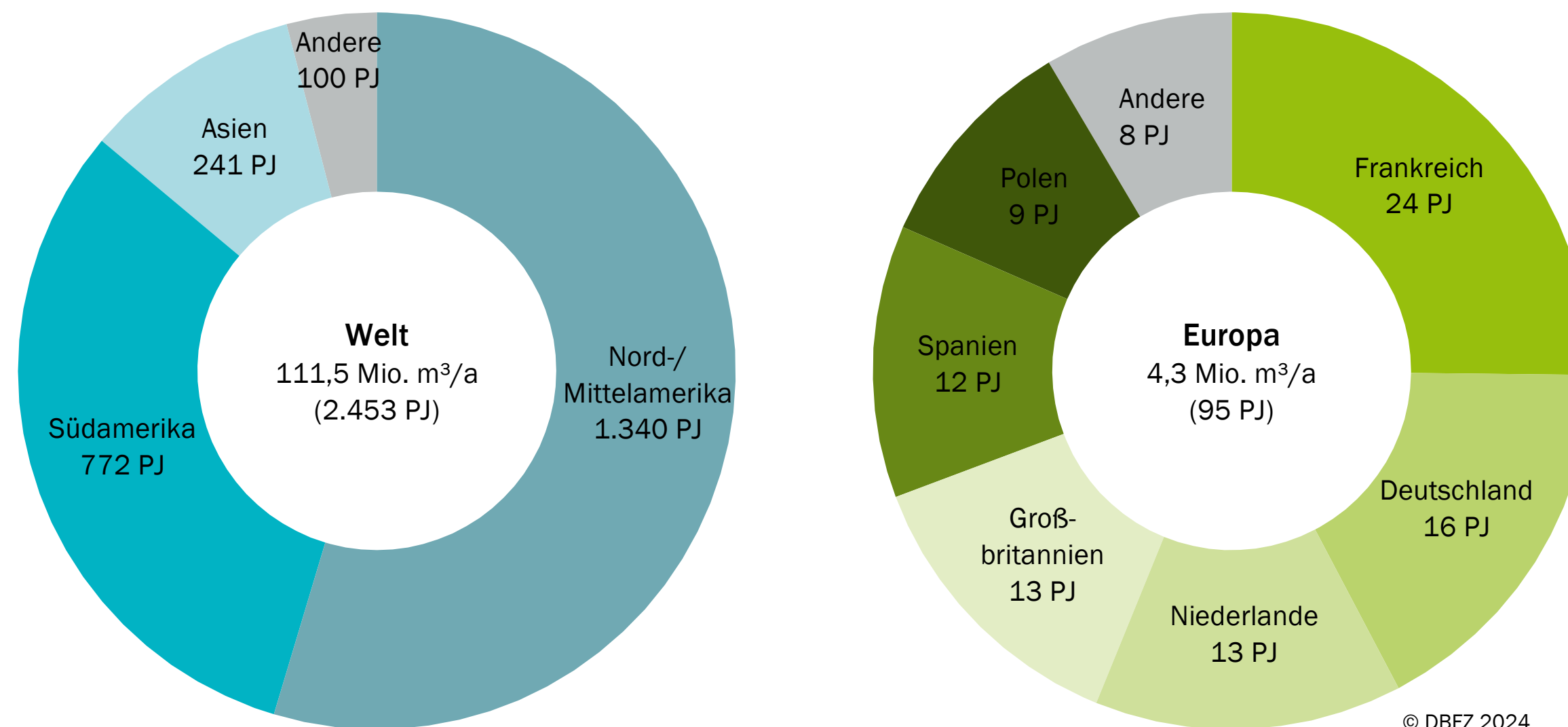
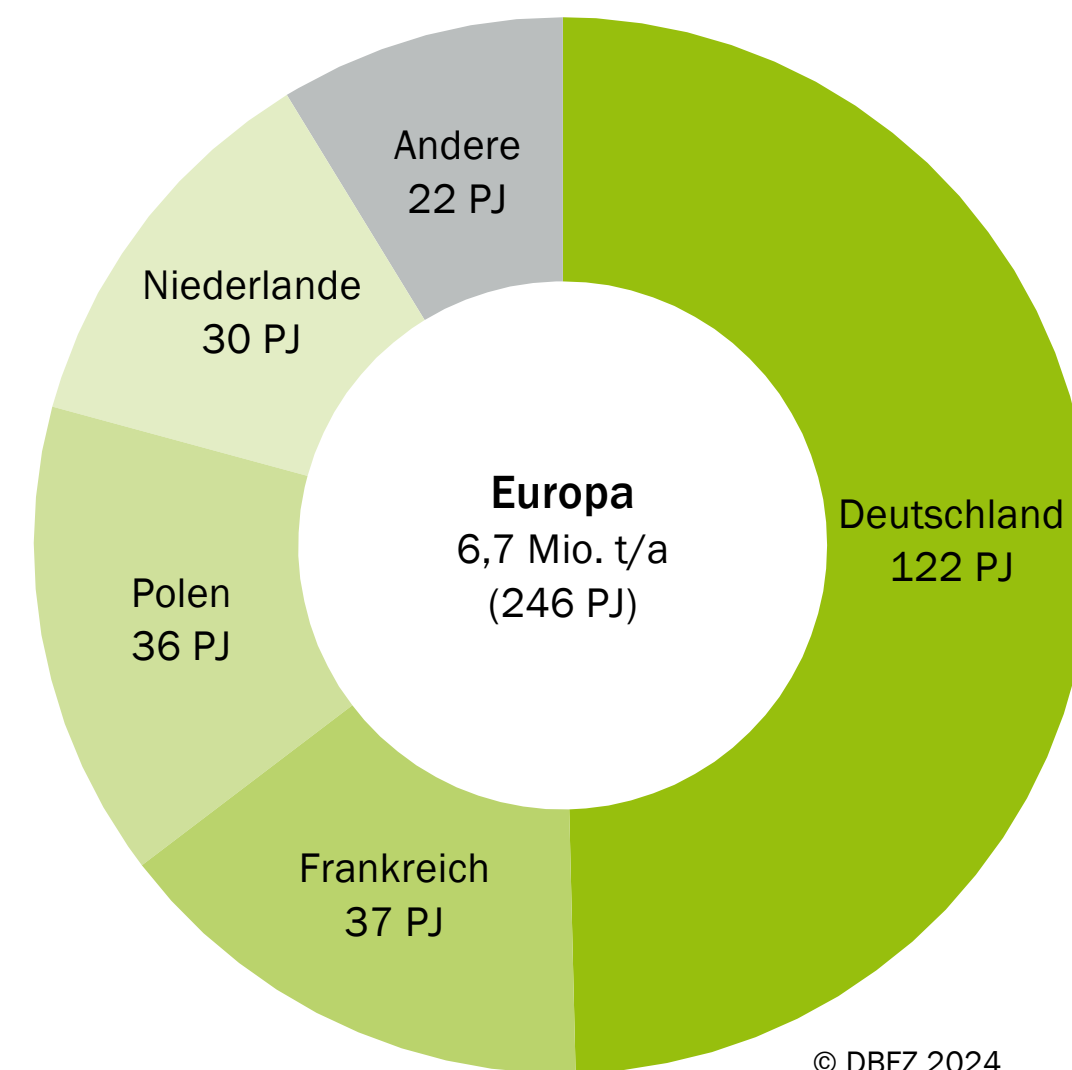
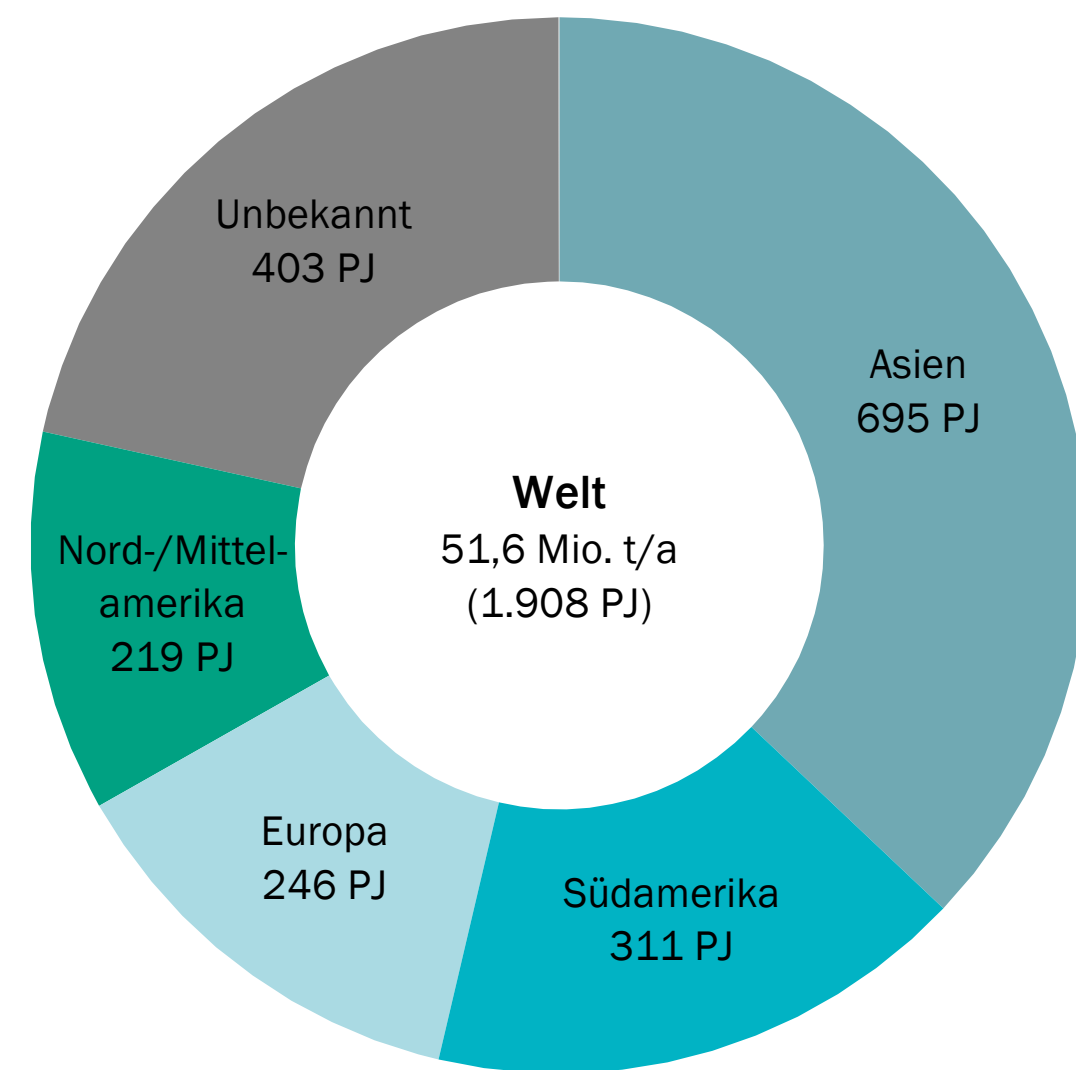


Abb. 6-12 Bioethanol zur Nutzung als Kraftstoff – weltweite und europäische Produktionsmengen im Jahr 2023, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, eigene Berechnung auf Datenbasis: [IHS Markit (2024b)]

Die weltweite Produktion von **Biodiesel (FAME)** stieg im Jahr 2023 um 6 % gegenüber dem Vorjahr auf 52 Mio. t. Das entspricht einer Energie von ca. 1.908 PJ. Damit erreichte die Produktion von Biodiesel (FAME) wieder das Niveau von 2019 und damit vor der COVID-19-Pandemie. Jedoch gab es in diesem Zeitraum eine massive Verschiebung bei den Produktionsländern. Während in den Jahren bis 2020 eine homogene Verteilung zwischen den einzelnen Kontinenten vorlag, wird mittlerweile ein Großteil an Biodiesel (FAME) in Asien produziert. Die wichtigsten Länder sind

Indonesien, Brasilien und USA sowie auf europäischer Ebene Deutschland. [IHS Markit (2024b)]

Im Vergleich zu Bioethanol und Biodiesel (FAME) ist die weltweite Produktion von **HVO/HEFA-Diesel** in den vergangenen Jahren massiv angestiegen und lag im Jahr 2023 bei 15,8 Mio. t. Das entspricht einer Energie von umgerechnet 696 PJ und einem Anstieg von 31 % gegenüber dem Vorjahr. Die wichtigsten Produktionsländer für HVO/HEFA-Diesel sind USA, Niederlande, Singapur, Finnland und Italien. [IHS Markit (2024b)]



© DBFZ 2024

Abb. 6-13 Biodiesel (FAME) – weltweite und europäische Produktionsmengen im Jahr 2023, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, eigene Berechnung auf Datenbasis: [IHS Markit (2024b)]

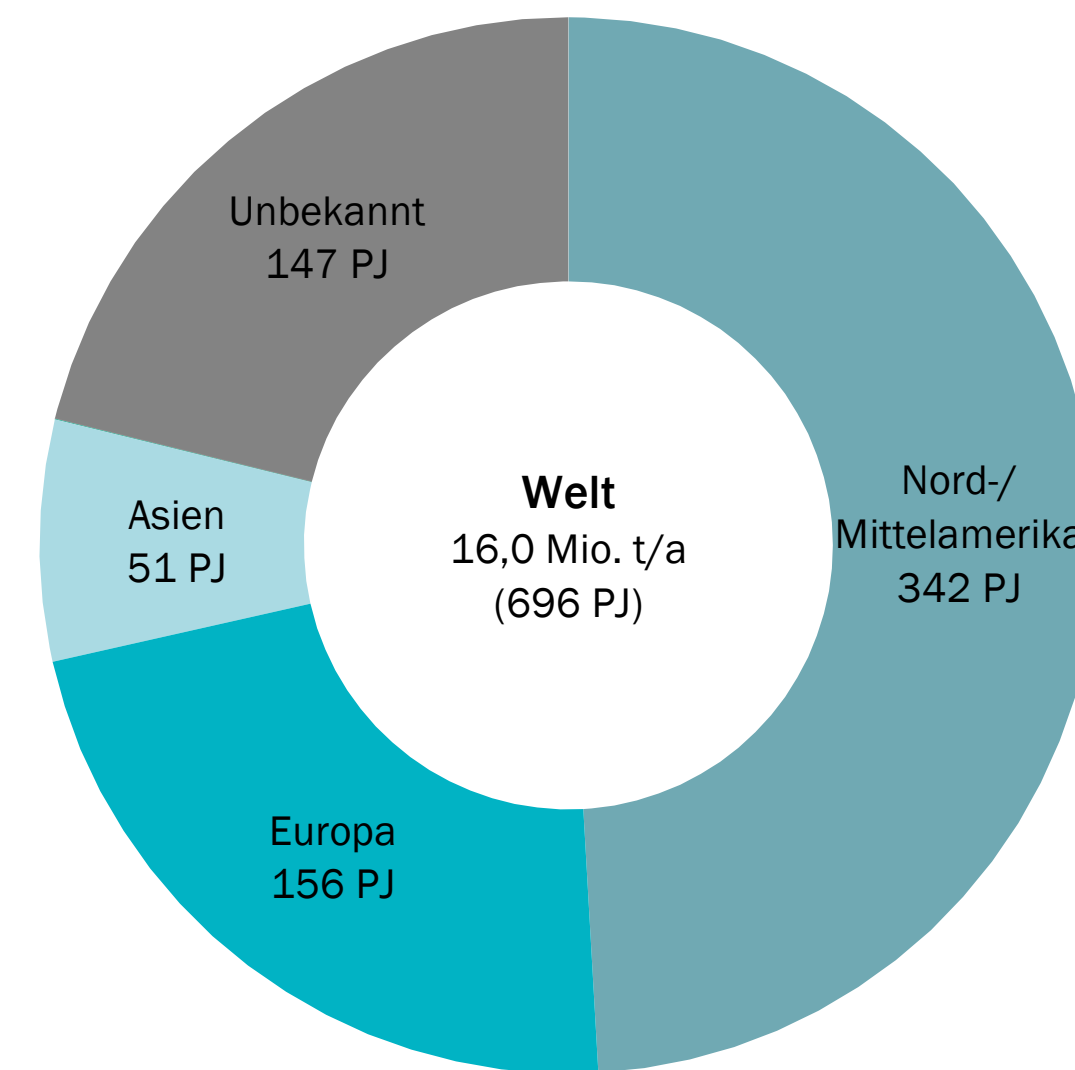
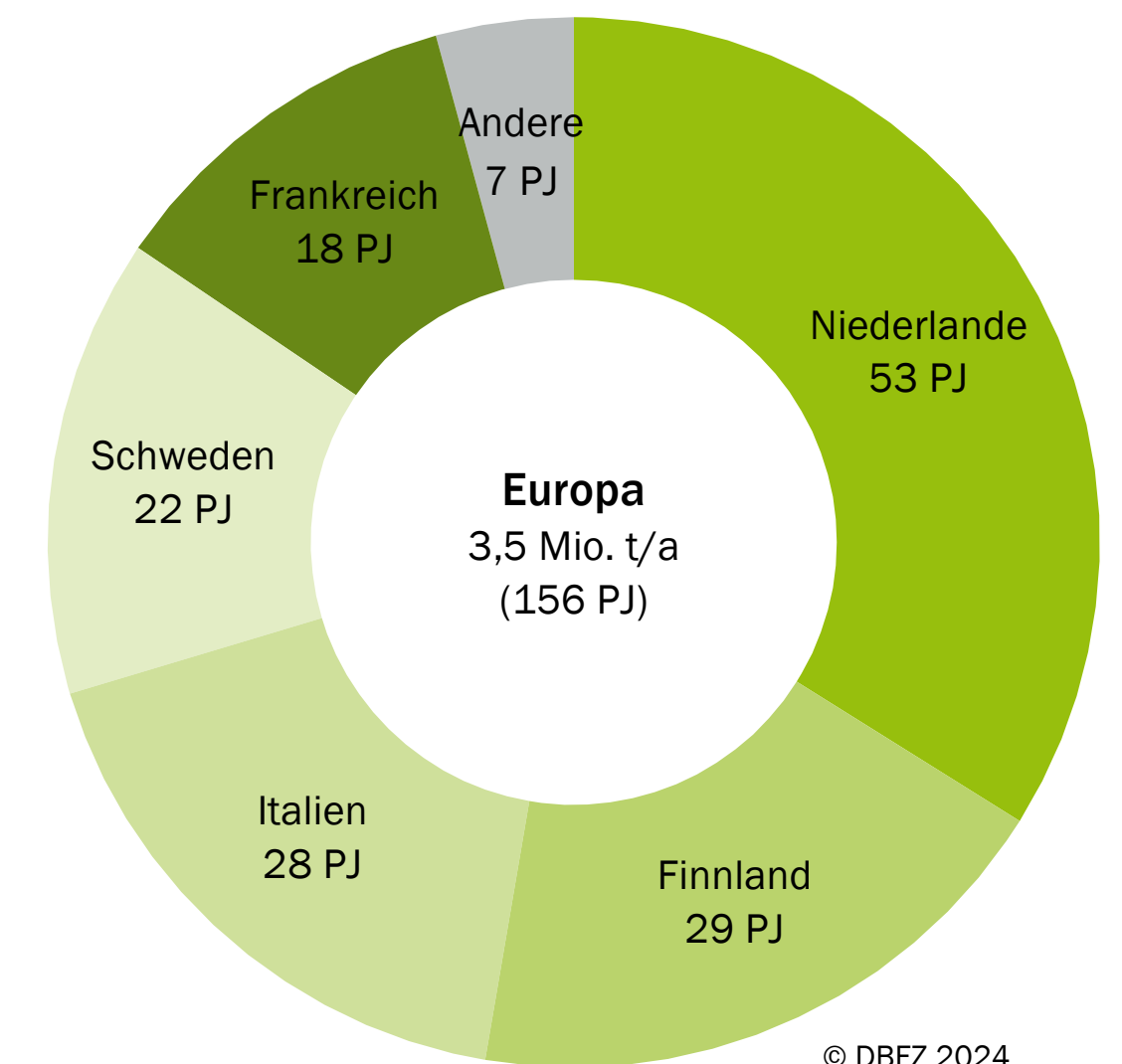


Abb. 6-14 HVO/HEFA-Diesel – weltweite Produktionsmengen im Jahr 2023, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, eigene Berechnung auf Datenbasis: [IHS Markit (2024b)]



© DBFZ 2024

6.3 Handel

Erneuerbare Kraftstoffe sind ein internationales Handelsgut. In Abhängigkeit der jeweiligen nationalen Rahmenbedingungen werden Kraftstoffe importiert oder exportiert. Zusätzlich werden die verschiedenen Kraftstoffe innerhalb der einzelnen Staaten gehandelt. Das trifft insbesondere auf jene Staaten zu, die selbst über Produktionsstätten verfügen, gleichzeitig Anforderungen an die Treibhausgasminderung der jeweiligen Kraftstoffe fordern und den Einsatz einzelner Ressourcen einschränken.

Importe von Kraftstoffen nach Europa und Exporte aus Europa finden zu großen Teilen über die beiden größten europäischen Häfen Rotterdam (Niederlande) und Antwerpen (Belgien) statt. In den beiden Häfen landen die Kraftstoffe an und werden dann weiterverteilt. Entsprechend sind die beiden Länder in der Aus-

wertung zumeist nur als Zwischenstation zu betrachten und Exportnationen sind nicht zwangsläufig die Erzeugerländer der Kraftstoffe.

Die weltweit exportierten Volumina an **Bioethanol** beliefen sich im Jahr 2023 auf 17,8 Mio. m³. Das entspricht 14 % der weltweit produzierten Menge. Damit wird der Großteil des Ethanols im Erzeugerland gehandelt und verbraucht. Dennoch entspricht diese Menge etwa einer Verdopplung des Exports in den vergangenen zehn Jahren. Die beiden größten Exportnationen sind USA und Brasilien (Abbildung 6-15). Sie sind für über 50 % des weltweiten Bioethanol-Handels verantwortlich. Hingegen sind Kanada, Japan, Deutschland und Großbritannien am stärksten von Importen abhängig. Die Niederlande treten wie beschrieben als Import-Export-Nation auf.

Deutschland exportierte im Jahr 2023 ca. 0,4 Mio. m³. Die Ziele lagen dabei im Wesentlichen innerhalb der EU-27, u. a. Niederlande mit einem Anteil von 43 %, Polen mit 22 % und Dänemark mit 7 %. Im gleichen Jahr importierte Deutschland 1,5 Mio. m³, größtenteils aus den Niederlanden (49 %), Belgien (12 %), Ungarn (10 %), Frankreich (8 %) und Polen (7 %). Der resultierende Netto-Import von 1,1 Mio. m³ entsprach den Handelsmengen von Bioethanol inklusive dem stofflich genutzten Industrie- und Trinkalkohol.

Die weltweit exportierten Mengen für **Biodiesel (FAME)** beliefen sich im Jahr 2023 auf 21,7 Mio. t. Das entspricht 42 % der weltweit produzierten Menge, womit im Vergleich zu Bioethanol ein deutlich größerer Anteil international gehandelt wird und der Handel im Binnenmarkt mit 58 % nur knapp über der Hälfte der produzierten Mengen liegt. Im Jahr 2014 lag die exportierte Menge noch bei 10,2 Mio. t. Die größten Exportnationen sind die Niederlande, Belgien, Deutschland, Spanien und China (Abbildung 6-16):

Sie waren für ca. 74 % des weltweiten Handels mit Biodiesel (FAME) verantwortlich. Volatile Handelsbilanzen, wie sie in [Nauermann (2022c)] dargestellt werden, lassen sich vor allem mit regulatorischen Maßnahmen wie Antidumpingzöllen begründen. Beispielsweise hat die EU im Jahr 2013 Antidumpingzölle für FAME aus Argentinien und Indonesien erlassen [Verordnung (EU) 490/2013] und diese im Jahr 2023 wieder aufgehoben [Durchführungsverordnung (EU) 2023/2072], um eine Doppelförderung (im Ursprungsland und innerhalb der EU) zu verhindern. Als Reaktion auf die Verbrauchertäuschungen durch FAME aus China hat die EU im Jahr 2024 weitere Antidumpingzölle erlassen [Durchführungsverordnung (EU) 2024/2163]. Neben den Niederlanden, Belgien und Deutschland zählen zusätzlich noch Frankreich und USA zu den Nationen mit dem größten Import von Biodiesel (FAME). Niederlande und Belgien treten wie beschrieben mit ihren Hochseehäfen als Import-Export-Nationen auf.

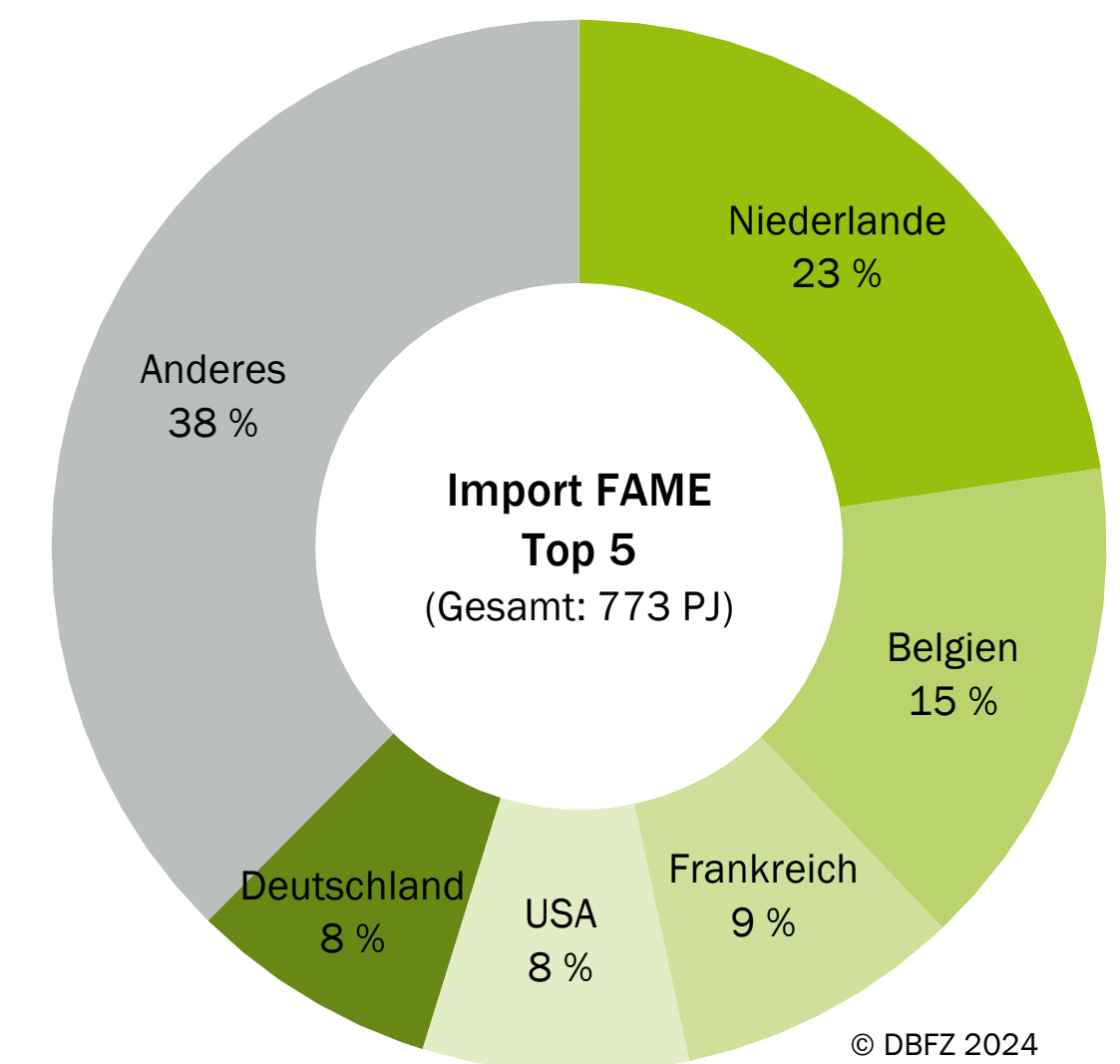
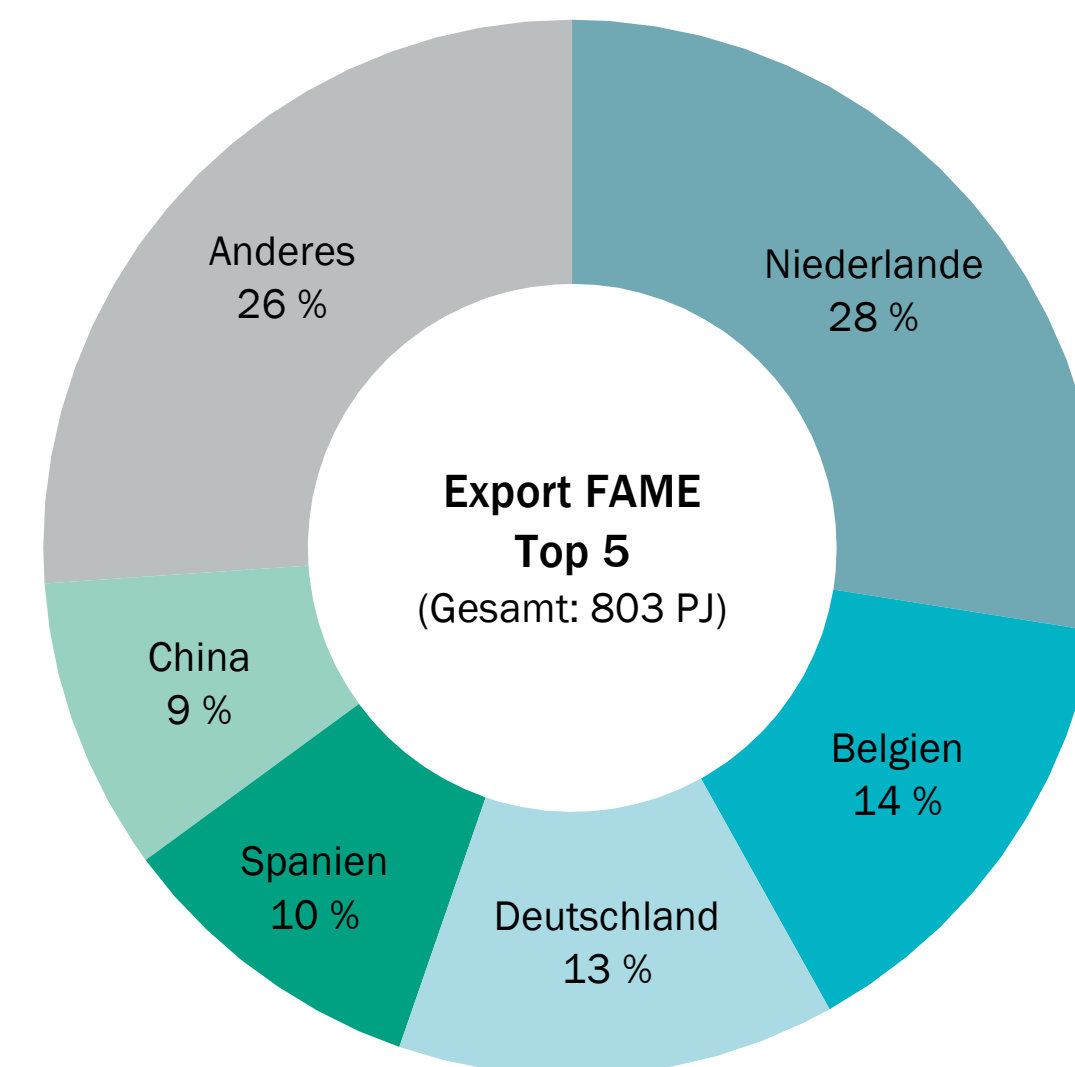
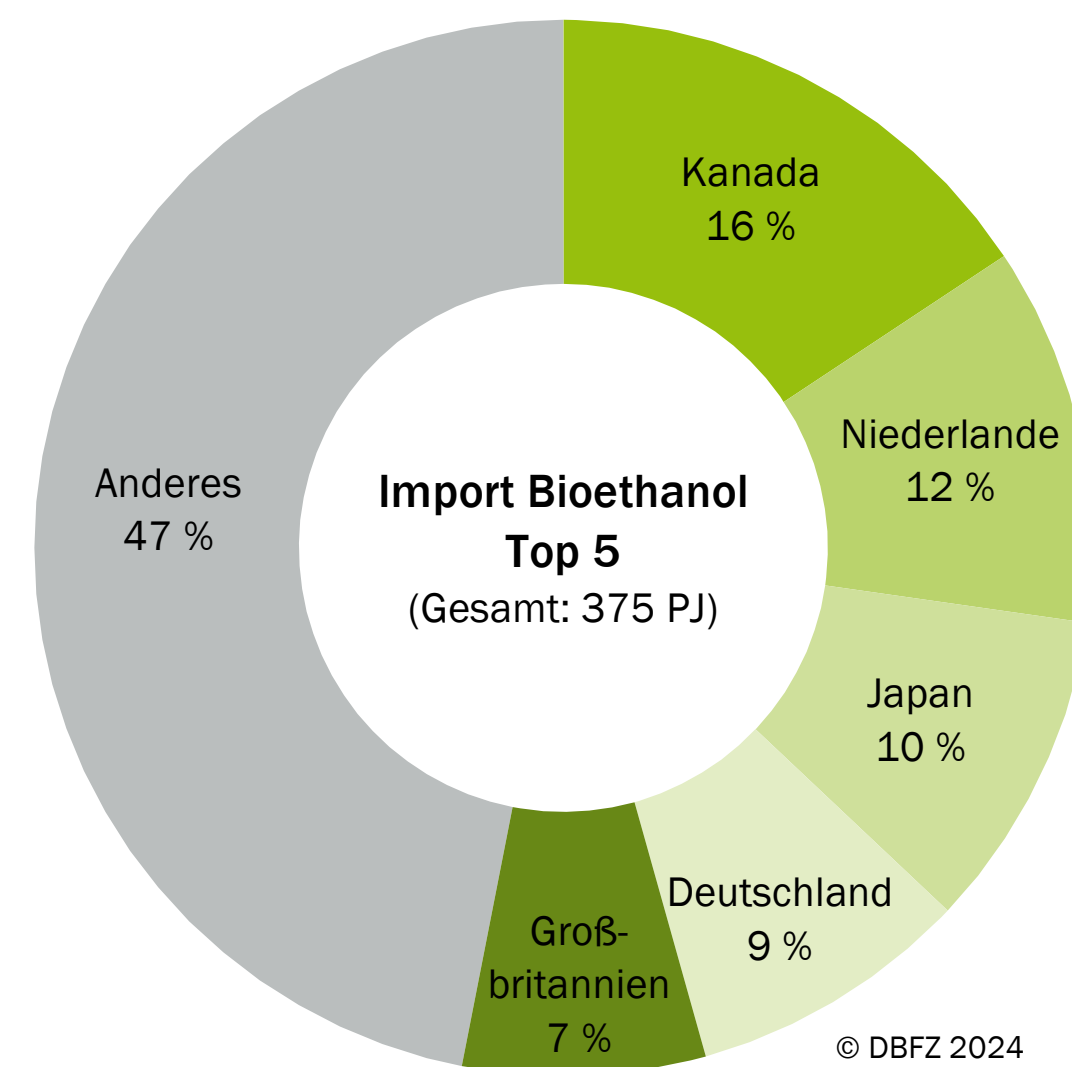
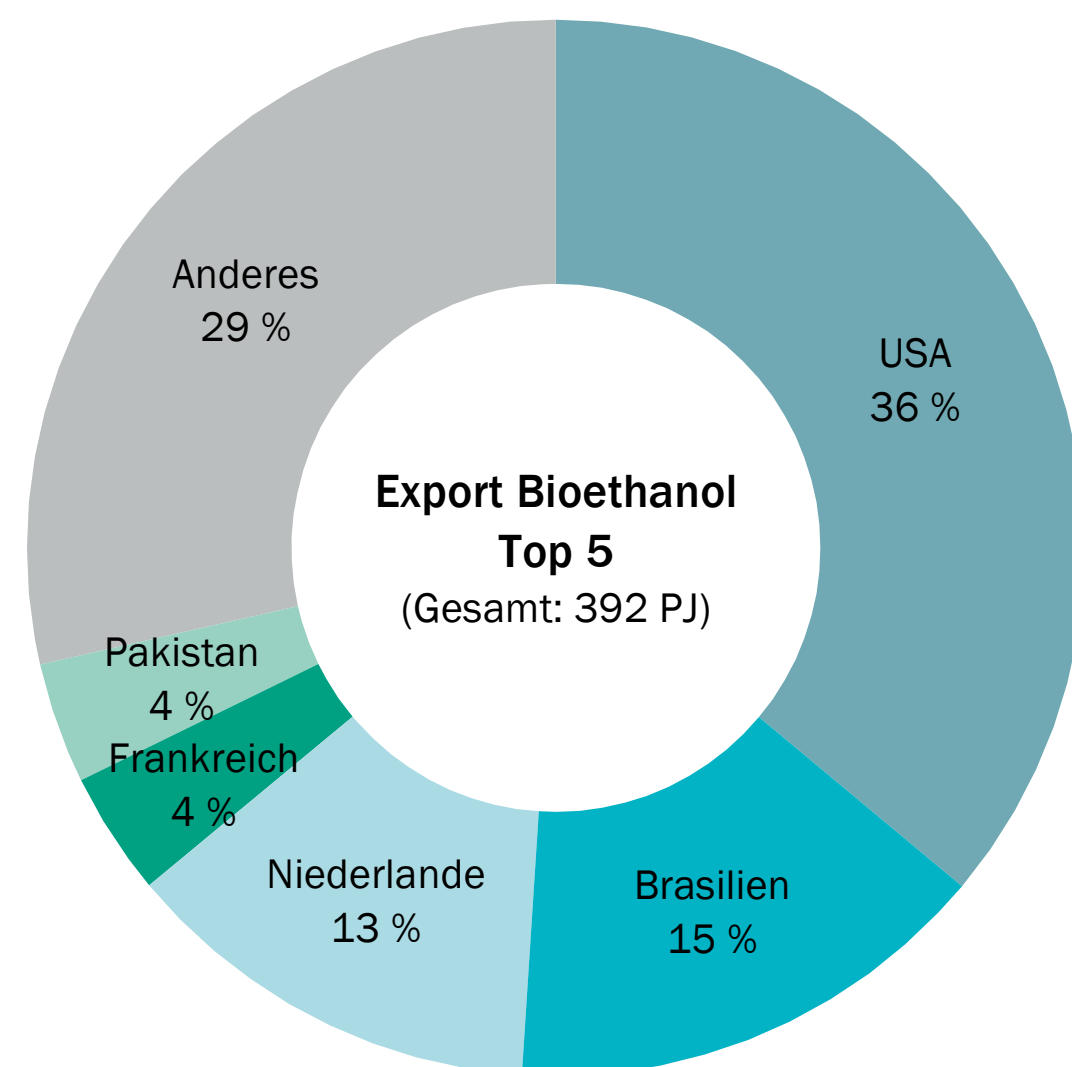


Abb. 6-15 Bioethanol – Handelsbilanz, Darstellung enthält auch stofflich genutztes Bioethanol, eigene Berechnung auf Datenbasis: [IHS Markit (2024b)]

Abb. 6-16 Biodiesel (FAME) – Handelsbilanz, eigene Berechnung auf Datenbasis: [IHS Markit (2024b)]

Deutschland exportierte im Jahr 2023 ca. 2,9 Mio. t Biodiesel (FAME). Die Ziele lagen dabei im Wesentlichen innerhalb der EU-27, u. a. die Niederlande mit einem Anteil von 42 % und Belgien mit 13 %, sowie in den USA mit 15 %. Im gleichen Zeitraum importierte Deutschland 1,6 Mio. t, größtenteils aus den Niederlanden (64 %) und Belgien (18 %). Damit ergibt sich für Deutschland im Jahr 2023 ein Exportüberschuss von 1,3 Mio. t: Dies liegt im Wesentlichen in der nationalen Umsetzung der RED II begründet, wodurch biogene Hauptprodukte (z. B. Rapsöl) weniger gefördert werden als andere Ausgangsstoffe. Der in der Kritik stehende Biodiesel (FAME) aus China wird auch über die beiden Umschlagsländer Belgien und Niederlande in die EU-27 importiert und ist somit in der Handelsstatistik für Deutschland nicht direkt als aus China kommend ausgewiesen.

→ [weiterführende Information](#) 🌐

Bei **HVO/HEFA-Diesel** ist der Handel (Abbildung 6-17) aufgrund der wenigen Produktionsstätten deutlich eingeschränkter als bei Bioethanol und Biodiesel (FAME). Der Handel erfolgt zwischen Singapur, den USA, Kanada, der EU-27 und China. Singapur und China traten im Jahr 2023 dabei nur als Exportländer auf und Kanada nur als Importland. Neste exportiert nahezu seine vollständige HVO-Produktion aus der Singapur-Anlage in die USA. Insgesamt wurden im Jahr 2023 weltweit 2 Mio. t exportiert (die länderspezifische Handelsbilanz innerhalb der EU-27 wurde aufgrund fehlender Datengrundlage nicht bewertet). Das entspricht einem Anteil von 13 % des weltweit produzierten HVO-Diesels. Die Handelsbilanz der EU-27 für HVO-Diesel ist nahezu ausgeglichen und auf einem sehr niedrigen Niveau (Import: 4 % der europäischen HVO-Produktion, Export: 9 % der europäischen HVO-Produktion), sodass man davon ausgehen kann, dass der in EU-27 produzierte HVO-Diesel nahezu vollständig innerhalb der EU-27 verbraucht wird. [IHS Markit (2024b)]

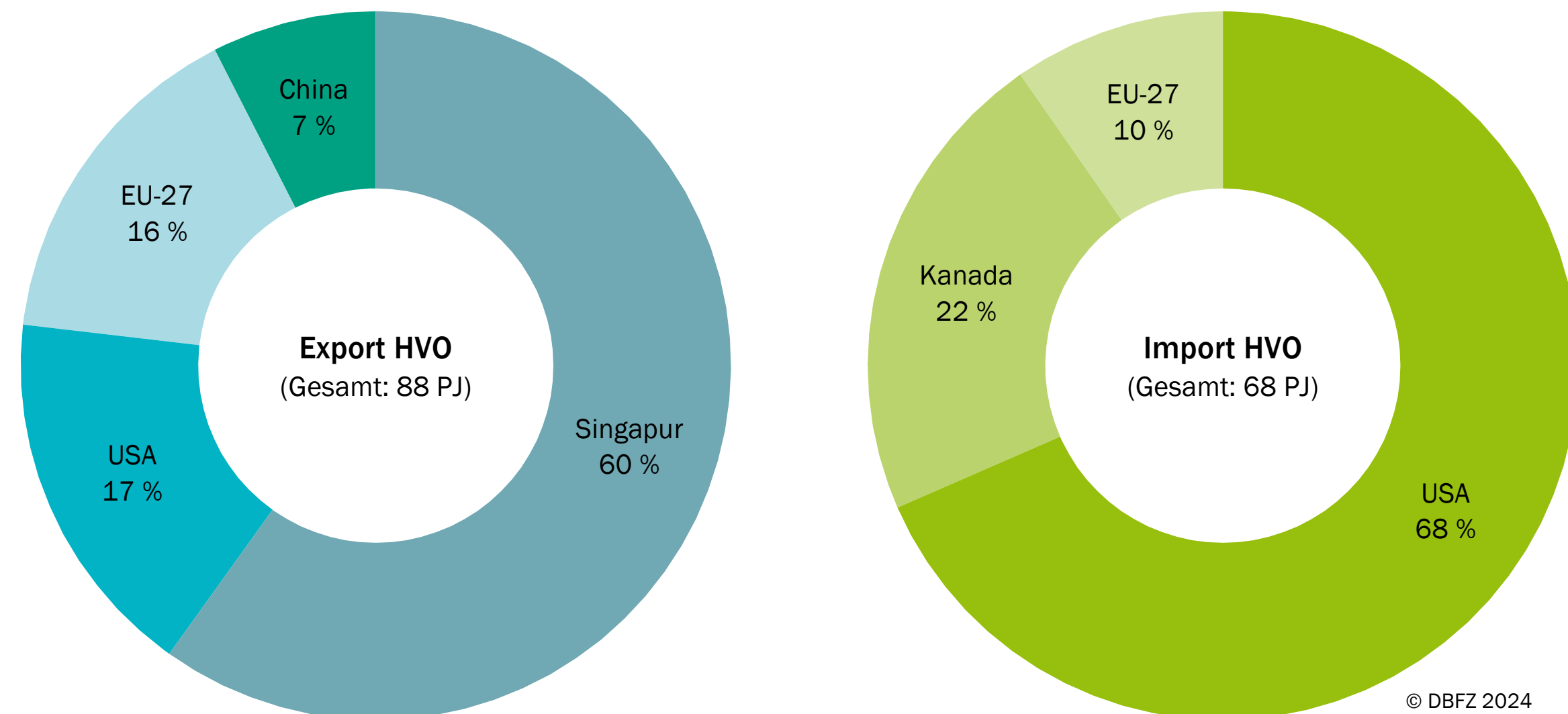


Abb. 6-17 HVO/HEFA-Diesel – Handelsbilanz, eigene Berechnung auf Datenbasis: [IHS Markit (2024b)]

Produktionsländer der Kraftstoffe 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 des BLE-Berichts die Herkunftsländer der Ressourcen (Abschnitt 5.2.1) und der Kraftstoffe identifiziert werden. Der BLE-Bericht ist damit ein ergänzender Indikator für die Handelswege von in Deutschland auf die THG-Quote angerechneten erneuerbaren Kraftstoffen. Nachfolgend wird der Kraftstoffbezug für das Quotenanrechnungsjahr 2023 zusammengefasst [BLE (2024d)]:

Es wurden in Deutschland vor allem Kraftstoffe aus Kultur- und Nutzpflanzen (biogene Hauptprodukte) sowie aus Abfällen und Reststoffen auf die THG-Quote angerechnet. Die so in den Markt gebrachten 140 PJ Biokraftstoffe teilten sich auf in 56 PJ aus Kultur- und Nutzpflanzen und 84 PJ aus Abfällen und Reststoffen.

Die wichtigsten biogenen Hauptprodukte waren die typischen Energiepflanzen Raps (22 PJ), Mais (16 PJ), Weizen (7 PJ), Zuckerrohr (5 PJ), Soja (2 PJ), Triticale (2 PJ) und Sonnenblumen (1 PJ). Palmöl ist seit dem Jahr 2022 nicht mehr als Ressource für Biokraftstoffe, die auf die THG-Quote angerechnet werden können, zugelassen. Die verschiedenen Ausgangsstoffe für Biokraftstoffe aus biogenen Hauptprodukten wurden aus 36 Ländern bereitgestellt und in insgesamt 30 Ländern zu Kraftstoffen verarbeitet.

Die wesentlichen Produktionsstandorte dieser Kategorie waren Deutschland mit insgesamt 26 PJ (im Wesentlichen aus Raps, Weizen, Mais und Triticale), Belgien mit 9 PJ (Raps, Mais und Sonnenblumen) und die Niederlande mit 7 PJ (Mais und Raps). Weitere Einzelheiten sind in Abbildung 6-18 dargestellt.

Demgegenüber wurden in 39 Ländern Biokraftstoffe aus biogenen Abfall- und Reststoffen zur Anrechnung auf die deutsche THG-Quote hergestellt (Abbildung 6-19). Die Ressourcen kamen aus insgesamt 100 Ländern. Es zeigt sich, dass aus deutlich mehr Ländern biogene Abfall- und Reststoffe bezogen werden und in deutlich mehr Ländern biogene Abfall- und Reststoffe zu Kraftstoffen verarbeitet werden als bei den biogenen Hauptprodukten. Dies ist u. a. darauf zurückzuführen, dass Ausgangsstoffe wie Industrieabfälle und gebrauchte Speiseöle in den großen HVO/HEFA- und FAME-Raffinerien eingesetzt werden, die ihre Ressourcen aufgrund der Menge deutlich breiter beziehen müssen als die tendenziell kleineren Bioethanol- und Biodiesel (FAME)-Anlagen zur Verwertung von Anbaubiomasse. Die wesentlichen Produktionsstandorte für Biokraftstoffe aus Abfall- und Reststoffen waren China (36 PJ), Deutschland (22 PJ) und die Niederlande (4 PJ). Die wichtigsten Ausgangsstoffe waren:

fe wie Industrieabfälle und gebrauchte Speiseöle in den großen HVO/HEFA- und FAME-Raffinerien eingesetzt werden, die ihre Ressourcen aufgrund der Menge deutlich breiter beziehen müssen als die tendenziell kleineren Bioethanol- und Biodiesel (FAME)-Anlagen zur Verwertung von Anbaubiomasse. Die wesentlichen Produktionsstandorte für Biokraftstoffe aus Abfall- und Reststoffen waren China (36 PJ), Deutschland (22 PJ) und die Niederlande (4 PJ). Die wichtigsten Ausgangsstoffe waren:

- Biomasse-Anteil aus Industrieabfällen mit 42 PJ (RED II Annex IX Teil A Buchstabe d),
- gebrauchte Speiseöle mit 15 PJ (RED II Annex IX Teil B Buchstabe a) und
- Abwasser aus Palmölmühlen und leere Palmfruchtbündel mit 12 PJ (RED II Annex IX Teil A Buchstabe g).

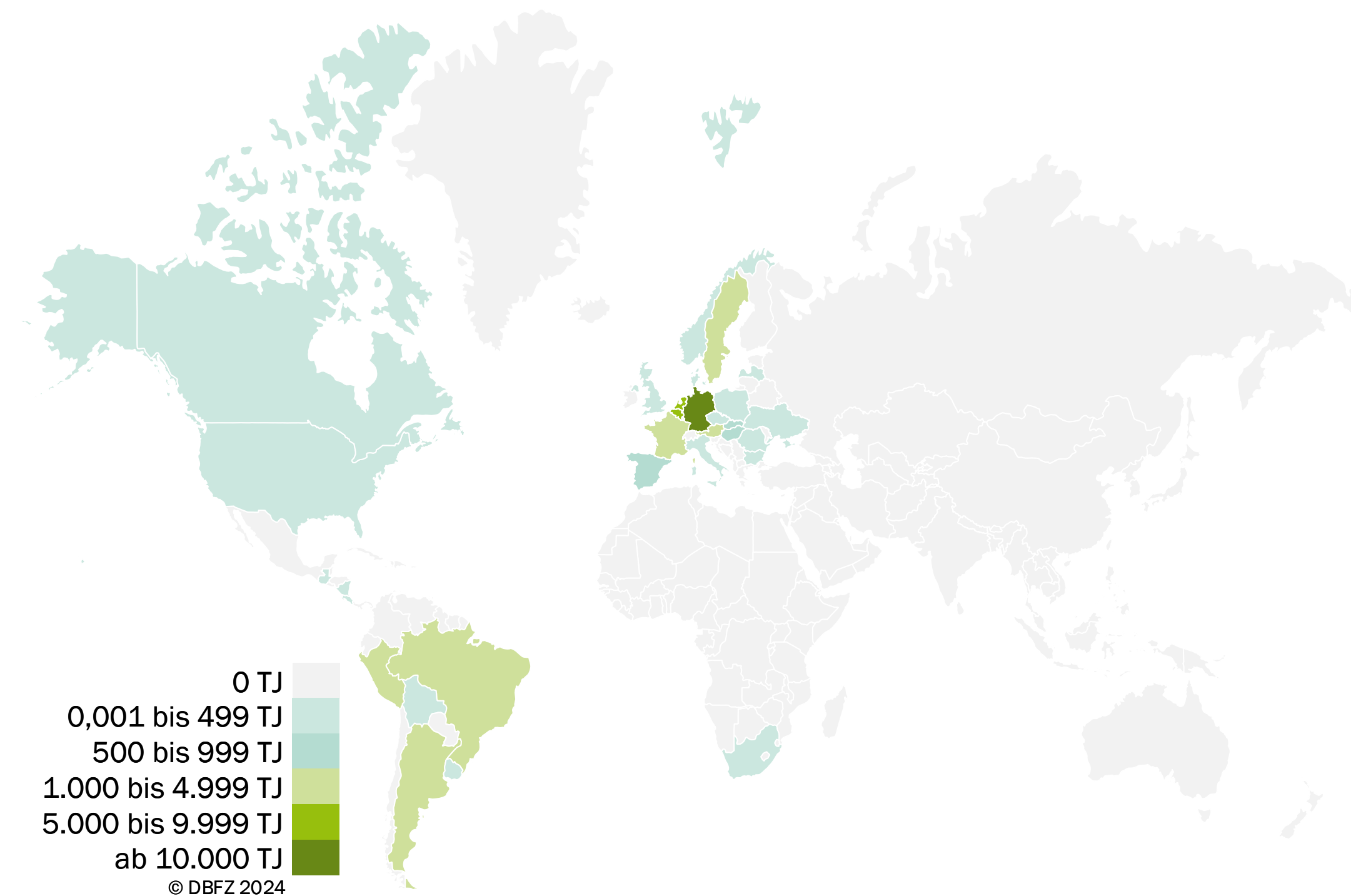


Abb. 6-18 Produktionsländer für Biokraftstoffe aus biogenen Hauptprodukten zur Erfüllung der deutschen THG-Quote im Jahr 2023, Datenbasis: [BLE (2024d)]

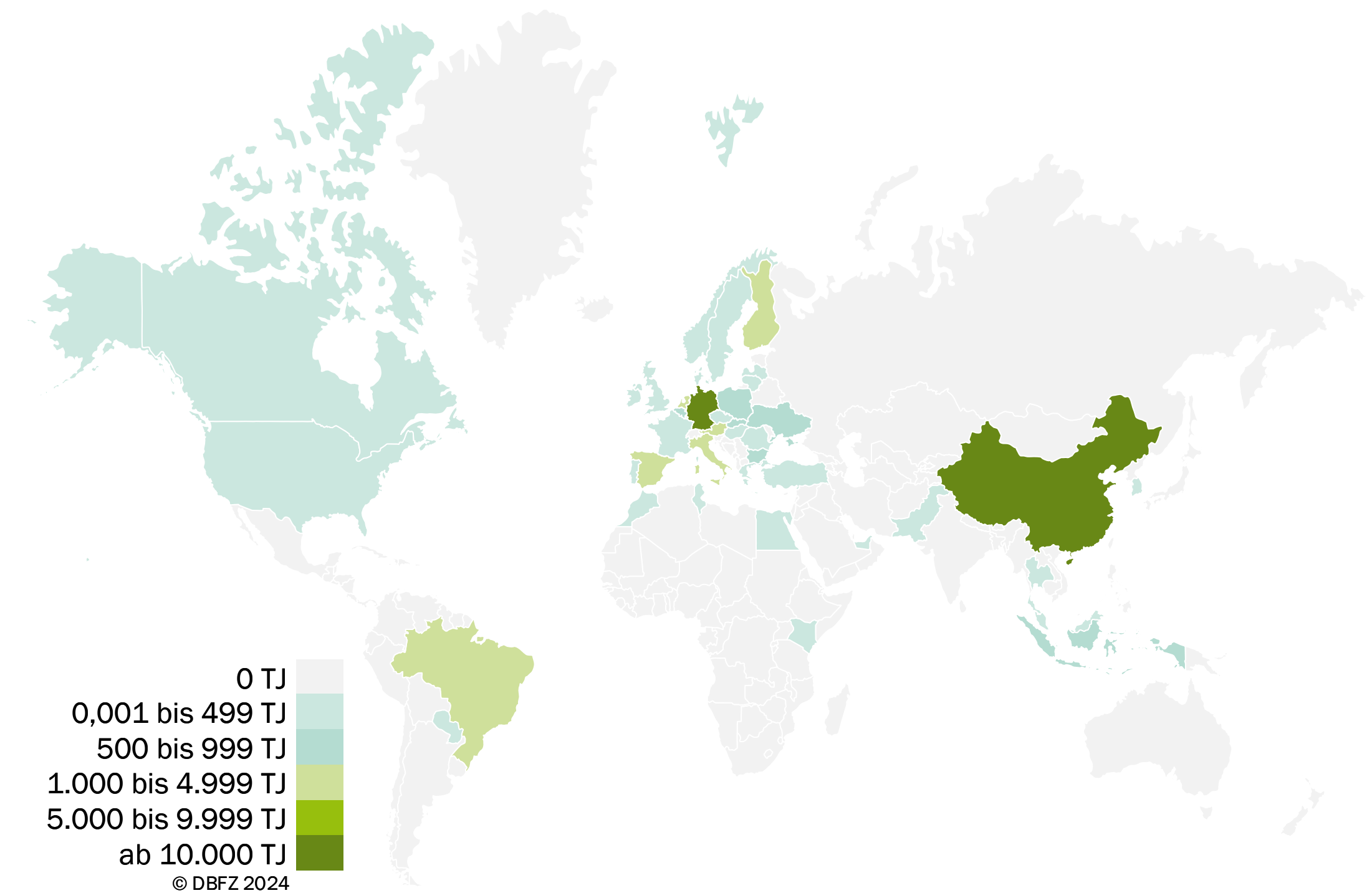


Abb. 6-19 Produktionsländer für Biokraftstoffe aus biogenen Abfall- und Reststoffen zur Erfüllung der deutschen THG-Quote im Jahr 2023, Datenbasis: [BLE (2024d)]

6.4 Nutzung

Der Verkehrssektor ist wie kein anderer Sektor von der Nutzung Erdöls als Ressource bei zugleich enormem weltweitem Wachstum des Endenergiebedarfs geprägt, wie bereits Abbildung 6-1 zeigt. 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 Ressourcen und Kraftstoffe zwischen den Erzeuger- und den Verbraucherländern statt (Abschnitt 6.3).

Weltweit fanden im Jahr 2022 ca. 5 EJ an erneuerbaren Energien Anwendung im Verkehr (Abbildung 6-20) – das sind lediglich 4,4 % von dessen Gesamtbedarf. Von diesen 5 EJ entsprachen die drei dominierenden Flüssigkraftstoffe Bioethanol, Biodiesel (FAME) und HVO-Diesel über 90 %. Weitere 8 % fanden als erneuerbarer Strom vor allem im Schienenverkehr Anwendung. Alle anderen kommerziell verfügbaren Kraftstoffe wie Biokerosin (HEFA-SPK und ATJ) und Biomethan hatten einen Anteil von unter 1 %. In der EU-27 und in Deutschland lag der Anteil an erneuerbaren Energieträgern im Verkehr mit 5,5 % bzw. 6,4 % auf einem ähnlichen Niveau. Die relativen Anteile der einzelnen erneuerbaren Energieträger verschoben sich im Vergleich mit der Weltverteilung

leicht in Richtung der beiden Dieselsubstitute Biodiesel (FAME) und HVO-Diesel, die gemeinsam 71 % (EU-27) bzw. 60 % (Deutschland) ergeben. Frankreich und die Niederlande haben zusätzlich als einzige EU-Staaten bereits im Jahr 2022 Biokerosin in der Luftfahrt (2,3 PJ) eingesetzt. Des Weiteren war aufgrund des höheren Anteils an erneuerbarem Strom im Strommix der EU-27 und in Deutschland auch dessen Anteil im Verkehr stärker als im weltweiten Vergleich. [Eurostat (2022a), (2022i); Ritchie (2024); IEA (2023b); IHS Markit (2024b)]

Die Entwicklung der Biokraftstoffnutzung in Deutschland ist durch sich immer wieder ändernde rechtliche Rahmenbedingungen geprägt. In den Jahren bis 2007 wurden aufgrund deutlich reduzierter Steuersätze vor allem Reinkraftstoffe in Form von Biodiesel (FAME) und Pflanzenöl eingesetzt (Abbildung 6-21). Zwischen 2004 und 2007 stiegen die Mengen von etwa 40 PJ auf 166 PJ stark an. In den Folgejahren sank die als Reinkraftstoff eingesetzte Menge mit der abnehmenden steuerlichen Vergünstigung wieder schnell ab, sodass heute nur Biomethan als CNG und LNG im geringen Umfang als Reinkraftstoff Anwendung findet. Zukünftig könnte sich mit der erfolgten Freigabe von HVO-Diesel ein weiterer Reinkraftstoff im Markt etablieren. Der Großteil der Biokraftstoffe wird heute als Beimischung zu den fossilen Kraftstoffen Benzin und Diesel eingesetzt. [BLE (2024b); Lenz (2021)]

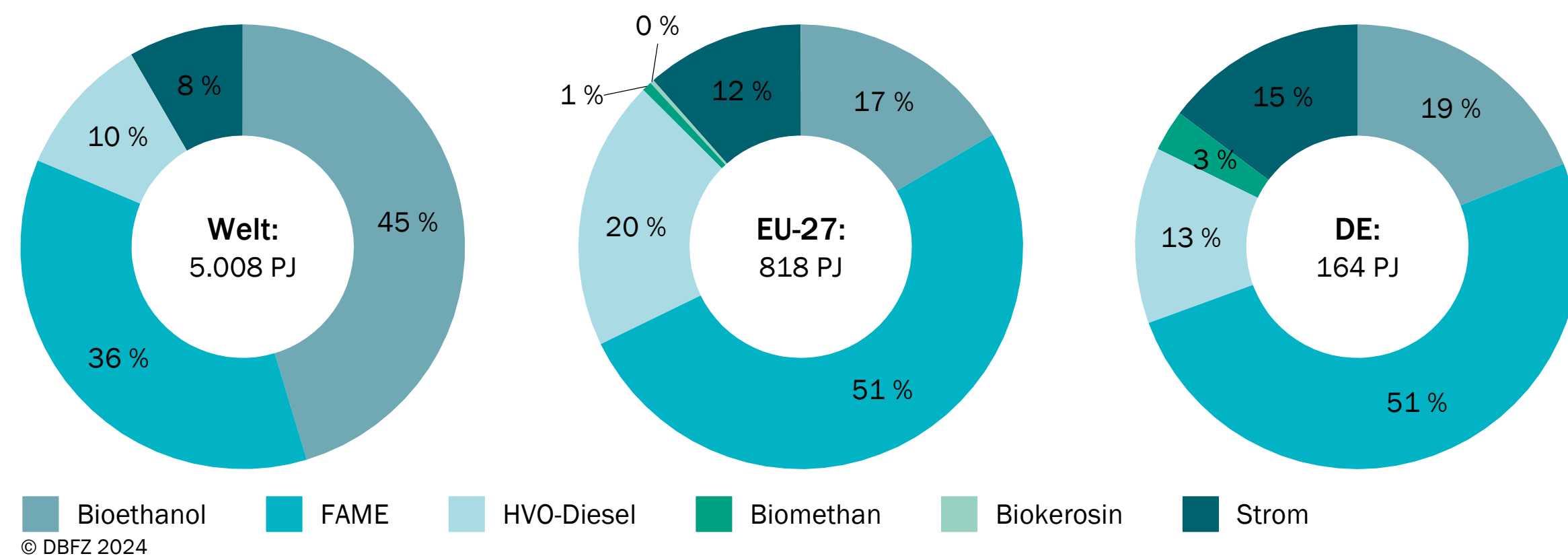


Abb. 6-20 Nutzung erneuerbarer Energieträger im Jahr 2022, Hinweis: Anteil weltweiter erneuerbarer Strom im Verkehr auf Basis 2021, eigene Berechnung auf Datenbasis: [BLE (2024b); Eurostat (2022a), (2022i); Ritchie (2024); IEA (2023b); IHS Markit (2024b)]

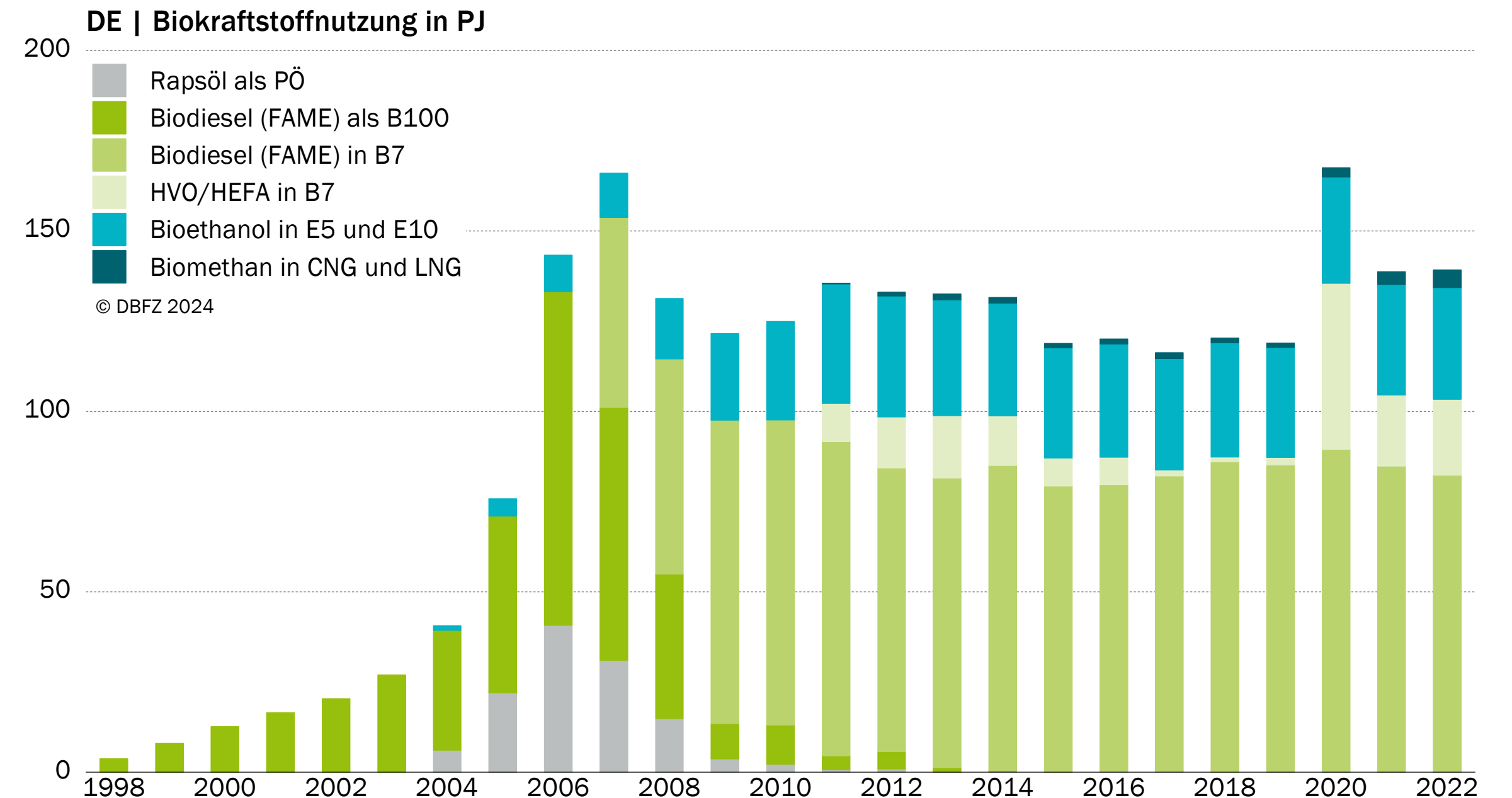


Abb. 6-21 Biokraftstoffnutzung in Deutschland, eigene Berechnung auf Datenbasis: [BLE (2024b); Lenz (2021)]

Mit der Erhöhung der Treibhausgasquote ab dem Jahr 2020 ist auch die eingesetzte Biokraftstoffmenge geringfügig gestiegen. Von etwa 2.550 PJ eingesetzten Energieträgern im Straßenverkehr (Abbildung 2-14) im Jahr 2022 waren etwa 164 PJ (Abbildung 6-21) aus erneuerbaren Quellen. Biodiesel (FAME) und HVO als Dieselsubstitute spielen die wesentliche Rolle, wobei Biodiesel (FAME) mit 82 PJ den größten Anteil stellte. Während in den vergangenen Jahren die Menge für Biodiesel (FAME) konstant bei mehr als 80 PJ blieb, stieg die Menge des eingesetzten HVO-Diesels seit 2020 signifikant an und lag im Jahr 2022 bei ca. 21 PJ.

Bioethanol als Kraftstoffkomponente (inkl. der Anteile in ETBE) kam mit einer gegenüber dem Vorjahr nahezu unveränderten Menge von 31 PJ zum Einsatz. In der Treibhausgasquote sind Biomethan mit 4,9 PJ und Strom mit 6,2 PJ¹⁵ weiter von untergeordneter, wenn auch zunehmender Bedeutung. Wasserstoff wurde im Jahr 2022 nicht auf die Quote angerechnet. Insgesamt wurden im Jahr 2022 fortschrittliche Biokraftstoffe in Höhe von 28,2 PJ sowie weitere nicht-fortschrittliche Biokraftstoffe aus Abfällen und Reststoffen in Höhe von 36,3 PJ auf die Quote angerechnet. [BLE (2024b); Zoll (2024)]

¹⁵ Hinweis: Der auf die Quote angerechnete Strom beinhaltet auch den Anteil nicht-erneuerbaren Stroms und findet nur Nutzung im Straßenverkehr. Der Strombedarf im Schienenverkehr ist mit 42 PJ deutlich höher [Eurostat 2022a].

Exkurs 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 seit dem Jahr 1976 aufgrund der damaligen hohen Ölimportraten und der Versorgungsprobleme in Brasilien verboten [Motoki (1994)]. Seit 1975 hat die brasilianische Regierung die Entwicklung von Motoren, die mit hydriertem Ethanol (E100, 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 hergestellt werden konnte [Geisel (1975); Lael (2020)]. Seitdem hat sich der Anteil von wasserfreiem Ethanol in Benzin häufig geändert und beträgt seit dem Jahr 2014 27 % v/v (E27) [Ministério da Agricultura (2015)]. Im Jahr 2003 wurden in Brasilien die ersten Flex-Fuel-Fahrzeuge (engl.: Flex Fuel Vehicles, FFV) mit einem zuverlässigen Kraftstofferkennungssystem zugelassen. Mit deren Weiterentwicklung stieg der Marktanteil von FFV von 3 % im Jahr 2003 auf 84 % im Jahr 2023 [ANFAVEA (2008); Joseph Jr (2013); UNICAdata (2024)].

In der Praxis ermöglicht die Verfügbarkeit der beiden Kraftstoffoptionen dem Endverbraucher, die Kaufentscheidung vom Verbraucherpreis abhängig zu machen, denn die Produktion von Bioethanol unterliegt Preisschwankungen, die durch Faktoren wie Erntemenge und Saisonalität beeinflusst werden. Die Entfernung zu den Anbaugebieten ist ein weiterer Faktor, durch den in weiter entfernten Bundesländern höhere Kosten für E100 entstehen können. So gibt es immer wieder Phasen, in denen E100 teurer als E27 ist. Abbildung 6-22 zeigt die Preise der beiden Kraftstoffoptionen sowie die Entwicklung des monatlichen Verbrauchs von E27 (aufgeteilt nach Benzin- und Bioethanolanteil) und E100 für Brasilien in den Jahren 2002 bis 2024 [Governo Federal (2024); Ministério de Minas e Energia (2024)].

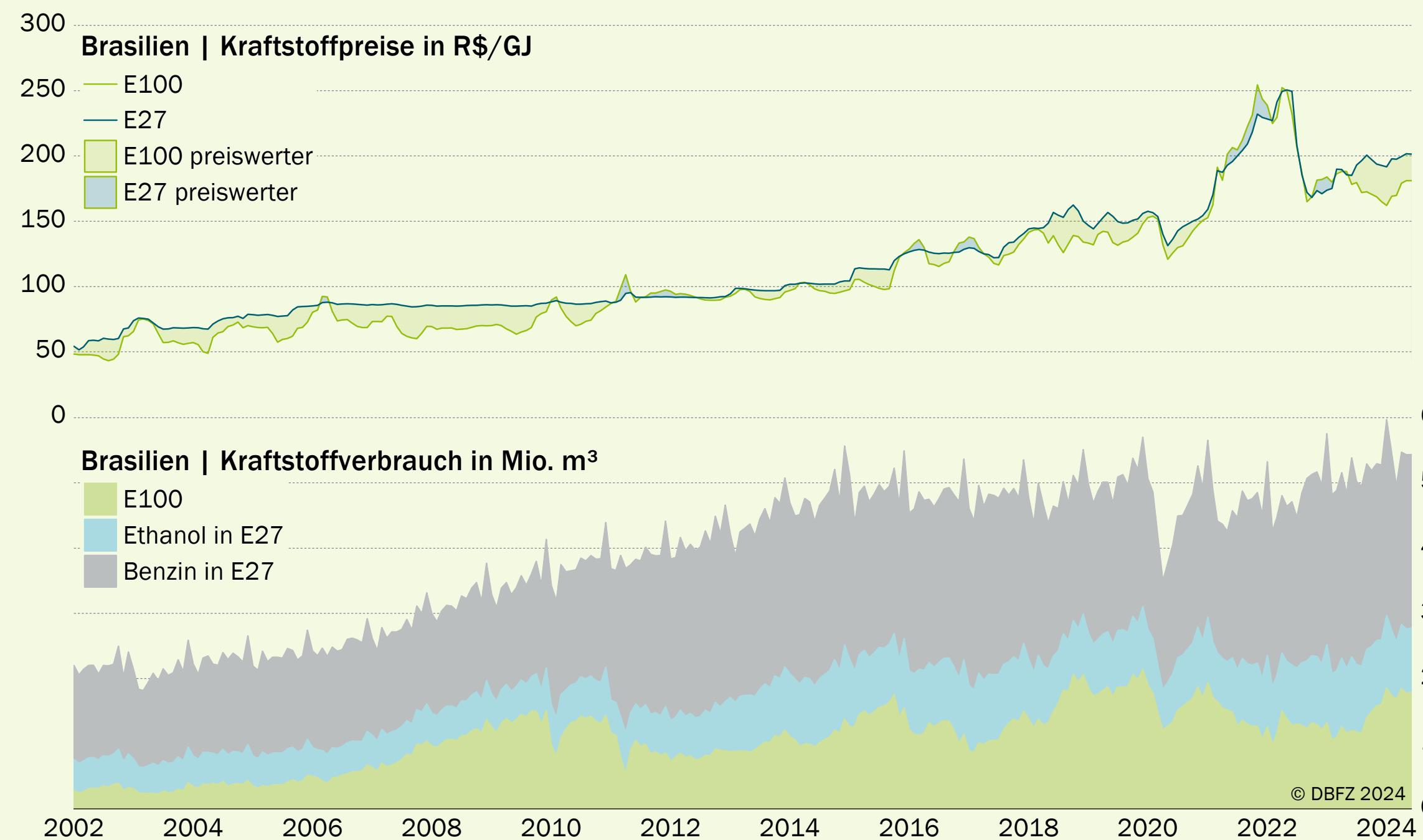


Abb. 6-22 Monatlicher Preis und Verbräuche von Benzin (E27) und Bioethanol (E100) in Brasilien zwischen 2002 und 2024. E27 entspricht E27 (2014 bis 2024), E25 (2002 bis 2005 sowie 2007 bis 2010), E23 (2006) und E20 (2011 und 2012).; eigene Darstellung auf Datenbasis von [Governo Federal (2024); Ministério de Minas e Energia (2024)]



7 Anwendung

Jörg Schröder, Kati Görsch, Edgar Remmele, Peter Emberger, Klaus Thuneke

7.1	Kraftstoffnormen und -kennzeichnungen	115
7.1.1	Flüssige Kraftstoffe für Motoren mit Fremdzündung – „Ottomotoren“	116
7.1.2	Flüssige Kraftstoffe für Motoren mit Selbstzündung – „Dieselmotoren“	116
7.1.3	Flüssige Flugturbinenkraftstoffe	117
7.1.4	Gasförmige Kraftstoffe	117
7.2	Kraftstoffqualitätsparameter	117
7.3	Sicherheitsaspekte und Handling erneuerbarer Energieträger	121
7.4	Anforderungen an Tankinfrastruktur und Kraftstoffdistribution	126
7.5	Motorische Nutzung von erneuerbaren Energieträgern	128
7.5.1	Erneuerbare Energieträger als Blendkraftstoff	128
7.5.2	Erneuerbare Energieträger als Reinkraftstoff	128
Exkurs	Etablierung von E85 als erneuerbarer Kraftstoff in Frankreich	131

Schröder, J.; Görsch, K.; Remmele, E.; Emberger, P.; Thuneke, K. (2025): Anwendung. In: Schröder, J.; Görsch, K. (Hrsg.): *Erneuerbare Energien im Verkehr. Monitoringbericht*. S. 113-131. Leipzig: DBFZ. ISBN: 978-3-949807-23-7. DOI: 10.48480/w11j-9w27

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 5 % v/v Bioethanol zu Ottokraftstoff (E5),
- maximal 10 % v/v Bioethanol zu Ottokraftstoff (E10),
- maximal 7 % v/v Biodiesel (Fettsäuremethylester, engl.: Fatty Acid Methyl Ester, FAME) zu fossilem Diesel (B7),
- einem unbestimmten Anteil bis maximal 25 % v/v HVO-Diesel (Diesel aus hydroprozessierten Pflanzenölen, engl.: Hydrotreated Vegetable Oils) zu fossilem Diesel (B7),
- einem unbestimmten Anteil bis hin zur vollständigen Substitution von Erdgas durch Biomethan sowie
- einem unbestimmten Anteil bis hin zur vollständigen Substitution des nationalen Stromangebotes durch erneuerbaren Strom.

Darüber hinaus werden in einigen EU-Mitgliedstaaten auch höhere Beimischungen bzw. reine erneuerbare Energieträger genutzt. Bekannte Beispiele sind die Nutzung des paraffinischen Dieselkraftstoffs HVO-Diesel als Reinkraftstoff in den meisten europäischen Ländern [eFuelsNow (2024)] sowie E85 in Frankreich [SNPAA (2024)]. Abbildung 7-1 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 zwischen 20 und 27 % v/v und kann sich je nach tagesaktuellem Angebot auf 100 % erhöhen (siehe Exkurs „Bioethanol als Kraftstoff in Brasilien“). Weitere Staaten mit Blendmandaten für Bioethanol von 20 % v/v und höher sind Paraguay (E25) [Enersur (2023)], Indien [USDA (2024b)] und Thailand (beide E20, Thailand zusätzlich E85) [USDA (2024c)]. Die USA als stärkster Absatzmarkt für Kraftstoffethanol nutzen üblicherweise E10 sowie regional E15 und E85 [Queensland University of Technology (2020); Wright (2020)].
- Bei Biodiesel (FAME) verfügt Indonesien mit 35 % v/v über das derzeit weltweit höchste Blendmandat. Bei den absatzstarken Biodiesel-Märkten USA, Brasilien und China hat nur Brasilien ein nationales Blendmandat (B12). In USA und China verfügen jedoch einzelne Bundesstaaten bzw. Regionen über Blendmandate zwischen 2 und 20 % v/v (z. B. Minnesota mit B20) [MDA (2024); Queensland University of Technology (2020); Wright (2020)]. Weitere Staaten mit nennenswerten Blendmandaten für Biodiesel (FAME) sind Thailand (B10 und B20) und Kolumbien (B10) [USDA (2022), (2024c)].

Sowohl in der Luftfahrt als auch in der seegehenden Schifffahrt werden bisher nahezu keine erneuerbaren Kraftstoffe eingesetzt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass zumindest in der Luftfahrt die Zahl der Flugbewegungen mit erneuerbarem Kerosin (engl.: Sustainable Aviation Fuel, 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 [4AIR (2024)]. Zusätzlich sind bereits nationale SAF-Mandate in einzelnen Ländern gültig: z. B. 1 % v/v in Schweden und Frankreich bzw. 0,5 % v/v in Norwegen. [CAAS (2023); ICAO (2023)]

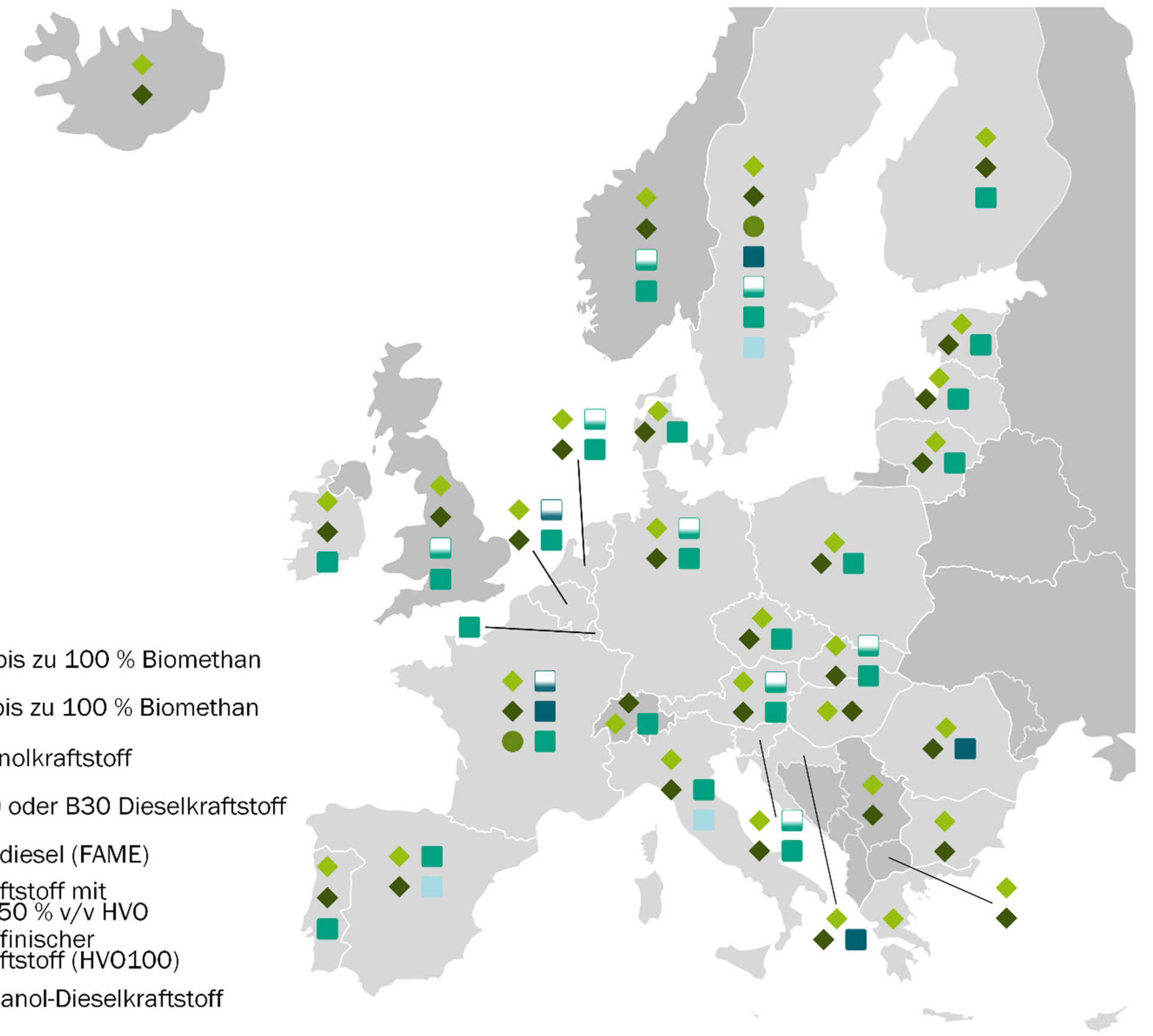


Abb. 7-1 Kraftstoffoptionen für Straßenfahrzeuge neben EN 228-Benzin (E0, E5, E10) und EN 590-Diesel (B7), ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Datenbasis: [EBA (2023); eFuelsNow (2024); Eurostat (2022a); Lietz (2021); NGVA Europe (2024)]

Neben den bereits etablierten Energieträgern wird auf Basis der in Abschnitt 4 beschriebenen Technologien eine Vielzahl weiterer Energieträger für die verschiedenen Antriebskonzepte diskutiert. In der nachfolgenden Tabelle 7-1 werden die Optionen

anhand ihrer Eignung für die verschiedenen Antriebe Diesel- und Ottomotor, Turbine und Elektroantrieb (via Brennstoffzelle, Batterie) nach **sehr gut geeignet** (✓), **geeignet** (✓) und **nicht geeignet** (-) eingeteilt.

Tab. 7-1 Energieträger eingeteilt nach Antriebskonzepten, Legende: **sehr gut geeignet** (✓), **geeignet** (✓) und **nicht geeignet** (-)

Energieträger	Dieselmotor (ICE-CI)	Ottomotor (ICE-SI)	Turbine	Elektromotor (Brennstoffzelle)	Elektromotor (Batterie)
ATJ	-	-	✓	-	-
DME/OME	✓	-	-	-	-
Ethanol	✓	✓	-	✓	-
FAME	✓	-	-	-	-
Fischer-Tropsch	✓	✓	✓	-	-
HVO/HEFA	✓	✓	✓	-	-
Methan (CNG)	✓	✓	-	-	-
Methan (LNG)	✓	✓	-	-	-
Methanol	✓	✓	-	✓	-
MTG	-	✓	-	-	-
MTJ	-	-	✓	-	-
Pflanzenöl	✓	-	-	-	-
Strom	-	-	-	-	✓
Wasserstoff	✓	✓	-	✓	-

7.1 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 Güteparameter 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 in Diesel- und Ottomotoren sowie Flugturbinen eingesetzt werden können, wurden auf europäischer oder nationaler Ebene Anforderungsnormen festgelegt. Die Auflistungen unter den Abschnitten 7.1.1 bis 7.1.3 geben hierzu einen Überblick. Die Übersicht beinhaltet zusätzlich eine Kennzeichnung, mit welchem Verkehrsmittel der jeweilige Kraftstoff aktuell Anwendung findet, ob der Kraftstoff in der 10. BImSchV gelistet ist und ob der normkonforme Kraftstoff teilweise oder vollständig erneuerbar vorliegen kann. Zukünftige erneuerbare Kraftstoffe, die durch Synthese hergestellt werden und den fossilen Kraftstoff direkt substituieren können, werden bei der Kennzeichnung nicht berücksichtigt. Eine Auswahl an ausstehenden Anforderungsnormen für Kraft-

stoffkombinationen, die in der Wissenschaft diskutiert werden, wird in Tabelle 7-2 dargestellt.

Speziell in Deutschland dürfen ausschließlich die in der 10. BImSchV gelisteten Kraftstoffe in Verkehr gebracht werden (Abschnitt 3.1.1). Diese Kraftstoffe müssen entsprechend der DIN EN 16942 (Kraftstoffe – Identifizierung der Fahrzeug-Kompatibilität – Graphische Darstellung zur Verbraucherinformation; Deutsche Fassung EN 16942:2024) an den Tankstellen gekennzeichnet sein. 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.

Tab. 7-2 Kraftstoffoptionen ohne europäische oder deutsche Normungsaktivitäten, ohne Anspruch auf Vollständigkeit

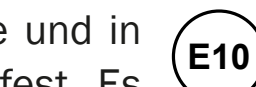
Kraftstoff	Einsatzbereich
Ethanol-Benzin-Gemisch (E10+) ¹⁶	Straßenfahrzeuge (Verbrennungsmotor)
Ethanol-Dieselmotor (ED95) ¹⁷	Straßenfahrzeuge (Verbrennungsmotor)
HEFA/FT-Benzin	Straßenfahrzeuge (Verbrennungsmotor)
Methanol als Blendkomponente	Straßenfahrzeuge (Verbrennungsmotor)
Methanol-Benzin-Gemisch (M5 bis M85)	Straßenfahrzeuge (Verbrennungsmotor)
Methanol-Ethanol-Benzin-Gemisch (A20)	Straßenfahrzeuge (Verbrennungsmotor)
Methanol-to-Gasoline (MTG)	Straßenfahrzeuge (Verbrennungsmotor)
Methanol-to-Jet (MTJ)	Flugzeuge (Turbine)
Wasserstoff	Straßenfahrzeuge (Verbrennungsmotor)

¹⁶ Auf europäischer Ebene existiert eine Normungs-Taskforce für Ottokraftstoff mit mehr als 10 % v/v und bis zu 20 % v/v Bioethanol (E10+).

¹⁷ In Schweden ist die Norm SS155437 für ED95 verfügbar.

7.1.1 Flüssige Kraftstoffe für Motoren mit Fremdzündung – „Ottomotoren“

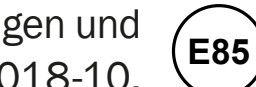
DIN EN 228: Unverbleite Ottokraftstoffe; Deutsche Fassung EN 228:2012+A1:2017-08. Dieses Dokument legt Anforderungen und Prüfverfahren für gelieferte und in Verkehr gebrachte unverbleite Ottokraftstoffe fest. Es gilt für deren Verwendung in Ottomotoren, die für den Betrieb mit unverbleiten Ottokraftstoffen 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).



DIN EN 15376: Ethanol zur Verwendung als Blendkomponente in Ottokraftstoff; Deutsche Fassung EN 15376:2014-12. Diese Norm legt Anforderungen und Prüfverfahren für geliefertes bzw. vermarktetes Ethanol fest, das als Streckmittel für Kraftstoffe zum Einsatz in Kraftfahrzeugen mit Ottomotor, in Übereinstimmung mit den Anforderungen von DIN EN 228, Verwendung findet. Die Norm ist für Ethanol für den gesamten Blendbereich bis einschließlich 85 % v/v anwendbar.



DIN EN 15293: Ethanolkraftstoff (E85) – Anforderungen und Prüfverfahren; Deutsche Fassung EN 15293:2018-10. 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.



ISO/FDIS 6583: Beschreibung von Methanol als Brennstoff für die Verwendung in der Seeschifffahrt; ISO/FDIS 6583:2024-09. Diese Norm ist derzeit als Norm-Entwurf veröffentlicht (Stand: 09/2024).

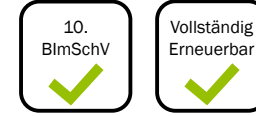
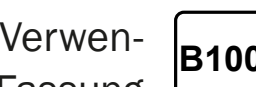


7.1.2 Flüssige Kraftstoffe für Motoren mit Selbstzündung – „Dieselmotoren“

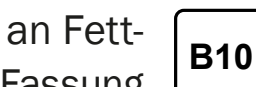
DIN EN 590: Dieseldieselkraftstoff mit einem Gehalt an Fettsäure-Methylester (FAME) von 7 % v/v; Deutsche Fassung EN 590:2022-05. Die Norm beschreibt einen Kraftstoff, der maximal 7 % v/v FAME enthalten darf. Außerdem dürfen paraffinische Kohlenwasserstoffkomponenten enthalten sein, z. B. aus Hydro-treatment- (HVO) oder Fischer-Tropsch-Prozessen (GTL, BTL) sowie aus der Mitraffination von erneuerbaren Energieträgern, sofern das Mischprodukt die Anforderungen dieser Norm einhält. In einem Feldversuch wurde z. B. ein DIN EN 590-konformer Dieseldiesel „R33“ (ein Blend aus 67 % v/v Dieseldieselkraftstoff, 26 % v/v HVO und 7 % v/v FAME) getestet – dieser wird nunmehr bei Volkswagen in der Flottenanwendung eingesetzt [Götz (2015); Reichel (2018)]. Kraftstoffe nach DIN EN 590 werden auch typischerweise als Kraftstoff für die Binnenschifffahrt genutzt.



DIN EN 14214: Fettsäure-Methylester (FAME) zur Verwendung in Dieselmotoren und als Heizöl; Deutsche Fassung EN 14214:2012+A2:2019-05. 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, und zum anderen als Blendkomponente zu Dieseldieselkraftstoff gemäß den Anforderungen der entsprechenden Normen und als Heizölsubstitut beschrieben.



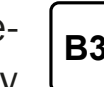
DIN EN 16734: Dieseldieselkraftstoff mit einem Gehalt an Fettsäure-Methylester (FAME) von 10 % v/v; Deutsche Fassung EN 16734:2022-09. Die Norm beschreibt einen Dieseldieselkraftstoff, der bis zu 10 % v/v FAME enthalten darf und in den dafür geeigneten Fahrzeugen innerhalb geschlossener Fahrzeugflotten



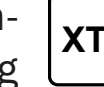
eingesetzt werden kann. Weitere biogene Komponenten, wie HVO und BTL, dürfen enthalten sein, sofern die Anforderungen dieser Norm erfüllt sind.



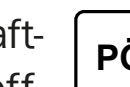
DIN EN 16709: Dieseldieselkraftstoffmischungen mit hohem Biodiesel (FAME)-Anteil (B20 und B30); Deutsche Fassung EN 16709:2015+A1:2018, Ausgabe 2019-02. Die Norm beschreibt einen Dieseldieselkraftstoff, der bis zu 20 bzw. 30 % v/v FAME enthalten darf und in den dafür geeigneten Fahrzeugen innerhalb geschlossener Fahrzeugflotten eingesetzt werden kann. Weitere biogene Komponenten, wie HVO und BTL, dürfen enthalten sein, sofern die Anforderungen dieser Norm erfüllt sind.



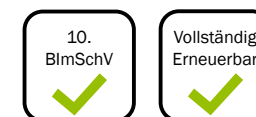
DIN EN 15940: Paraffinischer Dieseldieselkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren; Deutsche Fassung EN 15940:2023-07. Die Norm definiert die Qualität von Dieseldieselkraftstoff auf der Basis von Synthesegas oder von hydroprozessierten Ölen. Diese Kraftstoffe können in dafür geeigneten Fahrzeugen innerhalb geschlossener Fahrzeugflotten eingesetzt werden. Dieser paraffinische Dieseldieselkraftstoff kann als Beimischung in Dieseldieselkraftstoff verwendet werden, sofern die Anforderungen der DIN EN 590 erfüllt werden.



DIN 51605, DIN 51623: DIN 51605:2020-11 für Rapsölkraftstoff und DIN 51623:2020-11 für Pflanzenölkraftstoff. Die beiden Normen beschreiben Kraftstoffe aus pflanzlichen Ölen, die in speziell hergestellten oder angepassten, pflanzenölkomp-



lichen 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.



DIN/TS 51699: Kraft- und Brennstoffe – Polyoxymethylen-dimethylether (OME) – Anforderungen und Prüfverfahren, DIN/TS 51699:2023-11. Die technische Spezifikation beschreibt die Qualität von OME als Reinkraftstoff oder als Blendkomponente.



DIN/TS 51697: Methanol (M100) als Kraftstoff für On- und Offroad-Anwendungen – DIN/TS 51697. Die technische Spezifikation wird derzeit vom Normenarbeitskreis „Methanol als Kraftstoff“ als Basisspezifikation mit entsprechenden Modifikationen für Kraftstoffe für Straßenfahrzeuge, Baumaschinen, land- und forstwirtschaftliche Fahrzeuge und Maschinen, aber auch für Brennstoffzellen erarbeitet und wurde noch nicht veröffentlicht (Stand 09/2024).



DIN ISO 8217: Kraft- und Brennstoffe (Klasse F) – Anforderungen an Schifffahrtsbrennstoffe (ISO 8217:2017), DIN ISO 8217:2018-10. 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 (engl. 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).



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 von Regionen, in denen der Ausstoß von Schwefel und Schwefeloxiden durch Seeschiffe eingeschränkt ist, sogenannte Sulfur Emission Control Areas, bei 0,1 % m/m). [IMO (2019)]



7.1.3 Flüssige Flugturbinenkraftstoffe

ASTM D1655: Standard Specification for Aviation Turbine Fuels – ASTM D1655:2024. Die ASTM-Norm legt die Anforderungen an den Flugturbinenkraftstoff Jet A-1-Kerosin fest; eine ISO- oder EN-Norm existiert nicht.



ASTM D7566: Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons – ASTM D7566:2024. In der Norm ist die Qualität von Flugturbinenkraftstoff (Jet A-1-Kerosin) mit einem Anteil synthetischer Kohlenwasserstoffe festgelegt. Die Kraftstoffe der einzelnen Technologieverfahren (derzeit acht verschiedene Verfahren) werden in den dazugehörigen Anhängen beschrieben.



DEF STAN 91-091: Turbine Fuel, Kerosene Type, Jet A 1; NATO Code: F 35, Ausgabe Defence Standard 91 091 Issue 17. Die UK-Norm legt die Anforderungen an den Flugturbinenkraftstoff Jet A-1-Kerosin fest. Die Mitraffination von bis zu 5 % (v/v) Mono-, Di- und Triglyceride, Fettsäuren oder Fettsäureester im Einsatzstoff sind gemäß Abschnitt B.4 zulässig. Jet A-1 nach der Spezifikation DEF STAN 91 091 ist dem Jet A-1 nach ASTM D1655 sehr ähnlich, mit Ausnahme einiger weniger Bereiche, in denen DEF STAN 91 091 strenger ist. Eine ISO- oder EN Norm existiert nicht.



7.1.4 Gasförmige Kraftstoffe

DIN EN 589: Kraftstoffe – Flüssiggas – Anforderungen und Prüfverfahren; Deutsche Fassung EN 589:2024-05. Dieses Dokument legt die Anforderungen und Prüfverfahren für gehandeltes und geliefertes Flüssiggas für Kraftfahrzeuge (engl.: Liquefied Petroleum Gas, LPG) fest. Es gilt für Flüssiggas in Fahrzeugen, die für den Betrieb mit diesem Kraftstoff bestimmt sind.



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 16723-2:2017-10. Die Norm enthält Anforderungen und Prüfverfahren für Erdgas und Biomethan sowie Mischungen von Erdgas und Biomethan, die diese am Abgabepunkt (Tankstelle) erfüllen müssen, um als Kraftstoffe verwendet zu werden.



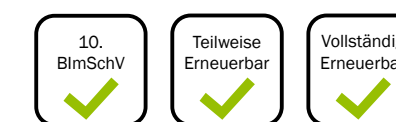
ISO 16861, DIN/TS 51698: Mineralölerzeugnisse – Kraftstoffe (Klasse F) – Spezifikationen für Dimethylether (DME); Deutsche und englische Fassung ISO 16861:2015-05 und Kraft- und Brennstoffe – Anforderungen – Dimethylether (DME). DIN/TS 51698:2022-12.



DIN EN 17124: Wasserstoff als Kraftstoff – Produktfestlegung und Qualitätssicherung für Wasserstoffbetankungsanlagen zur Abgabe gasförmigen Wasserstoffs – Protonenaustauschmembran (PEM)-Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge; Deutsche Fassung EN 17124:2022-12. Dieses Dokument spezifiziert Wasserstoff als Kraftstoff zum Betrieb von Straßenfahrzeugen, die eine PEM-Brennstoffzelle als Energiequelle für die Elektromotoren zum Antrieb des Fahrzeugs verwenden. Aufgrund der besonderen Empfindlichkeit dieser



Antriebssysteme wird auch die Qualitätssicherung des Kraftstoffs Wasserstoff in Bezug auf dessen Reinheit in diesem Dokument besonders betrachtet.



ISO 14687: Beschaffenheit von Wasserstoff als Kraftstoff – Spezifizierung des Produkts; Deutsche und englische Fassung ISO 14687:2019-11. Dieser internationale Standard spezifiziert die minimalen Anforderungen an Wasserstoff, welcher für die Nutzung in mobilen und stationären Anwendungen verteilt wird. Die Norm unterscheidet zwischen sechs verschiedenen Qualitätsklassen (Grade A bis Grade F).



7.2 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 human-toxischen 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 3.1.1) auf. Für die Gewährleistung der Qualität im Sinne der Anforderungen der Normen (Kraftstoffqualitätsrichtlinie, engl. Fuel Quality Directive, FQD, Abschnitt 7.1) 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 verschiedene genormte Untersuchungsmethoden zur Verfügung.

Bleigehalt: Seit 1996 werden in Deutschland nur noch „bleifreie“ Ottokraftstoffe verkauft, zuvor wurden bleihaltige Additive (Blei-tetraethyl und -methyl) zur Erhöhung der Klopfestigkeit 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. Außerdem ist die Berechnung des Cetanindex nur für Mitteldestillat-Kraftstoffe auf Mineralölbasis anwendbar. Eine Anwendung der Methode auf reine Kohlenwasserstoffe (z. B. HVO- und Fischer-Tropsch-Diesel) und auf Mitteldestillate, die mit Zündbeschleunigern additiviert wurden, ist nicht möglich.

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.

Chloridgehalt: Chloride können in Anwesenheit von Wasser zu Salzsäure hydrolysieren. Bei hohen Chlorid- und Wassergehalten in Kraftstoffen kann die gebildete Salzsäure korrosiv auf

metallische Bauteile wirken. Daher ist in der Norm ISO/DIS 6583 (Methanol as a fuel for marine applications) ein Grenzwert von 0,5 mg/kg (Grade MMA und MMB) bzw. 2 mg/kg (Grade MMC) vorgesehen, um Korrosion zu verhindern. Insbesondere biogenes Methanol kann hohe Chloridgehalte aufweisen.

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 (Abbildung 7-2): 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 Siedende 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 zu meist 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



Abb. 7-2 Kolben mit Kraftstoff während der Siedekurvenbestimmung (© Paul Trainer, DBFZ)

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 die Funktionalität von Katalysatoren beeinflussen und als Aschebildner Rußpartikelfilter verstopfen.

Ester: Der Estergehalt ist für die Beschreibung von Biodiesel (FAME) notwendig, um FAME eindeutig zu charakterisieren und Vermischungen mit anderen Kraftstoffen aufzudecken.

Ethanolgehalt: Ethanol kann fossilem Ottokraftstoff 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 erhöht der Gehalt an Sau-

erstoff 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 % v/v 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 der Reinkraftstoffe zur Folge.

Flüchtiges Gesamtsilizium: Der Siliziumgehalt 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 Silizium. Siliziumoxid aus der Verbrennung kann beispielsweise zu Ablagerungen im Motorbrenn-

raum 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. Parameter mit vergleichbarer Wirkungsfunktion bei Marinekraftstoffen sind der Sedimentgehalt als Indikator für die Schlamm- und Wachs- und die Wax Appearance Temperature (WAT) als ein wichtiges Merkmal zur Bewertung der möglichen Wachsausfällung.

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-Kondensationspunktttemperatur: Die Kohlenwasserstoff-Taupunktttemperatur 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 Biodiesel (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.

Kompressoröl oder Verdichteröl: Kompressoröl kann durch den Verfahrensschritt der Verdichtung in gasförmige Kraftstoffe eingetragen werden. Sein Gehalt sollte im gasförmigen Kraftstoff möglichst gering sein. Hierfür werden Ölabscheidefilter verwendet.

Korrosionswirkung auf Kupfer (Abbildung 7-3): Mithilfe des Kupferstreifentests wird die Korrosionswirkung eines Kraftstoffs auf Kupfer ermittelt. Hierfür wird ein vorbehandelter Kupferblechstreifen für eine bestimmte Zeit und Temperatur in einem Probengefäß mit dem Kraftstoff gelagert und danach hinsichtlich seiner Verfärbung mithilfe einer Referenzskala optisch beurteilt.

Mangangehalt: Mangan gelangt vornehmlich durch das Additiv (Methylcyclopentadienyl)mangantricarbonyl (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 (FAME), 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 ungesättig-



Abb. 7-3 Kupferstreifen vor der Referenzskala für den Test zur Korrosion auf Kupfer (© Rico Ehrentraut, DBFZ)

ter 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 für Ottokraftstoffe nach EN 228 auf maximal 3 % v/v begrenzt. 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.

Methan Number Propane Knock Index: Die Methanzahl ist ein Maß für die Klopfneigung eines Gases bei Verwendung als Kraftstoff in einem Hubkolben-Verbrennungsmotor. Je höher die Methanzahl ist, desto klopffester ist das Gas. Über die PKI-Methode kann die Methanzahl eines gasförmigen Kraftstoffs wie Erdgas, Biomethan und deren Beimischungen zu Wasserstoff, über die Gaszusammensetzung berechnet werden.

Oktanzahl (Research-Oktanzahl und Motor-Oktanzahl): Die Oktanzahl ist ein Maß für die Klopfestigkeit 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. Klopfestigkeit können Selbstzündungen und unkontrollierte Verbrennungen auftreten, die im ungünstigsten Fall zu Motorschäden führen können. Kraftstoffe mit erhöhter Klopfestigkeit (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 Klopfestigkeit 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 Prüfmethode zur Bestimmung der Oxidationsstabilität von Dieselmotorenkraftstoff 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 monoaromatischen Kohlenwasserstoffen. Die Analyse erfolgt mit Hochleistungsflüssigkeitschromatografie. Polyaromaten im Dieselmotorkraftstoff führen zu einer Erhöhung der Partikelemissionen.

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 Waagehalten 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 (Abbildung 7-4): 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 Ölsaaten 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 Schmieraufgaben übernehmen muss. Die Schmierfähigkeit eines Kraftstoffs lässt sich mit einem Schwingverschleiß-Prüfgerät (engl.: High Frequency Reciprocating Rig, HFRR) ermitteln. Dabei wird eine Stahlkugel mit definierter



Abb. 7-4 Farbumschlag bei der Titration zur Bestimmung der Säurezahl (© Jan Gutzeit)

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 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 umgesetzt wird. Aus Schwefeltrioxid 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 Biodiesel (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, nach Filtration die Gehalte an Sedimenten vor und nach der Alterung gravimetrisch 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 Prüfmethode 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 und 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 Stickoxid-Emissionen zur Folge hat.

Wasserstoffgehalt: Der Wasserstoffgehalt in Erdgas und Biomechan 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 un-

terschieden 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, Kohlenstoffdioxid, Kohlenstoffmonoxid, Formaldehyd und Methansäure. Die wasserstoffführenden Bauteile können durch Wasser, Kohlenstoffdioxid, 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 Brennwertes und der Dichte. Der Wobbe-Index ist volumenbezogen.

7.3 Sicherheitsaspekte und Handling erneuerbarer Energieträger

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), das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) inkl. der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV), das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) 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 Abkommen und Regelwerke für die Gefahrgutbeförderung eingehalten werden (Straße: ADR, Schiene: RID, Binnenschiff: ADN, Seeschiff: IMDG, 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.

Ethanol (E100)

Ethanol ist eine klare, farblose Flüssigkeit mit einem leicht süßlichen, stechenden Geruch und brennenden Geschmack. Ethanol ist hygroskopisch, leicht entzündlich und flüchtig. Beim Kontakt kann es schwere Augenreizungen verursachen (Tabelle 7-3). 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 12 °C und den damit verbundenen Anforderungen an den Explosionsschutz. Ein Unterschied liegt in der Wassergefährdung. Ethanol wird in die Wassergefährdungsklasse 1 (schwach was-

sergefährdend) eingeteilt, entsprechend ist der Umgang im Zusammenhang mit dem Wasserhaushaltsgesetz einfach. 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 wird empfohlen, Schutzhandschuhe zu tragen, außerdem müssen Zündquellen vermieden werden. Ein Tankvorgang am Pkw ist in der Regel in weniger als zehn Minuten abgeschlossen.

Tab. 7-3 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Ethanol (E100), Standardtemperatur und -druck (STP), Datenbasis: [Carl Roth GmbH (2024); PTB (2020)]

Eigenschaft	Beschreibung
Produktdefinition	Reinstoff (bzw. Stoffgemisch in Kombination mit Wasser)
Aggregatzustand (STP)	Flüssig
Zustand im Fahrzeugtank	Flüssig, drucklos, Umgebungstemperatur
Farbe	Farblos
Geruch	Leicht süßlich, stechend
Flammpunkt	12 °C
Explosionsgrenzen	3,1 bis 27,7 % v/v in Luft
Löslichkeit	Vollständig in Wasser, begrenzt löslich in Benzin
Gefahrenpiktogramme	
UN-Nummer	UN 1170
Transportgefahrenklassen	3
Gefahrnummer	33
Verpackungsgruppe	II
Temperaturklasse	T1
Explosionsgruppe	IIB
Lagerklasse	3
Wassergefährdungsklasse	1

Methanol (M100)

Methanol ist wie Ethanol eine klare, farblose Flüssigkeit mit einem süßlichen, stechenden Geruch und ein hygroskopischer, leicht entzündlicher und flüchtiger Stoff. Methanol ist nicht als „umweltgefährdend“ kategorisiert (Tabelle 7-4). 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 toxischen Wirkung von Methanol notwendig: Methanol sollten Bitterstoffe oder Odoriermittel beigefügt werden. Beim Umgang mit Methanol sind mindestens Schutzhandschuhe und Augenschutz zu tragen.

Die Handhabung von Methanol an Tankstellen erfordert besondere Vorsicht. Methanol ist korrosiv und kann spezielle Materialien für Tank- und Fördersysteme erfordern. Während des Tankvorgangs sollten Schutzhandschuhe getragen und Zündquellen unbedingt vermieden werden. Die Sicherheitsanforderungen und -maßnahmen sollten klar definiert sein, und die Handhabung von Methanol sollte von umfassenden Aufklärungskampagnen begleitet werden, um das Bewusstsein für die Gefahren und die richtige Handhabung zu schärfen. Das Tankverhalten selbst ist vergleichbar mit Ethanol.

Tab. 7-4 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Methanol (M100), Standardtemperatur und -druck (STP), Datenbasis: [Carl Roth GmbH (2020)]

Eigenschaft	Beschreibung
Produktdefinition	Reinstoff (bzw. Stoffgemisch in Kombination mit Wasser)
Aggregatzustand (STP)	Flüssig
Zustand im Fahrzeugtank	Flüssig, drucklos, Umgebungstemperatur
Farbe	Farblos
Geruch	Leicht süßlich, stechend
Flammpunkt	9,7 °C
Explosionsgrenzen	5,5 bis 44 % v/v in Luft
Löslichkeit	Nahezu vollständig in Wasser löslich
Gefahrenpiktogramme	
UN-Nummer	UN 1230
Transportgefahrenklassen	3
Gefahrnummer	336
Verpackungsgruppe	II
Temperaturklasse	T1
Explosionsgruppe	IIA
Lagerklasse	3
Wassergefährdungsklasse	2

Benzingemische 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 (Tabelle 7-5).

Bei Benzin handelt es sich um eine farblose bis hellgelbe, charakteristisch 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 verursachen. Benzin verfügt über kanzerogene und mutagene Eigenschaften. Das Einatmen von Benzindämpfen kann zusätzlich zu Schläfrigkeit und Benommenheit führen, bis hin zum tödlichen 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 nur bis maximal 10 kg außerhalb von dafür geeigneten Lagern 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 wird empfohlen, Schutzhandschuhe zu tragen, außerdem müssen 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 7-5 genannten Eigenschaften Flammpunkt, Explosionsgrenzen und Löslich-

keit werden in Abhängigkeit von den Mischungsverhältnissen zwischen Benzin und den 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.

Tab. 7-5 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Benzingemische mit Ethanol (E5, E10, E85), Standardtemperatur und -druck (STP), Datenbasis: [Aral AG (2022b); Global Companies LLC (2016)]

Eigenschaft	Beschreibung
Produktdefinition	Gemisch nach DIN EN 228 (E5, E10) und DIN EN 15293 (E85)
Aggregatzustand (STP)	Flüssig
Zustand im Fahrzeugtank	Flüssig, drucklos, Umgebungstemperatur
Farbe	Farblos bis hellgelb
Geruch	E5/E10: charakteristisch E85: leicht süßlich
Flammpunkt	E5/E10: Kleiner -30 °C E85: Kleiner -20 °C
Explosionsgrenzen	E5/E10: 0,6 bis 8 % v/v in Luft E85: 1,4 bis 19 % v/v in Luft
Löslichkeit	Benzin: praktisch unlöslich in Wasser, Ethanol: vollständig löslich in Wasser
Gefahrenpiktogramme	 bei E5/E10 zusätzlich: 
UN-Nummer	E5/10: UN 1203 E85: UN 3475
Transportgefahrenklassen	3
Gefahrnummer	33
Verpackungsgruppe	II
Temperaturklasse	T3
Explosionsgruppe	IIA
Lagerklasse	3
Wassergefährdungsklasse	3

Paraffinische Dieselkraftstoffe (HVO-, FT-Diesel)

Paraffinische Dieselkraftstoffe sind bei Umgebungstemperatur farb- und geruchlose Flüssigkeiten, die in ihrer Handhabung vergleichbar mit Dieselkraftstoff sind (Tabelle 7-6). 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 auch beim Umgang mit paraffinischen Dieselkraftstoffen vergleichbare Sicherheitsvorkehrungen wie bei fossilem Dieselkraftstoff getroffen werden.

Aus Sicht des Endverbrauchers ist der Umgang mit HVO- und FT-Diesel 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.


Fettsäuremethylester (FAME, „Biodiesel“, B100)

FAME ist eine brennbare, gelblich aussehende und schwach riechende Flüssigkeit (Tabelle 7-7). FAME ist nicht nach der Verordnung zur Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen (VO (EG) 1272/2008, 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. Grundsätzlich gilt für FAME, dass unabhängig vom geringeren Gefahrenpotenzial vergleichbare Sicherheitsvorkehrungen wie beim Umgang mit konventionellem Dieselkraftstoff getroffen werden sollten.

Bis zum Jahr 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.

Tab. 7-6 Sicherheitsrelevante Kenndaten für paraffinische Kraftstoffe (HVO- und FT-Diesel), Standardtemperatur und -druck (STP), Datenbasis: [Green Fuels Limited (2022); 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
Gefahrenpiktogramme	
UN-Nummer	UN 1202
Transportgefahrenklassen	3
Gefahrnummer	30
Verpackungsgruppe	III
Temperaturklasse	T3
Explosionsgruppe	IIA
Lagerklasse	3
Wassergefährdungsklasse	1

Tab. 7-7 Sicherheitsrelevante Kenndaten für FAME (B100), Standardtemperatur und -druck (STP), Datenbasis: [Calpam Mineralöl-Gesellschaft mbH (2018); Mabanft (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	Nicht explosiv
Löslichkeit	Schwach löslich in Wasser
Gefahrenpiktogramme	Entfällt
UN-Nummer	Entfällt
Transportgefahrenklassen	Entfällt
Gefahrnummer	Entfällt
Verpackungsgruppe	Entfällt
Temperaturklasse	T3
Explosionsgruppe	Entfällt
Lagerklasse	10
Wassergefährdungsklasse	1

Dieselmischungen 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 (Tabelle 7-8).


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 umweltgefährdende Wirkung bestimmt wird. Diesel ist oberhalb des Flammpunktes (typisch zwischen 56 und 61 °C) entzündbar. Anhaltender oder wiederholter Hautkontakt kann Reizungen verursachen. Bei Kontakt können Dämpfe oder Nebel die Schleimhäute und besonders die Augen reizen. Weitere Auswirkungen beim Einatmen und Verschlucken sind kurzfristig Übelkeit, Kopfschmerzen, Benommenheit bis hin zu Erbrechen oder Todesfolge. Langfristige Auswirkungen einzelner Komponenten können möglicherweise Depressionen und Krebs sein. 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 als geringer einzuschätzen als die an Benzin, Ethanol, Methanol und Methan, insbesondere durch den deutlich höheren Flammpunkt. Diesel und dessen Gemische können bis 100 kg in geeigneten Gebinden gelagert werden, für größere Mengen müssen spezielle Lager 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 Tankvor-

gang am Pkw ist in der Regel in weniger als zehn Minuten abgeschlossen. Im Falle der Verwendung von Sommerdiesel und insbesondere dessen Gemischen mit Biodiesel (FAME) ist zu beachten, dass es im Winter bei niedrigen Außentemperaturen zur Verstopfung von Filtern kommen kann.

Tab. 7-8 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Dieselgemische mit FAME, HVO- und FT-Diesel (B7, B10, B20, B30 und R33), Standardtemperatur und -druck (STP), Datenbasis: [Aral AG (2022a); TotalEnergies (2022)]

Eigenschaft	Beschreibung
Produktdefinition	Stoffgemisch nach DIN EN 590 (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	BO: 0,6 bis 6,5 % v/v in Luft; bei höherem FAME-Anteil leicht höher
Löslichkeit	Diesel, HVO- und FT-Diesel nahezu unlöslich in Wasser, FAME-Anteile der Gemische begrenzt löslich in Wasser
Gefahrenpiktogramme	
UN-Nummer	UN 1202
Transportgefahrenklassen	3
Gefahrnummer	30
Verpackungsgruppe	III
Temperaturklasse	T3
Explosionsgruppe	IIA
Lagerklasse	3
Wassergefährdungsklasse	2

Pflanzenölkraftstoff (PÖ)

Reine Pflanzenöle sind bei Raumtemperatur flüssig. Mit abnehmender Temperatur steigt abhängig von der Fettsäurezusammensetzung die Viskosität an. Als Kraftstoff sind Pflanzenöle sehr sichere und einfach handhabbare Produkte, von denen keine besonderen Gefahren bezüglich Explosivität oder toxikologische Risiken für Menschen und Umwelt ausgehen (Tabelle 7-9). Als einziger flüssiger Kraftstofftyp können Pflanzenöle unter der immer geltenden Sorgfaltspflicht in Wasserschutzgebieten ohne besondere Auflagen genutzt werden. Der Tankvorgang für Pflanzenölkraftstoff ist vergleichbar mit dem von konventionellem Dieselmotorkraftstoff. Ein Tankvorgang am Schlepper ist in der Regel in weniger als zehn Minuten abgeschlossen.

Tab. 7-9 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Pflanzenölkraftstoff (PÖ), Standardtemperatur und -druck (STP), Datenbasis: [Bunge Deutschland GmbH (2018); Carl Roth GmbH (2023)]

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 100 °C (abhängig von der Ölsorte)
Explosionsgrenzen	Unbekannt
Löslichkeit	Unlöslich in Wasser
Gefahrenpiktogramme	Entfällt
UN-Nummer	Entfällt
Transportgefahrenklassen	Entfällt
Gefahrnummer	Entfällt
Verpackungsgruppe	Entfällt
Temperaturklasse	Entfällt
Explosionsgruppe	Entfällt
Lagerklasse	10
Wassergefährdungsklasse	Allgemein wassergefährdend


Kerosingemische mit FT-SPK, HEFA-SPK oder ATJ-SPK

Die hier beschriebenen Arten an synthetischen paraffinischen Kerosinen (engl.: Synthetic Paraffinic Kerosene, SPK; auch erneuerbare Kerosine genannt) sind bei Umgebungstemperatur flüssige und farblose Kraftstoffe mit einem charakteristischen Geruch nach Kerosin.

Um die Produktintegrität von Jet A/A-1 gemäß ASTM D1655 bzw. DEF STAN 91-091 sicherzustellen, müssen 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 behandelt werden. Die Sicherheitsanforderungen der SPK sind jedoch abhängig von den chemisch-physikalischen Eigenschaften und können teilweise von denjenigen des Jet A/A-1 abweichen (Tabelle 7-10). 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.

Tab. 7-10 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Jet A-1 Kerosin mit Anteilen von FT-, HEFA- oder ATJ-SPK, Standardtemperatur und -druck (STP), 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
Gefahrenpiktogramme	
UN-Nummer	Analog JET A/A-1: 1863 (Düsenkraftstoff) Chemisch: 3295 (Kohlenwasserstoffe, flüssig)
Transportgefahrenklassen	3
Gefahrnummer	30
Verpackungsgruppe	III
Temperaturklasse	T3
Explosionsgruppe	II A
Lagerklasse	3
Wassergefährdungsklasse	2

Methan (CNG, LNG)

Methan ist ein farb- und geruchloses sowie brennbares Gas. In Kombination mit Luft bildet es ein extrem explosives Gemisch (Tabelle 7-11). Methan als gasförmiges CNG wird bis auf 250 bar komprimiert (im Fahrzeug selbst 200 bar): Um unbemerktes Ausströmen zu vermeiden, wird bei der Verwendung von CNG eine Odorierung beigemischt. Methan als flüssiges LNG ist aufgrund der tiefkalten Verflüssigung bei ca. -162 °C mit keinem Odorierungsmittel versetzt. 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 Technischer Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA 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. Ein Tankvorgang am Lkw dauert in der Regel ca. 15 Minuten. Dabei müssen Schutzhandschuhe mit Kälte-Isolierung sowie Gesichtsschild/Augenschutz getragen werden.

Tab. 7-11 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Methan (CNG, LNG), Standardtemperatur und -druck (STP), Datenbasis: [Küppers Engineering (2021); Linde Gas GmbH (2021); Q8 (2020); 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	Entfällt bei Gasen und Gasgemischen
Explosionsgrenzen	4,4 bis 17 % v/v in Luft
Löslichkeit	Wenig löslich in Wasser
Gefahrenpiktogramme	
UN-Nummer	CNG: 1971 LNG: 1972
Transportgefahrenklassen	2
Gefahrnummer	CNG: 23 LNG: 223
Verpackungsgruppe	Entfällt
Temperaturklasse	T1
Explosionsgruppe	IIA
Lagerklasse	2A
Wassergefährdungsklasse	Nicht wassergefährdend

Wasserstoff (H₂)

Wasserstoff ist ein farb- und geruchloses sowie brennbares und in Kombination mit Luft extrem entzündbares Gas (Tabelle 7-12). In der Anwendung als Kraftstoff ist es meist ein Gas unter Druck (350 oder 700 bar), dass 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: Es sind Sicherheitsmaßnahmen zur Vermeidung von Zündquellen und zur Verhinderung des Kontakts mit Luft oder Sauerstoff während Lagerung und Transport erforderlich. Der Umgang mit Wasserstoff unter Druck darf zusätzlich nur in speziell dafür freigegebenen Behältern erfolgen. Die Betriebsmittel im Umgang mit Wasserstoff müssen der Explosionsgruppe IIC 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 Sicherheitsmaßnahmen, wie das Tragen von geeigneter Schutzkleidung oder das Einhalten von Sicherheitsabständen, können je nach Situation erforderlich sein.

Tab. 7-12 Sicherheitsrelevante Kenndaten für Wasserstoff, Standardtemperatur und -druck (STP), Datenbasis: [Linde Gas GmbH (2018)]

Eigenschaft	Beschreibung
Produktdefinition	Stoffgemisch nach DIN EN 17124
Aggregatzustand (STP)	Gasförmig
Zustand im Fahrzeugtank	Gasförmig, unter Druck (350 oder 700 bar), Umgebungstemperatur
Farbe	Farblos
Geruch	Geruchlos
Flammpunkt	Entfällt bei Gasen und Gasgemischen
Explosionsgrenzen	4 bis 77 % v/v in Luft
Löslichkeit	Wenig löslich in Wasser
Gefahrenpiktogramme	
UN-Nummer	1049
Transportgefahrenklassen	2
Gefahrnummer	23
Verpackungsgruppe	Entfällt
Temperaturklasse	T1
Explosionsgruppe	IIC
Lagerklasse	2A
Wassergefährdungsklasse	Nicht wassergefährdend

Elektrischer Strom

Der Umgang mit elektrischem Strom lässt sich nicht vergleichbar bewerten und wie bei den zuvor genannten Kraftstoffen einteilen. Strom ist aus physikalischer Sicht kein Energieträger, sondern eine Energieform. Erst in Kombination aus Speichermedium (z. B. Traktionsbatterie) und elektrischem Strom wird er zum Energieträger. Entsprechend wird elektrischer Strom teilweise in sicherheitsrelevanten Gesetzen wie dem WHG nicht adressiert, auch die Einteilung nach der Verordnung zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe (VO (EG) 1907/2006, 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 Niederspannungsbereich¹⁸ 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. Elektrisch betriebene Fahrzeuge müssen an geeigneten Stellen mit dem Warnsymbol nach Abbildung 7-5 gekennzeichnet sein. [ZVEI (2013)]

Aus Endverbrauchersicht ist das Wiederbeladen von Traktionsbatterien mit elektrischem Strom, wie es bei batterieelektrischen Fahrzeugen erfolgt, grundsätzlich aus dem täglichen Umfeld vertraut. Im Besonderen werden andere Steckertypen verwendet, sodass ggf. Barrieren im Umgang mit elektrisch betriebenen Fahrzeugen bestehen. Die in Fahrzeugen integrierte Sicherheitstechnik verhindert eine fehlerbehaftete Bedienung. Pkw-Batterien können an Schnellladepunkten im Durchschnitt innerhalb von ca. 30 Minuten und an Normalladepunkten innerhalb von ca. 8 Stunden aufgeladen werden. Diese Zeiten können je nach Fahrzeugmodell und Ladeinfrastruktur variieren.

7.4 Anforderungen an Tankinfrastruktur und Kraftstoffdistribution

Die in Abschnitt 2.3 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 7.3 beschriebenen Kraftstoffoptionen im Kontext der Tankstellen- und Distributionsinfrastruktur bewertet werden. Eine erste Übersicht ist in Tabelle 7-13 dargestellt. Auf Optionen, die mit der etablierten Infrastruktur kompatibel sind, wird im nachfolgenden Text nicht eingegangen.

Tab. 7-13 Kompatibilität von erneuerbaren Kraftstoffen mit bestehender Infrastruktur, ohne Anspruch auf Vollständigkeit [Artz (2023); Grope (2018)]

Kraftstoff	Tankinfrastruktur	Globale Verteilinfrastruktur	Lokale Verteilinfrastruktur
Ethanol	technische Anpassungen notwendig	vorhanden und kompatibel	vorhanden und kompatibel
Methanol	technische Anpassungen notwendig	vorhanden und kompatibel	Aufbau notwendig
Methanol-to-Gasoline	kompatibel	kompatibel	kompatibel
HEFA/FT-Naphtha	kompatibel	kompatibel	kompatibel
HEFA/FT-Diesel	kompatibel	kompatibel	kompatibel
Biodiesel (FAME)	technische Anpassungen notwendig	vorhanden und kompatibel	vorhanden und kompatibel
Pflanzenöl	kompatibel	kompatibel	Aufbau notwendig
Erneuerbares Kerosin	kompatibel	kompatibel	(kompatibel)
Methan (CNG)	Ausbau notwendig	vorhanden und kompatibel	vorhanden und kompatibel, zusätzlicher Ausbau notwendig
Methan (LNG)	im Aufbau	im Aufbau	im Aufbau
Wasserstoff	im Aufbau, nicht kompatibel	im Aufbau, nicht kompatibel	im Aufbau, nicht kompatibel
Strom	Ladeinfrastruktur im Aufbau, Kompatibilität mit etablierter Infrastruktur nicht vorhanden		

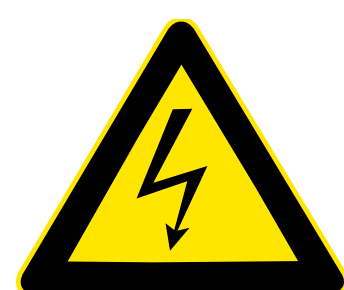


Abb. 7-5 Warnsymbol bei Hochvolt-Kennzeichnung von elektrisch betriebenen Fahrzeugen

¹⁸ Im Automobilsektor wird bei Spannungen oberhalb 60 V von „Hochvolt“-Bereich gesprochen, dies entspricht der Spannungsklasse B für elektrische Anlagen (Niederspannung).

Ethanol: Die etablierte Infrastruktur zur Distribution von Benzin-kraftstoff ist im Straßenverkehr für Benzin mit einem maximalen Ethanolgehalt von 10 % v/v ausgelegt. Sollte perspektivisch der Blendanteil von Ethanol erhöht (z. B. E20 mit 20 % v/v Ethanolgehalt) oder wieder E85 als Kraftstoffalternative angeboten werden, müssen insbesondere bei Tankstellen weitere Regularien beachtet werden. Als Präventivmaßnahme bezüglich Gewässerschutz sind in Tankstellen zum Beispiel unterirdische Auffangwannen installiert, in denen verschütteter Kraftstoff gesammelt wird. Bei Regen kommt es hier zur Vermischung von Kraftstoff und Regenwasser. Damit das Regenwasser der Kanalisation zugeführt werden kann, wird der Kraftstoff mit einem Leichtflüssigkeitsabscheider abgetrennt und gesondert aufgefangen. Bei Benzin-kraftstoffen 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 wird künftig sowohl als Kraftstoff für den Straßen- als auch für den Schiffsverkehr in Betracht gezogen, für Verbrennungsmotoren wie auch für Brennstoffzellen. Die Verteilinfrastruktur ist in Abhängigkeit vom Zielsegment zu bewerten: Aktuell wird konventionelles Methanol in IMPCA-Qualität von den wenigen Methanolanlagen 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 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 dem aktuellen Erfahrungsstand müssen bei bestehenden Anlagen hierfür mindestens methanolgeeignete Dichtungen eingesetzt werden. Alternativ können spezielle Flex-Fuel-Tankanlagen an den Tankstellen nachgerüstet werden. 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, das zum Beispiel innerhalb regelmäßiger Wartungsintervalle aufgebracht werden kann. 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 biodieselskompatible Dichtungen eingesetzt werden. Zusätzlich müssen Wartungsintervalle verkürzt werden, um die Schlamm- und Wasserbildung am Tankboden einzugrenzen. [UPEI (2021)]

Pflanzenöl verfügt aufgrund der bevorzugten Anwendung im land- und forstwirtschaftlichen Bereich über eine begrenzte Kompatibilität zur bestehenden Tankinfrastruktur. Jedoch sind aktuell keine Verteilinfrastrukturen etabliert: Die Kraftstoffbereitstellung erfolgt in der Regel nicht über öffentliche, sondern über betriebs-eigene Hoftankstellen. Zu beachten ist, dass dem Pflanzenöl bei sehr niedrigen Temperaturen Kälteadditive hinzugegeben werden müssen oder dieses vor Nutzung aufgewärmt werden muss, um den Kraftstoff flüssig zu halten. Pflanzenöle können unter bestimmten Bedingungen oxidieren, was die Lagerfähigkeit beeinflusst. Die Lagerbehälter müssen entsprechend regelmäßig auf Verunreinigungen und mögliche Ablagerungen überprüft werden [Remmele (2009)].

Erneuerbares Kerosin beschreibt zum gegenwärtigen Zeitpunkt alle synthetischen paraffinischen Kerosine (SPK), 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 den Qualitätssicherungsanforderungen für die Herstellung, Lagerung und Verteilung von Flugkraftstoff an Flughäfen (EI/JIG 1530) vor Eintritt in die Versorgungsinfrastruktur des Flughafens erfolgen, eine Beimischung im Flughafentanklager ist nicht zulässig

[EI/JIG 1530 (2019)]. Entsprechend der Vorgaben der Tabelle 1 der ASTM D7566 gelten die Blends nach erfolgter Zertifizierung als JET A/A-1 (gem. ASTM D1655 bzw. DEF STAN 91-091) und werden als solches behandelt. Das bedeutet, dass die Infrastruktur für die Lagerung und Verteilung, die bereits für fossiles Kerosin eingerichtet ist, auch für erneuerbares Kerosin verwendet werden kann. Aufgrund der derzeit noch begrenzten Menge an erneuerbarem Kerosin und der geringen Erfahrung im Umgang damit werden die Einzelkomponenten überwiegend über dedizierte Tankkraftwagen, Tankcontainer oder Kesselwagen bereitgestellt. Es ist wichtig, dass diese Einzelkomponenten bis zum Blendvorgang ähnlich wie das Endprodukt behandelt werden, um die Produktintegrität sicherzustellen. 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.

Methan als CNG kann auf einer etablierten Tank- und Verteilinfrastruktur mit über 750 CNG-Tankstellen [BFT (2023c)] und Anschluss an das Erdgasnetz in Deutschland aufbauen und ist vollständig kompatibel mit dem fossilen Erdgas. Die Verfügbarkeit an Tankstellen müsste deutlich ausgeweitet werden, damit Methan als CNG mit anderen Kraftstoffoptionen bzw. elektrischem Strom konkurrieren kann, wobei die Entwicklung aktuell jedoch gegenläufig ist. Insbesondere Tankstellen entlang von Autobahnen haben aufgrund des fehlenden Anschlusses an das Erdgasnetz zumeist kein CNG verfügbar.

Methan als LNG ist im Gegensatz zu Methan als CNG unabhängig vom Erdgasnetz. Die Verteilung von fossilem LNG erfolgt aktuell von LNG-Hafenterminals zu den bereits über 140 in Deutschland bzw. ca. 700 in Europa installierten LNG-Stationen [NGVA Europe (2024)] für Schwerlastverkehr und Binnenschifffahrt (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 erneuerbarem Methan (bio- oder strombasiert) muss zusätzlich etabliert werden. Hierfür gibt es verschiedene Projekte mit einem zentralen oder dezentralen Ansatz, 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 [Schröder (2023)].

Die Infrastruktur von **Wasserstoff** als Kraftstoff ist sowohl in Deutschland als auch in Europa noch nicht etabliert, auch wenn bereits einzelne H₂-Tankstellen, 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 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 (H₂-Versprödung). Zum anderen werden durch die geringe Dichte selbst bei tiefkalt verflüssigtem Wasserstoff sehr große Tankvolumina für den Transport benötigt. So sind beispielsweise aktuell noch nahezu keine geeigneten Schiffe für den Transport von tiefkalt verflüssigtem Wasserstoff über den Seeweg und keine geeigneten H₂-Bunker an den Häfen verfügbar [Paul (2022)]. Als Alternative zum direkten Transport von Wasserstoff werden verschiedene Speichermedien, wie Ammoniak, Methanol oder auch flüssige organische H₂-Träger (engl.: Liquid Organic Hydrogen Carrier, LOHC), untersucht, die einfacher zu transportieren sind. Bei solchen Konzepten müssen jedoch energetische Verluste bei der Umwandlung in Kauf genommen werden.

7.5 Motorische Nutzung von erneuerbaren Energieträgern

Erneuerbare Kraftstoffe können zum einen durch die Herstellung und Vermarktung von Mischkraftstoffen aus erneuerbaren und fossilen Komponenten (Blendkraftstoffen) und zum anderen durch die Vermarktung von erneuerbaren Reinkraftstoffen in Verkehr gebracht werden. Obwohl 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.

7.5.1 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 7.4) 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 7-14). 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 (FAME) zu Dieseldieselkraftstoff auf mehr als 7 % v/v bzw. Bioethanol zu Ottokraftstoff auf mehr als 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 Motoröl und Abgasnachbehandlung berücksichtigen. Zusätzlich muss ein einwandfreies Verbrennungs- und Emissionsverhalten bei allen Betriebszuständen gewährleistet werden (siehe Typenzulassung in Abschnitt 3.3).

Mischkraftstoffe verfügen in der Regel nicht über die umweltfreundlichen Eigenschaften der meisten erneuerbaren Komponenten, wie zum Beispiel eine hohe biologische Abbaubarkeit (Abschnitt 7.3). 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 Beeinflussung der Qualität der fossilen Kraftstoffe führen. Qualitätsverbesserungen sind zum Beispiel die Erhöhung der Schmierfähigkeit durch Biodiesel (FAME) in entschwefeltem Dieseldieselkraftstoff, die Steigerung der Zündwilligkeit durch HVO-Diesel in Dieseldieselkraftstoff 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 beim Verbraucher.

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 Dieseldieselkraftstoff verwendet werden, erneuerbares Methan und erneuerbarer Wasserstoff als Mischkomponente zu Erdgas, erneuerbarer Wasserstoff zu fossil erzeugtem Wasserstoff sowie erneuerbarer Strom im Mix mit Strom aus fossilen Energieträgern und Kernenergie.

Tab. 7-14 Maximale Beimischungsmengen alternativer Kraftstoffe zu etablierten Kraftstoffen; Datenbasis: [Artz (2023)]

Energieträger	Maximale Beimischung	Norm	Kriterium
Ethanol	10 % v/v	DIN EN 228	Gehalt an Ethanol lt. Norm limitiert
Methanol	3 % v/v	DIN EN 228	Gehalt an Methanol lt. Norm limitiert
MTG	ca. 90 % v/v	DIN EN 228	Oktanzahl, Destillationsverhalten
FT-Naphtha	ca. 80 % v/v	DIN EN 228	Oktanzahl, Destillationsverhalten
HEFA-Naphtha	ca. 80 % v/v	DIN EN 228	Oktanzahl, Destillationsverhalten
FT-Diesel	ca. 26 % v/v	DIN EN 590	Dichte
HVO-Diesel	ca. 26 % v/v	DIN EN 590	Dichte
FAME	7 % v/v	DIN EN 590	Gehalt an FAME lt. Norm limitiert
DME	keine Beimischung möglich	DIN EN 590	„Fit for Purpose“-Kriterium
OME	keine Beimischung möglich	DIN EN 590	„Fit for Purpose“-Kriterium
ATJ-SPK	50 % v/v	ASTM D7566	Gehalt an ATJ-SPK lt. Norm limitiert
FT-SPK	50 % v/v	ASTM D7566	Gehalt an FT-SPK lt. Norm limitiert
HEFA-SPK	50 % v/v	ASTM D7566	Gehalt an HEFA-SPK lt. Norm limitiert
Wasserstoff	2 % v/v	DIN 16723-2	Gehalt an Wasserstoff lt. Norm limitiert

7.5.2 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 Biodiesel (FAME), HVO-Diesel und Rapsölkraftstoff sowie E85¹⁹ auch immer strenger werdende Emissionsanforderungen erfüllt werden können, zeigen Herstellerfreigaben für diverse Fahrzeuge (FAME: [AGQM (2024)], HVO-/FT-Diesel: [ToolFuel (2024)], E85: [SNPAA (2024)]), Praxisbeispiele [EDEKA (2024)] und verschiedene wissenschaftliche Untersuchungen [Demuyne (2021); Ettl (2016); Harndorf (2019); Huber (2015); Röck (2023); Schröder (2019)].

¹⁹ Im Allgemeinen wird E85 als Reinkraftstoff aufgeführt, obwohl weiterhin ein Anteil von mindestens 15 % v/v fossilem Benzinkraftstoff erlaubt ist.

Wesentliche technische Unterscheidungsmerkmale zwischen den jeweiligen Kraftstoffoptionen sind:

- Energiegehalt pro Volumen- und/oder Masseinheit (bzw. Bedarf an Tankvolumen),
- Lokale Emissionen (Schadstoffe und CO₂-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 Raum für die Bevorratung des Energieträgers am bzw. im Fahrzeug 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 Alter-

native praktikabel nutzbar, dies 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 (FAME) 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 Traktionsbatterie nochmals mehr Platz und verfügbare Masse für die Bevorratung des Energieträgers, in diesem Fall des Stroms. Tabelle 7-15 zeigt neben typischen Energiedichten von einzelnen erneuerbaren Energieträgern bzw. deren typischen Blends das Reichweitenäquivalent im Vergleich mit einem Liter Diesel. Dabei verdeutlicht sich das beschriebene starke Gefälle zwischen flüssigen, sauerstofffreien Kraftstoffen über sauerstoffhaltige und gasförmige Kraftstoffe 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 kleiner 1.

Tab. 7-15
Typische Energiedichten 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 Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) und 0,65 für batterieelektrische Fahrzeuge (BEV), Datenbasis: Anhang 3 und [Air BP (2000); Artz (2023); Bauer (2021); bdew (2023); Boehm (2022); Bullerdiek (2019a); Demaco Cryogenics (2023); Engineering ToolBox (2003); GenH2 (2022); Hettesheimer (2023); IEA AMF TCP (2024); Kittel (2024); TFZ (2023); Unitrove (2024); Wiesmann (2022)]

a berechnet aus Einzelkomponenten
b berechnet aus gravimetrischer und volumetrischer Energiedichte
c Die Energiedichte von Strom ist bezogen auf Masse bzw. Volumen einer Lithium-Ionen-Traktionsbatterie [Hettesheimer (2023)].

Kraftstoff	Antrieb	Dichte	Gravimetrische Energiedichte	Volumetrische Energiedichte	Reichweitenäquivalent
Einheit		kg/m ³	MJ/kg	MJ/l	-
Ethanol		790	27	21	
E85	ICE-SI	775 ^a	29	23	0,55
E10	ICE-SI	750 ^a	40	31	0,75
Methanol		800 ^b	20	16	
M85	ICE-SI	775 ^a	23	18	0,45
M10	ICE-SI	750 ^a	40	30	0,75
MTG	ICE-SI	730	43	33	
FT-Naphtha	ICE-SI	745	44	33	0,85
HEFA-Naphtha	ICE-SI	745	45	30	0,80
Benzin	ICE-SI	745 ^b	43	32	0,80
FT-Diesel	ICE-CI	775 ^b	44	34	0,95
HVO-Diesel	ICE-CI	775 ^b	44	34	0,95
FAME	ICE-CI	890 ^b	37	33	0,90
B30	ICE-CI	855 ^a	41	35	1,00
B7	ICE-CI	840 ^a	43	36	1,00
Diesel	ICE-CI	835 ^b	43	36	1,00
Pflanzenöl	ICE-CI	920 ^b	37	34	0,95
DME (flüssig)	ICE-CI	680 ^b	28	19	0,55
OME	ICE-CI	1.050	19	20	0,55
ATJ-SPK	Jet	760	44	33	0,95
FT-SPK	Jet	750 ^b	44	33	0,95
HEFA-SPK	Jet	760	44	34	1,00
MTJ	Jet	770 ^b	43	33	1,00
Kerosin (Jet A-1)	Jet	805	43	34	1,00
Methan					
CNG (200 bar)	ICE-SI	160	50	8	0,20
LNG	ICE-CI	420	50	21	0,60
Erdgas (H-Gas)					
CNG (200 bar)	ICE-SI	180	48	8 ^c	0,2
LNG	ICE-CI	430	49	21	0,60
Wasserstoff					
350 bar	FC	24	120	3	0,10
700 bar	FC	40	120	5	0,20
LH2 (liquefied hydrogen)	FC	71	120	9	0,35
Strom^c	BEV	-	1	2,5	0,20

Lokale Schadstoffemissionen sind heute entscheidende Bewertungskriterien für das System aus 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 Stickoxide, 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 einzuhalten. In Abschnitt 8.2 wird dieser Aspekt weiterführend beschrieben.

Kraftstoffe, von denen keine direkte Umweltgefährdung ausgeht, sind besonders geeignet, um in umweltsensiblen Regionen wie Naturschutzgebieten oder auf nicht versiegelten Flächen eingesetzt zu werden. Hier sind insbesondere Pflanzenöle und mitunter auch Biodiesel (FAME) 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 7.3 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, beigemischt zu ihren fossilen Pendanten, bzw. grüner Strom als Energieträger für batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge im Mix mit fossilem Strom. Zusätzlich sind auch erneuerbare Kraftstoffe aus den HVO/HEFA- und Fischer-Tropsch-Prozessen und MTG in vielen Fällen technisch kompatibel, entsprechen jedoch als Reinkraftstoffe nicht den Kraftstoffnormen für B7 und E10. Für alle Optionen sind die unter Abschnitt 7.5.1 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, so dass diese getauscht werden müssen. Tabelle 7-16 zeigt für ausgewählte alternative Reinkraftstoffe deren Kompatibilität gegenüber den konventionellen, etablierten VKM (Diesel-, Benzin- und Gasmotor sowie Triebwerk) auf.

Kraftstoff	VKM	Kompatibilität
Ethanol (E85)	ICE-SI	Anpassungen bei kraftstoffführenden Materialien und Motorapplikation notwendig: Ethanol hat eine stark korrosive Wirkung auf viele Materialien, die in konventionellen Fahrzeugen verwendet werden. Es erfordert Anpassungen sowohl bei den Materialien als auch in der Motorsteuerung. [Schröder (2020b); UPEI (2021)]
Methanol (M85)	ICE-SI	Siehe Ethanol
MTG	ICE-SI	Ggf. korrosive Wirkung gegenüber bestehenden Materialien: Diese synthetischen Kraftstoffe können korrosive Wirkungen haben, insbesondere bei Materialien, die nicht für ihre spezifischen chemischen Eigenschaften ausgelegt sind. Anpassungen können erforderlich sein, um diese Kraftstoffe sicher zu verwenden.
FT-Naphtha	ICE-SI	Siehe MTG
HEFA-Naphtha	ICE-SI	Siehe MTG
FT-Diesel	ICE-CI	Ggf. softwareseitige Anpassungen notwendig, um Anforderungen an Abgasnachbehandlung zu erfüllen, und ggf. Unverträglichkeiten aufgrund fehlender Aromaten im Kraftstoff: HVO- und FT-Diesel sind in der Regel gut kompatibel mit existierenden Dieselmotoren. Es können jedoch softwareseitige Anpassungen notwendig sein, um die Abgasnachbehandlung zu optimieren. Die fehlenden Aromaten im Kraftstoff können zu Verträglichkeitsproblemen führen, besonders bei Dichtungen und Schläuchen, die speziell für fossilen Diesel ausgelegt sind. Zusätzlich sind ggf. Änderungen am Tankgeber wegen des Dichteunterschieds zu Diesel erforderlich [TFZ (2024); UPEI (2021)]
HVO-Diesel		Siehe FT-Diesel
FAME (B100)	ICE-CI	Anpassungen bei kraftstoffführenden Materialien und Motorapplikation notwendig: FAME kann bestehende Gummidichtungen und Schläuche angreifen, was zu Leckagen führen kann. Es sind möglicherweise auch Anpassungen in der Motorsteuerung erforderlich, um die erhöhte Viskosität und andere Eigenschaften des Biodiesels zu berücksichtigen. [Schröder (2019); UPEI (2021)]
Pflanzenöl	ICE-CI	Anpassungen bei kraftstoffführenden Materialien und Motorapplikation notwendig: Pflanzenöl hat eine höhere Viskosität als Diesel, was Anpassungen im Einspritzsystem erforderlich macht. Zusätzlich können Materialien betroffen sein, die nicht für den Kontakt mit Pflanzenöl ausgelegt sind.
DME	ICE-CI	Modifikation am Verbrennungsmotor notwendig (Einspritzsystem), Drucktank notwendig und ggf. korrosive Wirkung gegenüber bestehenden Materialien: DME erfordert signifikante Anpassungen am Motor, insbesondere am Einspritzsystem, da es sich um ein Gas unter normalen Bedingungen handelt. Es benötigt spezielle Drucktanks und kann korrosive Effekte auf Materialien haben.
OME	ICE-CI	Materialunverträglichkeit gegenüber bestehenden Polymeren und Kupfer vorhanden; Anpassungen an Verbrennungsmotor notwendig (Einspritzsystem); vereinfachtes Abgasnachbehandlungssystem [Schröder (2020a)]
ATJ-SPK	Jet	Ggf. Unverträglichkeiten aufgrund fehlender Aromaten im Kraftstoff vorhanden: ATJ-SPK verursachen Kompatibilitätsprobleme, insbesondere aufgrund des Fehlens von Aromaten. Aromaten sind wichtig für die Dichtheit und Schmierfähigkeit in Treibstoffsystemen, die für fossiles Kerosin ausgelegt sind.
FT-SPK	Jet	Siehe ATJ-SPK
HEFA-SPK	Jet	Siehe ATJ-SPK
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

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 7.2) beschrieben. Dabei besitzen Kraftstoffe mit einem hohen paraffinischen Anteil an Kohlenwasserstoffen (HVO-Diesel und FT-Diesel) bessere Kälteeigenschaften als andere Kraftstoffe, wie fossiler Diesel, Biodiesel (FAME), Pflanzenölkraftstoff und OME. Das Kälteverhalten von Biodiesel (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 Kapazität 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 Tieftemperatur verflüssigten 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 7.3 beispielhaft für die einzelnen Optionen beschrieben.

Tab. 7-16 Kompatibilität von ausgewählten Reinkraftstoffen gegenüber konventionellen Verbrennungskraftmaschinen; [Artz (2023); Grope (2018)]

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 (Tabelle 7-1). Anhand der in Abschnitt 1 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).

Trotz aller Bestrebungen zur Elektrifizierung von Antrieben werden im Jahr 2045 weiterhin Millionen Fahrzeuge mit konventionellen, Hybrid- oder Plug-in-Hybrid-Antrieben in Deutschland in Nutzung 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 weltweite Anteil an Fahrzeugen mit VKM im Bestand in den Jahren 2045 bzw. 2050 noch deutlich höher ausfallen als in Deutschland [Laurikko (2020)]. Damit wird deutlich, dass ein noch stärkerer und schnellerer Ausbau an erneuerbaren Energien im Verkehr geboten ist und dieser nicht in Konkurrenz zur Elektrifizierung steht.

Exkurs Etablierung von E85 als erneuerbarer Kraftstoff in Frankreich

In Frankreich hat sich in den vergangenen Jahren E85-Kraftstoff als nennenswerte und verfügbare Kraftstoffoption etabliert. Dessen Marktanteil bei den Benzinkraftstoffen belief sich im Jahr 2018 auf 1,7 % und liegt mittlerweile bei 6,5 % [SNPAA (2024)]. Insgesamt wurden im Jahr 2023 895 Mio. l E85-Kraftstoff verbraucht (siehe Abbildung 7-6). Hintergrund dieser Entwicklung ist eine Vielzahl an strategischen Maßnahmen von Politik und Wirtschaft zur Förderung der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor [SNPAA (2024)]:

- **Umwelt- und Klimaziele:** Reduktion der Treibhausgasemissionen durch schrittweises Anheben des Anteils an erneuerbaren Energien im Verkehrssektor (9,2 % ab 2024) [Neste Belgium (2023)]
- **Energiepolitik:** Frankreich strebt eine Diversifizierung seiner Energiequellen an, um die Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen zu reduzieren. E85, das aus inländischen Rohstoffen hergestellt wird, trägt zur Energieunabhängigkeit bei.
- **Unterstützung der Landwirtschaft:** Die Produktion von Ethanol aus landwirtschaftlichen Rohstoffen unterstützt die französische Landwirtschaft. Dies bietet den Landwirten einen zusätzlichen Absatzmarkt für ihre Produkte und fördert die ländliche Wirtschaft.
- **Wirtschaftliche Vorteile:** Eine reduzierte Umsatz- und Energiesteuer für E85-Kraftstoff ermöglicht einen ca. 50 % günstigeren Tankstellenpreis gegenüber konventionellem Benzin und schafft Anreize für einen Kraftstoffwechsel (Energiesteuer für E85: 11,83 ct/l, Energiesteuer für SP95 und SP98 E5: 68,29 ct/l). Weitere vergleichbare Maßnahmen wie eine kostenreduzierte Fahrzeugregistrierung oder eine ab 2025 geltende reduzierte Kraftfahrzeugsteuer für Dienstfahrzeuge verstärken diese Effekte.

- **Infrastruktur und Verfügbarkeit:** Der Ausbau der Infrastruktur für E85-Tankstellen innerhalb weniger Jahre hat dazu beigetragen, dass E85 leicht verfügbar ist (39 % aller Tankstellen bieten E85 als Kraftstoff an). Dies erhöht die Akzeptanz von E85 bei den Verbrauchern und fördert den Erwerb von Flex-Fuel-Fahrzeugen oder die Umrüstung von Benzin-Fahrzeugen: Ein E85-Fahrzeugbestand von 371.000 Fahrzeugen im Jahr 2023 entspricht einem Zuwachs um +190 % gegenüber dem Jahr 2019. 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).
- **Politische und regulatorische Unterstützung:** Im Rahmen der nationalen Strategien zur Förderung erneuerbarer Energien wurde Bioethanol als wichtiger Bestandteil des französischen Energiemixes gestärkt. Die französische Regierung förderte die Nutzung von E85 durch Richtlinien und Vorschriften, einschließlich Regelungen zur Steuererleichterung und Subventionen.
- **Öffentliches Bewusstsein und Akzeptanz:** Öffentlichkeitsarbeit und Informationskampagnen haben dazu beigetragen, das Bewusstsein für die Vorteile von E85 zu schärfen und die Akzeptanz in der Bevölkerung zu erhöhen.

E85 in Frankreich

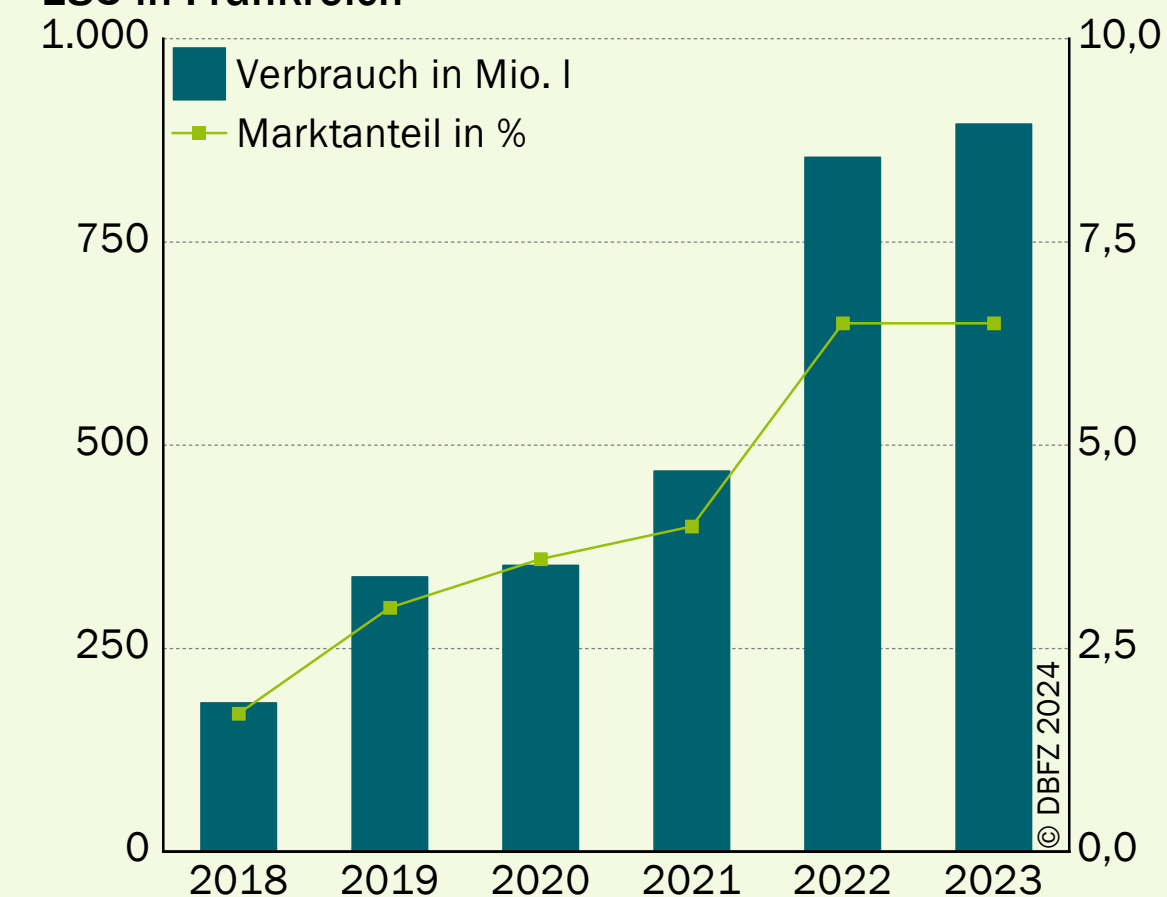


Abb. 7-6 Entwicklung von E85-Kraftstoff in Frankreich; Datenbasis: [SNPAA (2024)]



8 Ökologische Einordnung

Inga Katharina Götz, Kathleen Meisel, Jörg Schröder, Edgar Remmele, Klaus Thuneke, Christian Bauer, Romain Sacchi

8.1	Kraftstoffe	134
8.1.1	Nachhaltigkeitsanforderungen	134
8.1.2	THG-Bilanzierung	135
8.1.3	THG-Emissionen	139
8.2	Abgasemissionen	141
8.3	THG-Emissionen im Fahrzeug-Lebenszyklus	142

Götz, I. K.; Meisel K.; Schröder, J.; Remmele, E.; Thuneke, K.; Bauer, C.; Sacchi, R. (2025): Ökologische Einordnung. In: Schröder, J.; Görsch, K. (Hrsg.): *Erneuerbare Energien im Verkehr. Monitoringbericht*. S. 132-143. Leipzig: DBFZ. ISBN: 978-3-949807-23-7. DOI: 10.48480/w11j-9w27

Europäischer Rahmen

Wie im Abschnitt 3 beschrieben, unterliegt der Kraftstoffsektor sehr stark europäischen und nationalen politischen Regulierungen. Diese stellen für den Einsatz erneuerbarer Energieträger im Straßen-, Flug- und Schiffsverkehr auch ökologische Anforderungen. Hier legen die seit 2018 gültige Richtlinie (EU) 2018/2001 (kurz RED II) sowie deren Änderung (EU) 2023/2413 auf europäischer Ebene Vorgaben fest. Mit der revidierten RED II sind nun neben dem Straßenverkehr auch Flug- und Schiffsverkehr in die Richtlinie integriert, daher gelten auch für diese die Nachhaltigkeitsanforderungen. Zusätzlich geben die EU-Verordnungen für den europäischen Flug- und Schiffsverkehr ReFuelEU Aviation und FuelEU Maritime weitere Anforderungen für diese Bereiche vor. Viele Nachhaltigkeitsanforderungen der Verordnungen beziehen sich dabei auf die in der RED II gesetzten Kriterien, gehen aber zum Teil beim Ausschluss von Rohstoffen (Nahrungs- und Futtermittelpflanzen) darüber hinaus. Die Umsetzung der revidierten RED II in nationales Recht über BImSchV, BioKraftNachV, oder die Treibhausgasreduzierungs-Quote (kurz: THG-Quote) ist noch nicht erfolgt, daher wird im Folgenden für die nationale Ebene der derzeit noch gültige Stand der THG-Quote für den Straßenverkehr und einer Unterquote für Flugkraftstoffe beschrieben, wie im Jahr 2021 in Kraft getreten.

Biokraftstoffe bedürfen einer Nachhaltigkeitszertifizierung, um auf die von der EU geforderten Mindestanteile erneuerbarer Energien im Verkehr 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 revidierten RED II 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 Biokraftstoffhersteller für den Nachweis genutzt werden. Die Berechnungsvorschrift zur eigenen Ermittlung der THG-Emissionen und der THG-Minderung ist ebenfalls in den Anhängen der revidierten RED II vorgegeben (siehe Abschnitt 8.1.2).

Für flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (engl.: Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO), im Folgenden als erneuerbare strombasierte

Kraftstoffe bezeichnet, gilt ebenfalls eine THG-Minderungsanforderung. Für die Methode zur THG-Bilanzierung sowie für weitere Anforderungen an diese Kraftstoffe trat im Juli 2023 die Delegierte Verordnung DA (EU) 2023/1185 zur Richtlinie (EU) 2018/2001 in Kraft. Die Delegierte Verordnung beinhaltet eine von der für Biokraftstoffe abweichende THG-Bilanzierungsmethodik sowie Anforderungen an den Strombezug zur Herstellung von grünem Wasserstoff und an CO₂-Quellen (Abschnitt 3.1.1).

Nationaler Rahmen

Die Änderungen auf europäischer Ebene durch die Revision der RED II sind noch nicht auf nationaler Ebene umgesetzt. Daher gilt in Deutschland weiterhin die THG-Minderungsquote für den Straßenverkehr (siehe Abschnitt 3.1.1). Voraussetzung zur Anrechnung auf die THG-Minderungsquote im Straßenverkehr sind die Nachhaltigkeitsanforderungen der RED II zur THG-Minderung (je nach Inbetriebnahme 50 %, 60 % oder 65 %) und weiteren Anforderungen an die eingesetzte Biomasse. Diese Anforderungen wurden mit der Revision in einigen Details geändert, bleiben aber im Wesentlichen bestehen (siehe Abschnitt 8.1.1).

Für die Anrechnung von Elektrizität im Verkehr innerhalb der THG-Minderungsquote wird der vom UBA ermittelte Emissionsfaktor des deutschen Stromerzeugungsmixes und im besonderen Fall der Emissionsfaktor des eingesetzten erneuerbaren Stroms genutzt.

Zusätzlich zum Straßenverkehr wurde im Rahmen der nationalen Umsetzung der RED II im Gesetz zur Weiterentwicklung der THG-Minderungsquote eine Unterquote für Flugkraftstoffe verankert. Diese ist allerdings bisher nur den erneuerbaren strombasierten Kraftstoffen vorbehalten. Für eine Zertifizierung gemäß RED II müssten diese eine THG-Einsparung von 70 % vorweisen.

Internationaler Rahmen

Darüber hinaus existiert neben den Zielen der ReFuelEU Aviation auf europäischer Ebene für den internationalen Flugverkehr von der Internationalen Zivilluftfahrtorganisation (ICAO) ein Kohlenstoffkompensations- und Reduktionsprogramm (engl.: Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation, CORSIA; Abschnitt 3.1.1). CORSIA gilt ab 2027 verpflichtend für die ICAO-Mitgliedstaaten [ICAO (2019)]. Der Einsatz von nachhaltigen Flugkraftstoffen ist dabei eine Maßnahme zur Errei-

chung der Klimaschutzziele. Zur Überprüfung der innerhalb der CORSIA gesetzten Nachhaltigkeitskriterien für den Einsatz der nachhaltigen Flugkraftstoffe wurden die Zertifizierungssysteme ISCC CORSIA [ISCC System GmbH (2020)] und RSB CORSIA [RSB (2023)] 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. Beide Zertifizierungssysteme enthalten noch keine Anforderungen an strombasierte Kraftstoffe.

Für die Schifffahrt gibt es neben den europäischen Zielen zur THG-Intensität der FuelEU Maritime eine selbstverpflichtende Strategie zur Senkung der THG-Emissionen für die internationale Schifffahrt durch die International Maritime Organization (IMO). Demnach wird eine Reduktion der CO₂-Emissionen um mindestens 20 % bis 2030 und um mindestens 70 % bis 2040 im Vergleich zum Jahr 2008 angestrebt [IMO (2023)]. Darüber hinaus wird an einem THG-Kraftstoff-Standard gearbeitet, vergleichbar mit dem CORSIA-Programm. Dieser soll ab 2027 für die Mitgliedstaaten verpflichtend sein. Es ist davon auszugehen, dass auch hier Zertifizierungssysteme zur Konformitätsprüfung mit dem Standard eingesetzt werden.

THG-Bilanzierung

Die THG-Bilanzierung gemäß revidierter RED II 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 bilanziert werden. Die biogenen CO₂-Emissionen, die bei der Verbrennung von Biokraftstoffen freigesetzt werden, gelten aufgrund des kurzgeschlossenen CO₂-Kreislaufs als klimaneutral und werden nicht mitbilanziert. Im Gegensatz dazu umfasst die Bilanzierungsmethode nach IPCC (Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen, engl.: Intergovernmental Panel on Climate Change) [IPCC (2006)] einen anderen Bezugsrahmen. Hier werden lediglich die direkten Emissionen bilanziert, die in den einzelnen Sektoren wie Verkehr (z. B. fossile CO₂-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 Klimaabkommens und die nationalen Klimaschutzziele gemäß dem deutschen Klimaschutzgesetz erreicht werden. Für den Verkehrssektor gelten die direkt emittierten biogenen CO₂-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 revidierter RED II innerhalb der Kraftstoffprozesskette angerechnet werden, bei 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 II wird für die Anrechnung der Kraftstoffe auf die nationale THG-Minderungsquote und die von der EU geforderten Mindestanteile an erneuerbaren Kraftstoffen verwendet. Wie erwähnt, ist die revidierte RED II noch nicht in nationales Recht und damit für die THG-Minderungsquote umgesetzt – die Revision der RED II hat jedoch zu keinen Änderungen der THG-Bilanzierungsmethodik der RED II geführt. Die IPCC-Bilanzierungsmethode wird genutzt, um die Erreichung der Klimaschutzziele in den Sektoren zu überprüfen (Abbildung 8-1). Im Folgenden wird ausschließlich auf die THG-Bilanzierung innerhalb der revidierten RED II eingegangen, in Abbildung 8-1 auf der rechten Seite dargestellt.

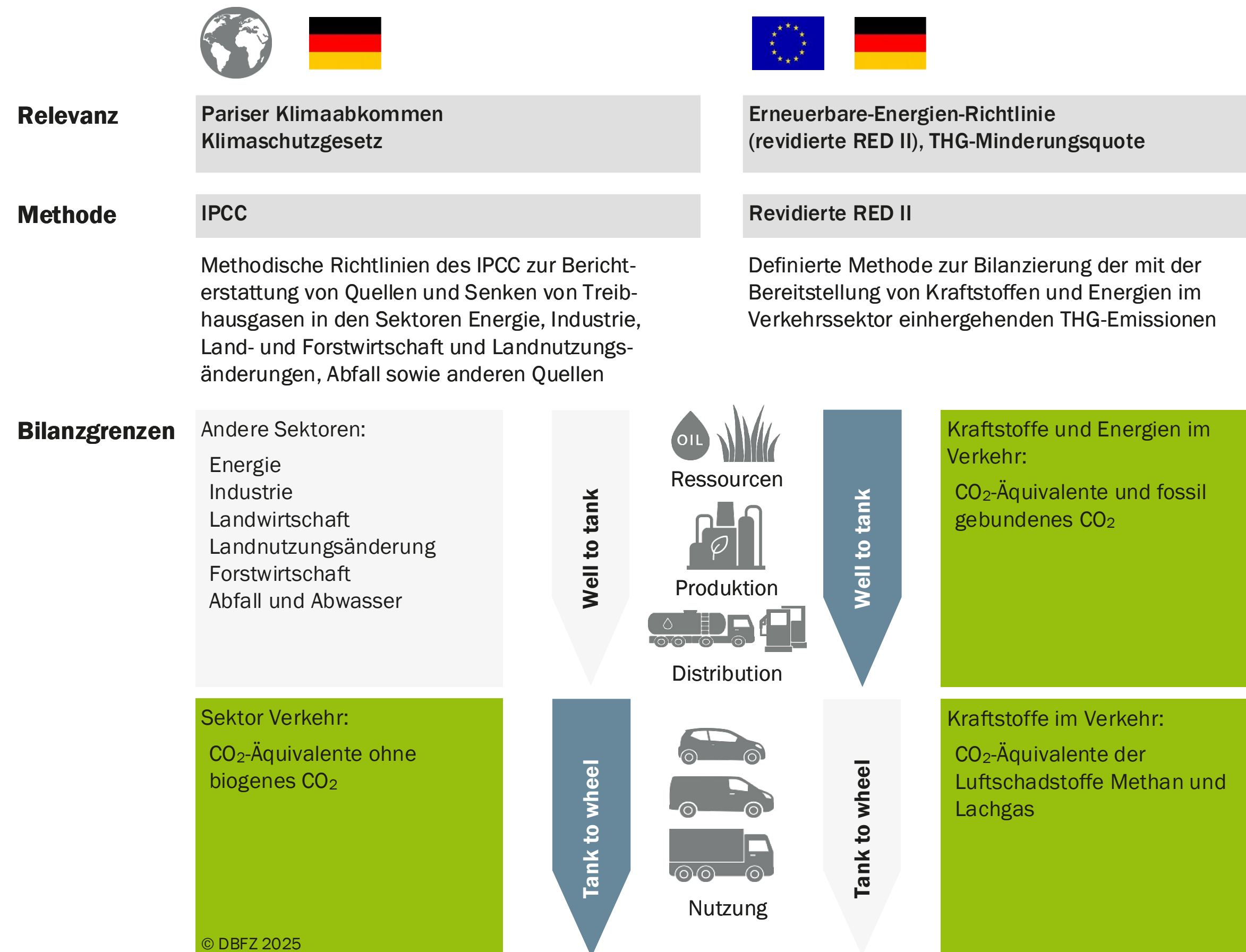


Abb. 8-1 Bilanzgrenzen der Treibhausgasbilanzierung gemäß IPCC und revidierter RED II; Hinweis: Die Berechnungen bzw. Anrechnungen der THG-Emissionen für die Luftschadstoffe Methan und Lachgas in der Nutzung (Fahrzeugabgase) sind bei den beiden Methoden nicht vergleichbar.

8.1 Kraftstoffe

8.1.1 Nachhaltigkeitsanforderungen

Straßen-, Flug- und Schiffsverkehr (nach revidierter RED II und Delegierten Rechtsakten)

Die Nachhaltigkeitsanforderungen der revidierten RED II können unterteilt werden in Forderungen einer THG-Mindesteinsparung gegenüber einer fossilen Vergleichsgröße und weitere Nachhaltigkeitsforderungen bezüglich der Erzeugung, der Entnahme und Nachverfolgbarkeit von Biomasse.

Der in der revidierten RED II festgelegte fossile Vergleichswert entspricht dem bereits in der RED II definierten Wert. Er beträgt 94 g CO₂-Äq./MJ. Gegenüber diesem Wert gelten für Biokraftstoffe 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 % und
- Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2021: mindestens 65 %.

Die Möglichkeiten des Nachweises der geforderten THG-Einsparungen sind im Folgenden detaillierter dargestellt.

Die geforderten THG-Einsparungen von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren strombasierten Kraftstoffen und wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen (engl.: Recycled Carbon Fuels, RCFs) betragen ab dem 01.01.2021 mindestens 70 %. Neben der geforderten THG-Einsparung gibt es die Bedingung der zusätzlichen sowie zeitlich und geografisch korrelierten Erzeugung des erneuerbaren Stroms zur Erzeugung erneuerbarer strombasierter Kraftstoffe (siehe auch Abschnitt 3.1.1 und Abbildung 3-4). Als Kohlenstoffquelle ist Kohlenstoffdioxid aus fünf verschiedenen Quellen zulässig:

- Abgeschiedenes Kohlenstoffdioxid aus
 - der Erzeugung oder Verbrennung von Biokraftstoffen und biogenen Brennstoffen, mit Erfüllung der Nachhaltigkeitskriterien der RED II und ohne Gutschrift-Inanspruchnahme für die CO₂-Abscheidung,
 - der Verbrennung flüssiger oder gasförmiger RFNBOs und RCFs, die die RED II-Nachhaltigkeitskriterien erfüllen,

- der Verbrennung nicht nachhaltiger Brennstoffe aus industrieller Tätigkeit (bis 2040) oder zur Stromerzeugung nach 2003/87/EG (bis 2035) und unter Berücksichtigung in einem wirksamen CO₂-Bepreisungssystem im vorgelagerten Schritt,

- Luftabscheidung (engl.: Direct Air Capture, DAC) sowie

- Kohlenstoffdioxid aus einer geologischen Quelle, wenn das Kohlenstoffdioxid zuvor auf natürliche Weise freigesetzt wurde.

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. Mit der revidierten RED II wurden Altwälder und Heideland in diesem Punkt aufgenommen.
- Biokraftstoffe dürfen nicht aus Rohstoffen gewonnen werden, die von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand stammen, wie Feuchtgebiete und kontinuierlich bewaldete Gebiete. Letztere sind definiert als Flächen (> 1 ha) mit über 5 m hohen Bäumen und einem Überschirmungsgrad von 10 bis 30 %, sofern nicht weitere Nachweise zum Kohlenstoffbestand erbracht werden, bzw. einem generellen Überschirmungsgrad von > 30 %.
- Biokraftstoffe dürfen nicht aus Rohstoffen stammen, die aus Torfmooren gewonnen werden.

Für forstwirtschaftliche Biomasse gelten weiterhin die bereits in der RED II definierten folgenden Kriterien:

- Legale Erntetätigkeiten,
- Walderneuerung auf Ernteflächen,
- Ausgewiesene Flächen, die zu Naturschutzzwecken geschützt sind,
- Erhalt der Bodenqualität und der biologischen Vielfalt bei der Ernte,
- Erhalt oder Verbesserung der langfristigen Produktionskapazitäten des Waldes durch Erntetätigkeiten,
- Anforderungen für Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (engl.: Land Use, Land Use Change and Forestry, LULUCF), wodurch das Ursprungsland oder die Ursprungsorganisation Vertragspartei des Pariser Abkommens ist, einen nationalen Beitrag (engl.: Nationally Determined Contributions, NDC) zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (engl.: United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) übermittelt hat und die im LULUCF-Sektor gemeldeten Emissionen im Erntegbiet nicht höher ausfallen als der Emissionsabbau sowie
- Zusätzliche Anforderungen an die Ernte mit der revidierten RED II, z. B. Minimierung der Effekte auf Biodiversität, die Anwendung lokal angemessener Grenzen für Totholzextraktion oder die Einhaltung nationaler Schwellenwerte für Kahlschläge, die durch einen nationalen Nachweis oder einen Nachweis für das Gewinnungsgebiet belegt werden müssen.

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.

Die revidierte RED II enthält wie bereits die RED II ein stufenweises Phase-out für Biokraftstoffe aus Rohstoffen mit hohem Risiko für indirekte Landnutzungsänderungen (engl.: indirect Land Use Change, iLUC) beginnend ab dem 31.12.2023 und bis einschließlich 2030. Das heißt, diese Biokraftstoffe dürfen nach dem Jahr 2030 nicht auf den von der EU geforderten Mindestanteil erneuerbarer Energien angerechnet werden. In Deutschland wird das Ausphasen bereits bis zum Jahr 2023 wirksam: Sollten diese Biokraftstoffe nach 2023 auf die THG-Quote angerechnet werden, so würden die THG-Emissionen des Basis-

wertes (94 g CO₂-Äq./MJ laut 38. BImSchV) zugrunde gelegt. Die Methodik zur Ermittlung des iLUC-Risikos ist im Delegierten Rechtsakt (EU) C(2019) 2055 der Europäischen Kommission definiert. Bisher wurde ausschließlich Palmöl als Rohstoff mit hohem iLUC-Risiko identifiziert. Direkte Landnutzungsänderungen (engl.: direct Land Use Change, dLUC) müssen dagegen beim Nachweis der erforderlichen THG-Einsparung innerhalb der THG-Bilanzierung des Biokraftstoffs mitberücksichtigt werden (siehe Abschnitt 8.1.2).

Die Wirtschaftsteilnehmer müssen zum Nachweis der Erfüllung der Nachhaltigkeitsanforderungen ein Massenbilanzsystem führen. Die Anforderungen an dieses Massenbilanzsystem wurden in der RED II konkret definiert und durch die revidierte RED II erweitert. Über anerkannte Zertifizierungssysteme und -stellen wird die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien geprüft. Bei Erfüllung aller Anforderungen bekommt der Biokraftstoff oder strombasierte Kraftstoff das Nachhaltigkeitszertifikat als Voraussetzung für die Anrechnung auf die deutsche THG-Minderungsquote und auf den von der EU geforderten Anteil erneuerbarer Energien.

Flugverkehr

Mit dem jetzigen nationalen Stand (revidierte RED II und ReFuelEU Aviation noch nicht in Deutschland umgesetzt) 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. 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 im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen verpflichtenden Nachhaltigkeitsanforderungen.

Auf europäischer Ebene verweist die Verordnung ReFuelEU Aviation, welche die energetischen Quoten festlegt, für die Nachhaltigkeits- und Zertifizierungsanforderungen an Biokraftstoffe und strombasierte Flugkraftstoffe auf die RED II. Ausgenommen von der Anrechnung sind Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, Zwischenfrüchten, Palm-Fettsäure-Destillat und aus Palmen und Soja gewonnenen Materialien sowie Seifenstock und seine Derivate.

Auf internationaler Ebene gibt es für die Erfüllung der von der ICAO gesetzten Ziele die Möglichkeit, mit den Zertifizierungssystemen ISCC CORSIA und RSB CORSIA die Anforderungen des CORSIA-Programms nachzuweisen. Die Systeme umfassen alle Arten von land-, forst- und fischereiwirtschaftlichen Roh- und Reststoffen und orientieren 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 CO₂-Äq./MJ. Dieser Nachweis kann sowohl durch Verwendung definierter Standardwerte als auch durch eigene Berechnung erbracht werden. Anders als in der RED II sind in den CORSIA-THG-Standardwerten, die für den Nachweis der erforderlichen 10 % THG-Minderung verwendet werden können, iLUC-Faktoren 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 (2020), (2023)]. Weitere Nachhaltigkeitsanforderungen beinhalten ein Verbot von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand sowie den Schutz von Wasser, Böden, Luft, biologischer Vielfalt, Menschen- und Arbeitsrechten sowie Landrechten. Die Zertifizierungssysteme von ISCC und RSB bieten jeweils einen Standard nach den CORSIA-Vorgaben (ISCC CORSIA, CORSIA eligible SAF) und einen Standard mit darüber hinausgehenden Anforderungen der jeweiligen Systeme (ISCC CORSIA PLUS, RSB compliant CORSIA eligible SAF) an. Anforderungen an strombasierte Kraftstoffe sind noch nicht enthalten.

Schiffsverkehr

Analog zum Flugverkehr verweist die EU-Verordnung FuelEU Maritime, die die Ziele zur Verringerung der Treibhausgasintensität im europäischen Schiffsverkehr festlegt, für die Nachhaltigkeitsanforderungen an Biokraftstoffe und strombasierte Kraftstoffe auf die RED II. Ausgenommen für die Anrechnung sind analog zur ReFuelEU Aviation Biokraftstoffe und Biogas aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen.

Für den internationalen Schiffsverkehr gibt die International Maritime Organization (IMO) Ziele zur CO₂-Emissionsreduktion vor. Die Nachhaltigkeitsanforderungen sollen 2027 in Kraft treten und sehen ein Kraftstoff-Lebenszyklus-Label vor, das neben den THG-Emissionen auch weitere Nachhaltigkeitskriterien wie die Kohlenstoffquelle, Landnutzungsänderungen, Wasser-, Boden-

und Luftqualität, Abfallmanagement und Biodiversität umfasst [IMO (2024)]. Für den internationalen Schiffsbereich haben sich noch keine Zertifizierungssysteme etabliert, die die Konformität mit diesen Nachhaltigkeitsanforderungen prüfen.

8.1.2 THG-Bilanzierung

Straßen-, Flug- und Schiffsverkehr (nach revidierter RED II und Delegierten Rechtsakten)

Mit der Revision der RED II gelten die dort festgelegten Standardwerte nicht mehr nur für den Straßenverkehr, sondern auch für den europäischen Flug- und Schiffsverkehr. Die Standardwerte umfassen die spezifischen THG-Emissionen und die THG-Minderung. Daneben enthält die revidierte RED II eine verbindliche Methode zur Berechnung der tatsächlichen THG-Werte. Die geforderten THG-Einsparungen gegenüber dem fossilen Komparator (siehe Abschnitt 8.1.1) gelten als Voraussetzung für die Anrechnung auf die nationale THG-Minderungsquote (welche derzeit bedingt durch die Revision der RED II, die ReFuelEU Aviation und die FuelEU Maritime angepasst wird) 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 revidierten RED II und der Biokraft-NachV (hier ist noch keine Umsetzung der revidierten RED II erfolgt) 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.

In den Anhängen der revidierten 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. 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 sind 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 der drei Treibhausgase Kohlenstoffdioxid, Methan und Distickstoffoxid festgelegt. Bei der Berechnung werden Kohlenstoffbestandsänderungen infolge dLUC berücksichtigt, während iLUC unberücksichtigt bleiben. Biokraftstoffe mit hohem iLUC-Risiko dürfen allerdings, wie in Abschnitt 8.1.1 beschrieben, laut 38. BImSchV ab dem Jahr 2023 auf nationaler Ebene nicht mehr angerechnet werden.

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 CO₂
- e_{ccr} Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von CO₂

Aufbauend auf der Berechnungsformel zur Ermittlung der THG-Emissionen wird die tatsächliche THG-Einsparung wie folgt ermittelt:

$$\text{THG - Einsparung} = \frac{(E_{F(t)} - E_B)}{E_{F(t)}}$$

mit

- E_B Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs
- $E_{F(t)}$ Gesamtemissionen des Komparators für fossile Brennstoffe im Verkehrssektor

Die Berechnungsformel der tatsächlichen THG-Emissionen aus der Produktion von Biomethan aus Co-Vergärung lautet:

$$E = \sum_1^n S_n * (e_{ec,n} + e_{td,n} + e_{l,n} - e_{sca,n}) + e_p + e_{td,P} + e_u + e_{ccs} - e_{ccr}$$

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
- $e_{td,n}$ 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
- $e_{td,P}$ 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 CO₂
- e_{ccr} Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von CO₂

Bei der Nutzung von Biokraftstoffen müssen die emittierten Treibhausgase Lachgas und Methan in die THG-Bilanzierung einbezogen werden. Biogenes Kohlenstoffdioxid gilt weiterhin als klimaneutral und wird nicht mitbilanziert.

Eine weitere Vereinfachung im Vergleich zur Ökobilanzmethodik ist die ausschließliche Betrachtung dieser drei Treibhausgase (Kohlenstoffdioxid, Lachgas und Methan). Die entsprechenden Treibhauspotenziale sind in Tabelle 8-1 gelistet und entsprechen dem 4. IPCC-Sachstandsbericht von 2007 [IPCC (2007)]. Das in der revidierten 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 für 100 Jahre. GWP 20 ist entsprechend bei kürzeren Betrachtungszeiträumen relevant.

Tab. 8-1 Treibhauspotenziale der in der revidierten RED II berücksichtigten Treibhausgase

Treibhausgas	Treibhauspotenzial (GWP 100)
Kohlenstoffdioxid	1
Lachgas	298
Methan	25

Für die THG-Berechnung erneuerbarer strombasierter Kraftstoffe wurde der Delegierte Rechtsakt (EU) 2023/1185 zur RED II verabschiedet. Dieser greift die bereits in der RED II definierte THG-Mindesteinsparung von 70 % gegenüber der fossilen Referenz von 94 g CO₂-Äq./MJ auf. Die Berechnungsvorschrift für die Emissionen folgt der Formel:

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs}$$

mit

$$e_i = e_{i \text{ elastic}} + e_{i \text{ rigid}} - e_{ex-use}$$

Die einzelnen Beiträge sind definiert als:

- e_i Emissionen aus der Versorgung mit Einsatzstoffen („inputs“)
- elastic Emissionen aus Einsatzstoffen mit elastischem Angebot (d. h. das Angebot kann erhöht werden, um zusätzliche Nachfrage zu decken)
- rigid Emissionen aus Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot (d. h. das Angebot kann grundsätzlich nicht erhöht werden, um zusätzliche Nachfrage zu decken)
- ex-use Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung der Einsatzstoffe
- e_p direkte Prozessemissionen einschließlich Leckagen und Abwasserbehandlung
- e_{td} Emissionen aus Transport und Verteilung
- e_u Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs bei der Endnutzung
- e_{ccs} Emissionseinsparungen durch CO₂-Abscheidung und geologische CO₂-Speicherung

Flugverkehr nach ICAO CORSIA

Eine THG-Einsparung von mindestens 10 % ist für nach CORSIA zertifizierte nachhaltige Flugkraftstoffe (engl.: Sustainable Aviation Fuels, SAF) Voraussetzung. Die Berechnung der Lebenszyklusemissionen (L_{CEF} , in g CO_2 /MJ) ist im ICAO-Dokument Nr. 7 [International Civil Aviation Organisation (ICAO) (2024)] beschrieben mit der Grundformel:

$$L_{CEF} = \text{core LCA value} + iLUC - \text{emission credits}$$

- mit
- core LCA value Lebenszyklusemissionen, berechnet nach Vorgaben oder Standardwert für von der ICAO zugelassene nachhaltige Flugkraftstoffe
 - iLUC Term für die indirekte Landnutzungsänderung
 - emission credits vermiedene Emissionen durch den Einsatz von Rest- und Abfallstoffen

Das weitere Vorgehen für verschiedene Rohstoffe ist ebenfalls dort beschrieben und die Berechnung des Kernwerts ähnelt stark dem Vorgehen nach revidierter RED II, jedoch muss der aufgeführte iLUC-Faktor addiert werden. Wie auch in der revidierten RED II werden bei der Bilanzierung nur die Treibhausgase Kohlenstoffdioxid, Methan und Lachgas berücksichtigt (Tabelle 8-2). Allerdings gelten hier die Treibhauspotenziale aus dem 5. IPCC-Sachstandsbericht von 2013 [IPCC (2013)].

Tab. 8-2 Treibhauspotenziale der bei ICAO CORSIA berücksichtigten Treibhausgase, gemäß 5. IPCC-Sachstandsbericht

Treibhausgas	Treibhauspotenzial (GWP 100)
Kohlenstoffdioxid	1
Lachgas	265
Methan	28

Die tatsächliche THG-Minderung von Flugkraftstoffen wird nach ISCC CORSIA [ISCC System GmbH (2023)] wie folgt berechnet:

$$ER_y = FCF * \left[\sum_f MS_{f,y} * \left(1 - \frac{L_{CEF}}{LC} \right) \right]$$

- mit
- ER_y THG-Einsparung der eingesetzten CORSIA-Flugkraftstoffe im Jahr y
 - FCF Kraftstoffkonversionsfaktoren
 - 3,16 kg CO_2 /kg für Jet-A und Jet A-1 Kerosin und
 - 3,10 kg CO_2 /kg für AvGAs (Flugbenzin) oder Jet-B-Kraftstoffe (Kerosin-Benzin-Gemisch)
 - $MS_{f,y}$ Masse des CORSIA-Kraftstoffs f im Jahr y
 - L_{CEF} THG-Emissionen eines CORSIA-Kraftstoffs
 - LC Referenzemissionen
 - 89 g CO_2 -Äq./MJ für Jet-Kraftstoffe und
 - 95 g CO_2 -Äq./MJ für AvGAs (Flugbenzin)

Schiffsverkehr nach IMO LCA-Richtlinien

Derzeit besteht für den internationalen Schiffsverkehr noch keine verbindlich zu erfüllende THG-Einsparung. Es wird, wie bereits erwähnt, an einem THG-Kraftstoff-Standard gearbeitet. Dieser soll allerdings erst ab dem Jahr 2027 verbindlich für die IMO-Mitgliedstaaten gelten [IMO (2023)].

Die von der IMO im Jahr 2024 überarbeiteten LCA-Richtlinien [IMO (2024)] geben bereits Berechnungsvorschriften für „well-to-tank“ (WtT, Emissionen bis zur Bereitstellung des Kraftstoffs), „tank-to-wake“ (TtW, Emissionen durch Kraftstoffverbrauch) und „well-to-wake“ (WtW, Emissionen für die gesamte Kette) vor und basieren auf DIN ISO 14040. Die Richtlinien ermöglichen die Beurteilung der THG-Intensität sowie weiterer Nachhaltigkeitsaspekte mariner Kraftstoffe und Energieträger. Die Treibhausgase Kohlenstoffdioxid, Methan und Lachgas sind anzurechnen gemäß Tabelle 8-3.

Tab. 8-3 Treibhauspotenziale der in den IMO LCA-Richtlinien berücksichtigten Treibhausgase, gemäß 5. IPCC-Sachstandsbericht

Treibhausgas	Treibhauspotenzial (GWP 100)	Treibhauspotenzial (GWP 20)
Kohlenstoffdioxid	1	1
Lachgas	265	264
Methan	28	84

Der WtW-Ansatz umfasst dabei die Lebenszyklusphasen des Kraftstoffs von der Rohstoffgewinnung, (Vor-) Verarbeitung, Transport, Herstellung des Kraftstoffprodukts, Kraftstofftransport und -lagerung bis zur Nutzung an Bord eines Schiffs. Die Grundformel aus Well-to-Tank und Tank-to-Well lautet:

$$GHG_{WtW} = GHG_{WtT} + GHG_{TtW}$$

Der Well-to-Tank-Anteil wird folgendermaßen berechnet (alle Anteile in g CO_2 -Äq./MJ_(LCV)):

$$GHG_{WtT} = e_{fecu} + e_i + e_p + e_{td} - e_{sca} - e_{ccs}$$

und den Emissionen aus:

- e_{fecu} Rohstoffgewinnung/Anbau/Erwerb/Rückgewinnung
- e_i über 20 Jahre jährlich gemittelte Kohlenstoffbestandsänderung durch dLUC
- e_p Rohstoffverarbeitung bis zum Kraftstoff
- e_{td} Transporte
- e_{sca} über 20 Jahre jährlich gemittelte Kohlenstoffbestandserhöhung durch verbessertes Landmanagement
- e_{ccs} Gutschrift aus Kohlenstoffabscheidung und -speicherung

Der Tank-to-Wake-Anteil setzt sich folgendermaßen zusammen:

$$\text{GHG}_{\text{TtW}} = \frac{1}{\text{LCV}} \left[\left(1 - \frac{1}{100} (C_{\text{slip, ship}} + C_{\text{fug}}) \right) * (C_{\text{fCO}_2} * \text{GWP}_{\text{CO}_2} + C_{\text{fCH}_4} * \text{GWP}_{\text{CH}_4} + C_{\text{fN}_2\text{O}} * \text{GWP}_{\text{N}_2\text{O}}) + \left(\frac{1}{100} (C_{\text{slip, ship}} + C_{\text{fug}}) * C_{\text{sfx}} * \text{GWP}_{\text{fuel x}} \right) - S_{\text{F,c}} * e_{\text{c}} - S_{\text{F,ccu}} * e_{\text{ccu}} - e_{\text{occs}} \right]$$

mit

LCV	unterer Heizwert (in MJ/g)
$C_{\text{slip,ship}}$	Anteil der dem Schiff zugeführten Kraftstoffmasse, die in der Energieumwandlungseinheit verloren geht, ohne oxidiert zu werden (in %)
C_{fug}	Anteil der dem Schiff zugeführten Kraftstoffmasse, die zwischen Tank und Energieumwandlungseinheit verloren geht, ohne oxidiert zu werden (in %)
C_{sfx}	Faktor für den THG-Anteil des Kraftstoffs x (in $\frac{\text{g}_{\text{THG}}}{\text{g}_{\text{Kraftstoff}}}$)
$C_{\text{fCO}_2}, C_{\text{fCH}_4}, C_{\text{fN}_2\text{O}}$	$\text{CO}_2/\text{CH}_4/\text{N}_2\text{O}$ -Emissionsfaktor der Verbrennung/Oxidation des Kraftstoffs (in $\frac{\text{g}_{\text{CO}_2/\text{CH}_4/\text{N}_2\text{O}}}{\text{g}_{\text{vollständig verbrannter Kraftstoff}}}$)
GWP_y	GWP100 für $y = \text{CO}_2, \text{CH}_4, \text{N}_2\text{O}$, Kraftstoff x (in $\frac{\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}}{\text{g}}$)
$S_{\text{F,c}} * e_{\text{c}}$	Kohlenstoffquellenfaktor (0 oder 1), multipliziert mit der Emissionsgutschrift für Biomassewachstum (in $\frac{\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}}{\text{g}_{\text{Kraftstoff}}}$)
$S_{\text{F,ccu}} * e_{\text{ccu}}$	Kohlenstoffquellenfaktor (0 oder 1), multipliziert mit der Emissionsgutschrift für das genutzte abgeschiedene Kohlenstoffdioxid als Kohlenstoffquelle für synthetische Kraftstoffe (in $\frac{\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}}{\text{g}_{\text{Kraftstoff}}}$)
e_{occs}	Emissionsgutschrift für an-Bord-CCS, Emissionen durch Entnahme und Transport zur Speicherung müssen abgezogen werden

Die Berechnung kann für das FUEL LIFECYCLE LABEL (FLL) des IMO-THG-Kraftstoff-Standards genutzt werden, wobei es sich um eine Möglichkeit handelt, die relevanten Nachhaltigkeitsinformationen zu sammeln und aufzubereiten. Die Vorlage in den Richtlinien sieht für das FLL unter anderem Einträge zum Kraftstofftyp, den WtT- und WtW-Treibhausgasemissionen, Emissionsgutschriften und weiteren Nachhaltigkeitsinformationen sowie ggf. einer Zertifizierung vor. Über die Berechnung von Treibhauspotenzialen hinaus gibt die Richtlinie die folgenden Nachhaltigkeitsaspekte für marine Kraftstoffe vor:

- Kohlenstoffquelle
- Strom/Energiequellen
- Kohlenstoffbestand - dLUC
- Kohlenstoffbestand - iLUC
- Wasser
- Luft
- Boden
- Abfall und Chemikalien
- Naturschutz.

Verifizierung durch Zertifizierungssysteme

Die Einhaltung der revidierten RED II-Nachhaltigkeitskriterien sowie der Bestimmungen für strombasierte Kraftstoffe und RCFs wird durch freiwillige, nationale Zertifizierungssysteme überprüft. Die Europäische Kommission prüft die privaten Systeme und gibt eine Liste mit anerkannten Systemen sowie beantragten Zulassungen heraus [Europäische Kommission (2025)]. Im Zertifizierungsprozess bewertet ein unabhängiger Auditor einer Zertifizierungsstelle (die wiederum von den Mitgliedstaaten oder nationalen Akkreditierungsstellen zugelassen sein muss), ob alle erforderlichen Kriterien eingehalten werden.

Derzeit sind 15 Systeme von der Europäischen Kommission zugelassen, die unterschiedliche Kraftstoffe und Teile der Wertschöpfungsketten zertifizieren. Darunter sind zwei deutsche Systeme, International Sustainability and Carbon Certification (ISCC EU) und REDcert Gesellschaft zur Zertifizierung nachhaltig erzeugter Biomasse mbH (REDcert-EU), die jeweils global zertifizieren. Die Kriterien der einzelnen Systeme bilden jeweils den EU-Rechtsrahmen ab, können in ihren Anforderungen aber darüber hinausgehen. Beispielsweise beinhalten viele Systeme zusätzlich Kriterien zu Boden-, Luft-, und Wasserreinhaltung sowie sozio-ökonomische Kriterien wie die Überprüfung der Einhaltung von Arbeitsrechten.

Mit Stand Januar 2025 liegen, zusätzlich zu den 15 anerkannten Systemen, 14 Anträge auf Zulassung bei der EU-Kommission vor, die bei erfolgreicher Prüfung die bestehende Liste erweitern werden. Bei einigen dieser Anträge handelt es sich nicht um neue Systeme, sondern um die Erweiterung bestehender Systeme, beispielsweise um die Erweiterung der Rohstoffbasis auf Waldbiomasse oder auf die Zertifizierung von strombasierten Kraftstoffen und RCF.

Emissionsfaktoren für WtW, WtT und TtW sind ebenfalls in den Richtlinien zu finden. Die Allokation wird nach Energiegehalt vorgenommen. Falls das nicht möglich ist, ist eine geeignete Methode von Fall zu Fall zu bestimmen.

8.1.3 THG-Emissionen

Kommerziell verfügbare Optionen

In Abbildung 8-2 sind die THG-Emissionen der kommerziell verfügbaren erneuerbaren Kraftstoffoptionen im Straßenverkehr, für die eine Anrechnung auf die THG-Quote beantragt wurde, für die Jahre 2021, 2022 und 2023 dargestellt. Die Werte stammen demnach von Kraftstoffen, die ein Nachhaltigkeitszertifikat erhalten haben [BLE (2023), (2024b), (2024c)]. Daneben sind in der Abbildung auch die Standardwerte für kommerziell verfügbare Bioflugkraftstoffe aus dem ISCC-CORSIA-Systemdokument dargestellt [ISCC System GmbH (2023)]. Für die THG-Emissionen aus dem Einsatz von Strom sind zum einen die THG-Werte des deutschen Strommixes in den Jahren 2021 bis 2023 [Icha (2024)], und zum anderen der THG-Wert aus der Wind-Offshore-, Wind-Onshore- und Photovoltaik-Stromerzeugung für das Jahr 2021 dargestellt [Hengstler (2021); Icha (2021); Lauf (2019); Lauf (2021)]. Die THG-Emissionen beziehen sich auf den Energiegehalt des Kraftstoffs, der Einsatz in den unterschiedlichen Antriebssystemen ist mit den Antriebsfaktoren (AF) aus dem Anhang der 38. BImSchV berücksichtigt. Dieser beträgt für den Einsatz der Kraftstoffe in Verbrennungsmotoren 1 und für den Einsatz von Strom in Elektromotoren und Wasserstoff in Brennstoffzellen 0,4. Darüber hinaus sind die Mindest-THG-Minderungen für Biokraftstoffe gegenüber dem fossilen Vergleichswert von 94 g CO₂-Äq./MJ dargestellt. Für die Biokraftstoffe, die in den Jahren 2021 bis 2023 auf die THG-Quote bzw. den von der EU geforderten Mindestanteil an erneuerbaren Energien angerechnet werden konnten, sind das 50 % für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 6.10.2015, 60 % für Anlagen mit Inbetriebnahme bis Ende 2020 und 65 % für Anlagen mit Inbetriebnahme ab 2021. Die THG-Einsparerfordernis für nachhaltige Flugkraftstoffe von 10 % gegenüber dem fossilen Vergleichswert von 89 g CO₂-Äq./MJ aus dem ICAO CORSIA ist ebenso eingezeichnet.

Insgesamt ist die THG-Minderung der Biokraftstoffe seit Einführung der THG-Quote im Jahr 2015 bis zum Jahr 2018 von 70 % auf 84 % stark angestiegen und hat sich in den Jahren 2019 und 2020 dann mit 83 % auf konstant hohem Niveau gehalten [BLE (2021b)]. In den folgenden Jahren ist die THG-Minderung weiter gestiegen auf 87 % im Jahr 2022 [BLE (2024a)] und auf 90 % im Jahr 2023 [BLE (2024b)]. Für die einzelnen Biokraftstoffe ist jedoch kein dementsprechend einheitlicher Trend zu verzeichnen. Wie auch in Abbildung 8-2 ersichtlich, ergaben sich in den Jahren 2021 bis 2023 Schwankungen in den durch-

schnittlichen THG-Emissionen. Beispielsweise weisen Bioethanol aus Zuckerrohr, FAME aus Palmfrucht und CNG aus Silomais in den dargestellten drei Jahren steigende THG-Emissionen auf. CNG- und LNG-Methan aus Rest- und Abfallstoffen weisen ab dem Jahr 2022 negative THG-Emissionswerte auf. Dies ist mit dem Gülleeinsatz als Ausgangsstoff und den damit verbundenen Gutschriften zur Vermeidung der Güllelagerung zu erklären. Negative THG-Werte werden darüber hinaus in einzelnen Anlagen erzielt, z. B. Biomethan- oder Bioethanolanlagen, in denen biogenes CO₂ abgeschieden und über CCR genutzt oder perspektivisch über CCS geologisch gespeichert wird.

Die in Abbildung 8-2 dargestellten Standard-THG-Emissionen der HEFA-Flugkraftstoffe können 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 auf Anbaubiomasse basierenden Kerosine. Alle HEFA-Flugkraftstoffe können mit ihren Standardwerten die geforderte THG-Einsparung nach ICAO CORSIA erreichen.

Im gesamten Vergleich der kommerziell verfügbaren erneuerbaren Energieträger sind die geringsten THG-Emissionen mit der Nutzung von Strom aus erneuerbaren Quellen, so zum Beispiel aus Windkraft für die Elektromobilität, verbunden, wenn man die negativen Emissionen bei der Nutzung von Methan außer Acht lässt. Wird allerdings der Stromerzeugungsmix (dargestellt sind die Daten aus den Jahren 2021 bis 2023 [Icha (2024)]) mit dem Antriebsfaktor 0,4) anstelle von reinem erneuerbarem Strom genutzt, so werden die meisten THG-Emissionen ausgestoßen.

Generell entspricht die berechnete THG-Minderung gegenüber dem einheitlichen fossilen Vergleichswert von 94 g CO₂-Äq./MJ nicht den vermeintlich vermiedenen THG-Emissionen, da die Biokraftstoffe ihr je spezifisches fossiles Pendant ersetzen. Die aktuell in der 38. BImSchV definierten spezifischen THG-Emissionen von fossilen Ottokraftstoffen und Erdgas liegen unter dem fossilen Vergleichswert, die von Dieselmotoren darüber. Das heißt, dass Benzin- und Erdgassubstitute eine geringere und Dieselsubstitute eine leicht höhere THG-Minderung aufweisen, als in Abbildung 8-2 dargestellt. Allerdings greift auch dieser Ansatz zu kurz, da es im zukünftigen Verkehrssektor mit neuen Kraftstoffen, veränderten Antriebssystemen und verändertem Mobilitätsverhalten nicht in jedem Fall einen Eins-zu-eins-Ersatz herkömmlicher Kraftstoffe geben wird.

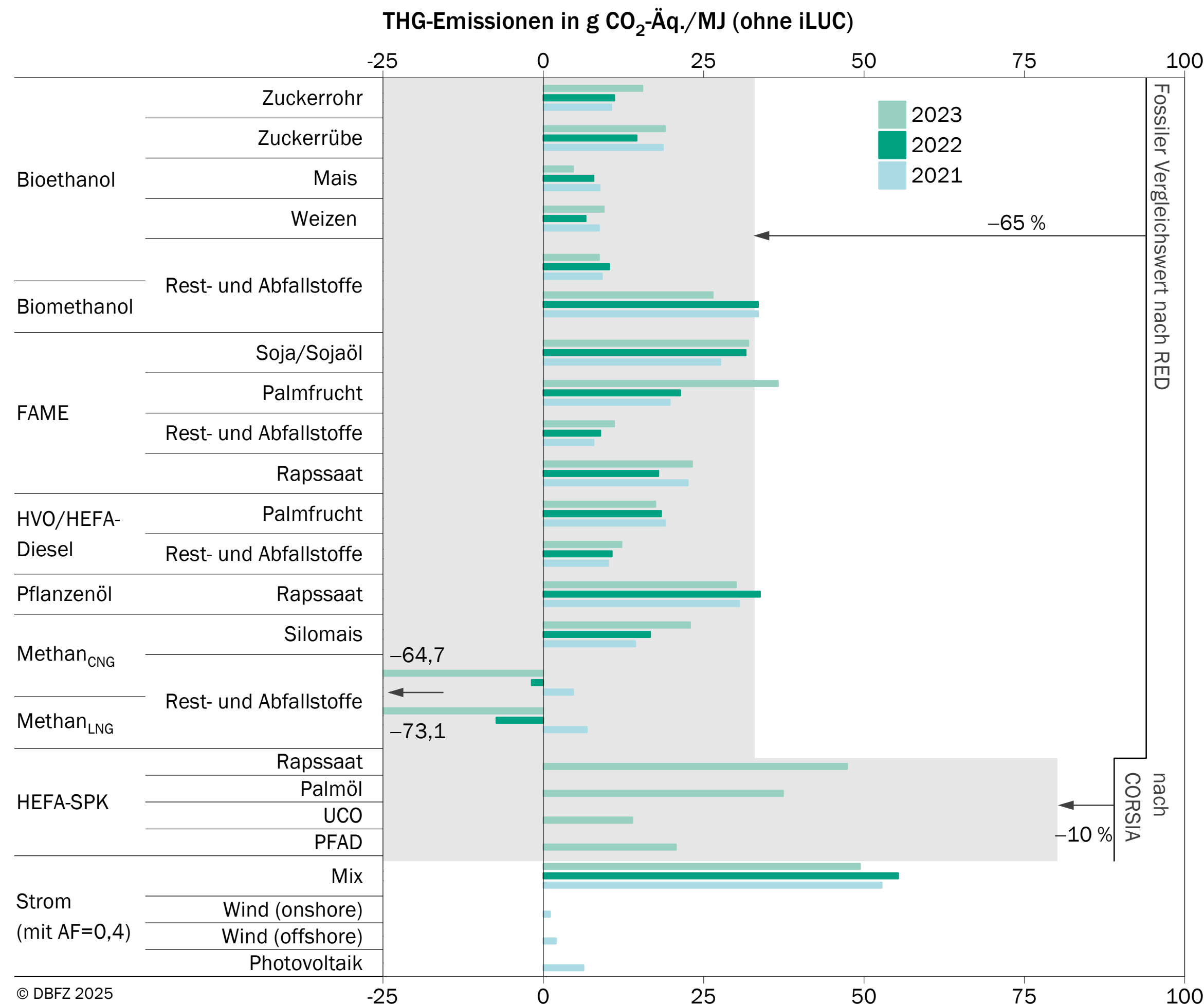


Abb. 8-2 THG-Emissionen kommerziell verfügbarer Kraftstoffe; mit FAME: Fettsäuremethylester (engl. Fatty Acid Methyl Ester), HVO: hydroprozessierte Pflanzenöle (engl.: Hydrotreated Vegetable Oils), HEFA: hydroprozessierte Ester und Fettsäuren (engl.: Hydrotreated Esters and Fatty Acids), CNG: komprimiertes Erdgas (engl.: Compressed Natural Gas), LNG: Flüssigerdgas (engl.: Liquefied Natural Gas), SPK: synthetisches paraffinisches Kerosin (engl.: Synthetic Paraffinic Kerosene), UCO: Altspeiseöle und -fette (engl.: Used Cooking Oils), PFAD: Palm-Fettsäuredestillat (engl.: Palm Fatty Acid Distillate), AF: Antriebsfaktor; Datenbasis: [BLE (2023), (2024b), (2024c); ISCC System GmbH (2023)]; [Hengstler (2021); Icha (2024)].

Optionen im Demonstrations- und Forschungsstadium

In Abbildung 8-3 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 Anbau-biomasse für potenzielle Nahrungs- und Futtermittelzwecke als auch aus Reststoffen aufgelistet. Da die ReFuelEU Aviation Nahrungs- und Futtermittelpflanzen als Rohstoff für Flugkraftstoffe jedoch ausschließt, wären diese Kraftstoffe nicht auf die entsprechenden Quoten anzurechnen. Zudem sind in der Abbildung die THG-Mindestanforderungen gegenüber dem fossilen Vergleichswert von 94 g CO₂-Äq./MJ dargestellt. Das sind zum einen 65 % für Biokraftstoffanlagen, die ab dem Jahr 2021 ihren Betrieb aufnehmen, und 70 % für die erneuerbaren strombasierten Kraftstoffe ab dem Jahr 2021. Die THG-Einsparerfordernis für nachhaltige Flugkraftstoffe von 10 % gegenüber dem fossilen Vergleichswert von 89 g CO₂-Äq./MJ [International Civil Aviation Organisation (ICAO) (2024)] aus ICAO CORSIA 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 revidierten RED II. Für Biomethan aus der Vergasung fester Biomasse existiert kein Standardwert. Der THG-Wert stammt aus Berechnungen innerhalb des Forschungsprojektes „GoBiGas“ [Alamia (2017)]. Für die Flugkraftstoffe wurden die THG-Werte dem ISCC-CORSIA-Systemdokument [ISCC System GmbH (2023)] entnommen. Sie stellen die dort definierten Standardwerte in Anlehnung an die RED-Methodik dar. Für elektrolytisch erzeugten Wasserstoff und Methan aus erneuerbarem Strom wurden die definierten Standardwerte dem Anhang der 37. BImSchV in der inzwischen geänderten Fassung von 2017 entnommen. Die THG-Werte von Wasserstoff aus der Vergasung von lignocellulosehaltigem Material stammen aus der Veröffentlichung von [Hajjaji (2016)]. Die THG-Emissionen von strombasiertem Methanol und DME entstammen der Veröffentlichung von [Bongartz (2018)]. Die dargestellten THG-Emissionen können nur bedingt miteinander verglichen werden, da nicht jedem Wert die einheitliche Berechnungsmethodik der revidierten RED II zugrunde liegt.

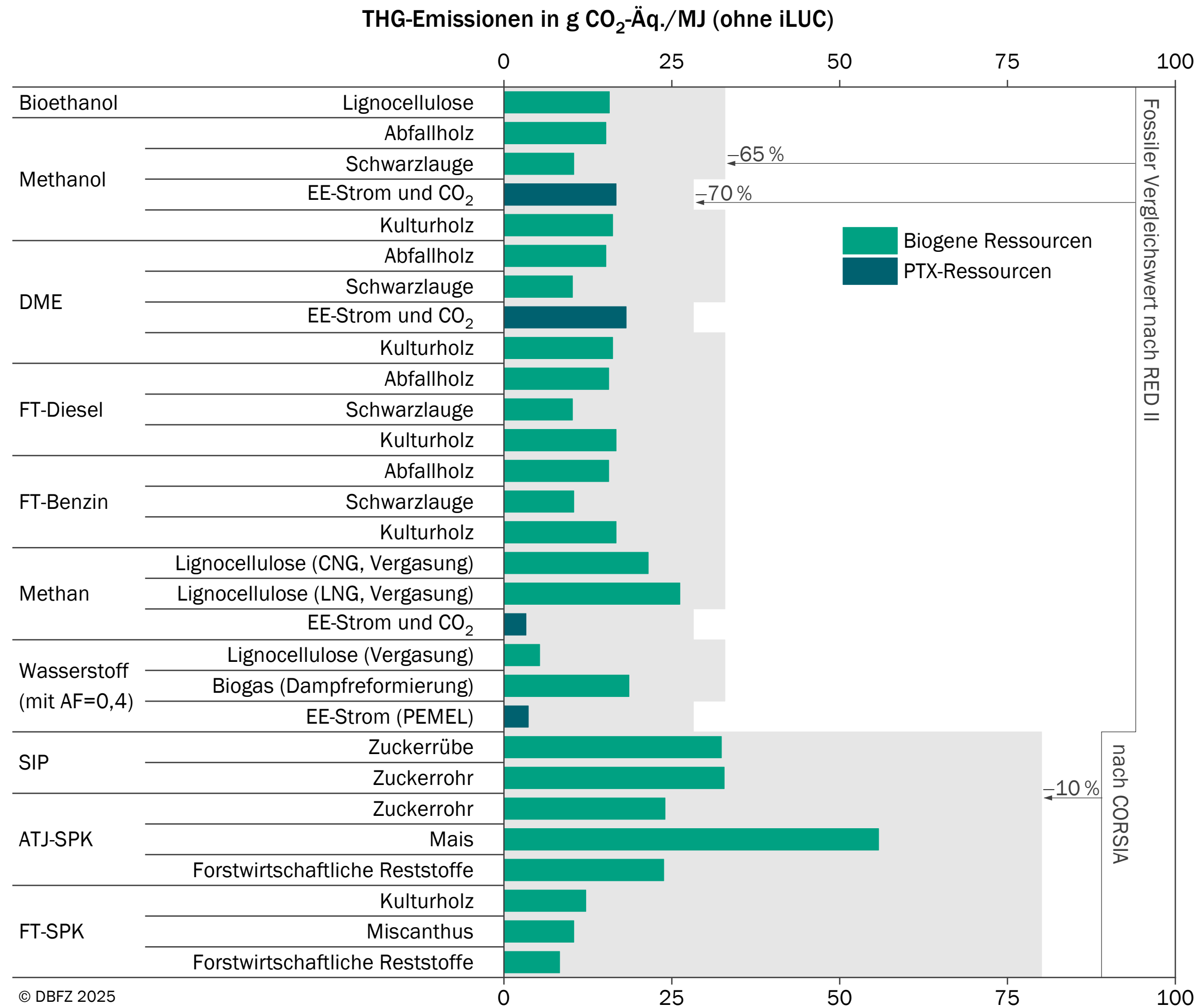


Abb. 8-3 THG-Emissionen kommender Energieträger; mit EE: erneuerbare Energie, DME: Dimethylether, FT: Fischer-Tropsch, CNG: komprimiertes Erdgas (engl.: Compressed Natural Gas), LNG: Flüssigerdgas (engl.: Liquefied Natural Gas), AF: Antriebsfaktor, PEMEL: Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse, SIP: synthetisierte iso-Paraffine (engl.: Synthesized Iso-Paraffins), ATJ: Flugkraftstoff aus Alkoholen (engl.: Alcohol-to-Jet), SPK: synthetisches paraffinisches Kerosin (engl.: Synthetic Paraffinic Kerosene); Datenbasis: Standard-THG-Werte des Anhangs V der revidierten RED II bzw. der 37. BImSchV (Version von 2017) sowie [Alamia (2017); 37. BImSchV (2020); Bongartz (2018); Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018); Hajjaji (2016); ISCC System GmbH (2023)]

Grundsätzlich können alle erneuerbaren Kraftstoffe mit den hier dargestellten THG-Emissionen die geforderten THG-Minderungen erreichen. Die höchsten THG-Emissionen würden durch den Einsatz von Flugkraftstoffen auf Basis von potenzieller Anbau-biomasse 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 durch elektrolytisch erzeugten Wasserstoff und Methan aus erneuerbarem Strom, von FT-SPK aus forstwirtschaftlichen Reststoffen und von auf Schwarzlauge basierendem Methanol, DME, FT-Diesel und FT-Benzin erzeugt.

Für weitere Kraftstoffe im Forschungsstadium existiert aufgrund des Entwicklungsstands eine sehr schlechte und nicht einheitliche Datenlage. Vereinzelt werden die Umweltauswirkungen dieser Kraftstoffe in wissenschaftlichen Veröffentlichungen betrachtet. In diesen Studien wird teilweise der methodische Rahmen, wie Systemgrenzen, Allokationsmethodik oder Vergabe von Gutschriften, nicht transparent und nachvollziehbar dargestellt. Zum anderen ist dieser 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.

8.2 Abgasemissionen

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)]. 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 wurden an den zahlreichen Messstationen zur Überwachung der Luftqualität 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)].

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 sich auf standardisierte Prüfzyklen beziehen, zunehmend verschärft. Die Schadstoffemissionen von Seeschiffen werden durch die IMO und die von Flugzeugen durch ICAO reguliert. Zu den wichtigsten gesetzlich limitierten Luftschadstoffen des Verkehrs zählen Partikel, Stickstoffoxide (NO_x), Kohlenwasserstoffe (engl.: Hydrocarbons, HC) inklusive Methan und Kohlenstoffmonoxid (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 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 ((EU) 2016/1628 und (EU) 2017/654).

Trotz massiver Absenkung der Abgasgrenzwerte für Straßenfahrzeuge sowie für NRMM zeigte die kontinuierliche Überwachung der Luftqualität lange Zeit keine entsprechende Verbesserung, insbesondere bei den NO_x [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 (engl.: Portable Emission Measurement System, PEMS) eingesetzt. Die gesetzlichen Vorgaben hierzu sind im Wesentlichen in den Verordnungen (EU) 582/2011, (EU) 64/2012, (EU) 2016/1718 und (EU) 2024/1257 beschrieben.

Für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge wurden im Jahr 2016 neue Richtlinien für die Bestimmung von realen Fahremissionen (engl.: Real Driving Emissions, RDE) eingeführt, die später nochmals überarbeitet und ergänzt wurden. Zunächst galt für neue Modelle, etwas später auch für die gesamte Neuwagenflotte ein Konformitätsfaktor für NO_x-Emissionen 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 durfte. Im Januar 2020 wurde der Konformitätsfaktor auf 1,5 gesenkt, sodass der Prüfstandsgrenzwert nur noch um maximal 50 % überschritten werden durfte. Mit der Einführung von Euro 6d wurde der Wert auf 1,43 und seit Euro 6e auf 1,10 begrenzt. Die Überschreitung des Prüfstandsgrenzwerts wird toleriert, um die Messtoleranz des PEMS zu berücksichtigen. Der Konformitätsfaktor für die Partikelanzahl betrug bei der Einführung

1,5 und seit Euro 6e nur noch 1,34. 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 NRMM die Aufzeichnung und Berichterstattung der Emissionen im tatsächlichen Fahrbetrieb mittels PEMS erforderlich. Verpflichtende Emissionsgrenzwerte bzw. Konformitätsfaktoren wurden hierfür jedoch noch nicht festgelegt (DA (EU) 2017/655 und (EU) 2016/1628).

Im Mai 2024 wurde die Verordnung (EU) 2024/1257 im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht (Euro 7). Sie betrifft Pkw, leichte sowie schwere Nutzfahrzeuge und beinhaltet weitere Verschärfungen hinsichtlich der Emissionsanforderungen innerhalb der nächsten Jahre. Erstmals werden auch die Emissionen durch Brems- und Reifenabrieb geregelt. Auch für Elektrofahrzeuge werden Anforderungen an die Lebensdauer der Batterien eingeführt. Hybridfahrzeuge müssen zudem in bestimmten Zonen automatisch auf emissionsfreien Betrieb umschalten, um die lokalen Schadstoffemissionen zu reduzieren. Die Abgasgesetzgebung für Euro 7 wird voraussichtlich auch in die anstehende Erweiterung der Abgasgesetzgebung für die Abgasstufe VI der NRMM einfließen.

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 sind beispielsweise bei Fremdzündungsmotoren Dreiwegekatalysatoren zur Minderung von NO_x, HC und

CO sowie Ottopartikelfilter zur Abscheidung von Partikeln. Bei Selbstzündungsmotoren werden Oxidationskatalysatoren zur Minderung von CO und HC, Dieselpartikelfilter zur Abscheidung von Partikeln sowie SCR-Katalysatoren (selektive katalytische Reduktion, engl.: Selective Catalytic Reduction) zur NO_x-Minderung eingesetzt. 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 bereits genannter limitierter Abgaskomponenten 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, kann aber der Einfluss des Kraftstoffs auf das Emissionsverhalten erheblich sein. 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 bei Fahrzeugen ohne AGN oft 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-, 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 (engl.: 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 zum Emissionsverhalten von erneuerbaren Kraftstoffen in modernen Verbrennungsmotoren gibt [Grope (2018)].

Alternative Kraftstoffe können auch indirekt zur Minderung von Abgasemissionen im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen beitragen, wenn sie zum Beispiel eine optimierte Motoreinstellung erlauben. So kann die Klopfestigkeit 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)].

Grundlegend bleibt festzuhalten: 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 (engl.: 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 erfolgen wird, wenn der hier maßgeblich treibende Pkw-Sektor von batterieelektrischen Antrieben dominiert wird.

Ein unumstrittener Vorteil von erneuerbaren Kraftstoffen gegenüber fossilen Kraftstoffen ist der Beitrag zur Einsparung von THG-Emissionen. Je nach Rohstoffart, Herstellungsverfahren, Verteilungswegen und motorischer Nutzung liegen die THG-Emissionen von erneuerbaren Kraftstoffen zumeist deutlich unterhalb des Niveaus von fossilen Kraftstoffen.

8.3 THG-Emissionen im Fahrzeug-Lebenszyklus

THG-Emissionen im Verkehrsbereich setzen sich aus den bei der Verbrennung von Kraftstoffen entstehenden Luftschadstoffen Methan und Lachgas sowie bei fossilen Kraftstoffen zusätzlich aus dem freigesetzten Kohlenstoffdioxid fossilen Ursprungs zusammen (analog zu den Bilanzgrenzen des Nationalen Inventarberichts, siehe Abbildung 8-1). Entsprechend müssen für eine Reduktion der THG-Emissionen im Verkehrssektor „nur“ Methan- und Lachgasemissionen vermieden und erneuerbare Energieträger eingesetzt werden. Dem Verkehrssektor selbst werden jedoch nicht die THG-Emissionen bei der Herstellung, Distribution und Entsorgung von Fahrzeugen und Kraftstoffen zugerechnet. Diese Emissionen sind Bestandteil der Sektoren Energie, Industrie und Landwirtschaft. Die THG-Emissionen werden 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 im Vergleich zu anderen europäischen Ländern wie Norwegen und Dänemark substanzial 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 unter Verwendung der im Abschnitt 8.1.3 beschriebenen kraftstoffspezifischen THG-Emissionen dargestellt. Die exemplarischen Berechnungen basieren auf den frei verfügbaren Ökobilanz-Berechnungswerkzeugen „calculator“ und „calculator_truck“ [Sacchi (2021b); Sacchi (2021a)] mit den Hintergrund-Inventardaten des Systemmodells „allocation, cut-off by classification“ (Version 3.7) aus der Ökobilanzdatenbank „ecoinvent“ [Wernet (2016)]. Die Klimawirksamkeit der THG-Emissionen wurde mit Treibhauspotenzialen der einzelnen Treibhausgase für einen Zeithorizont von 100 Jahren gemäß dem 5. Zustandsbericht des IPCC berechnet (siehe Abschnitt 8.1.2). Neben den Ökobilanzen der Fahrzeuge werden sämtliche THG-Emissionen, welche durch Bau und Unterhalt der

Straßeninfrastruktur sowie durch Kältemittelemmissionen aus Klimaanlage verursacht werden, berücksichtigt. Für die Fahrzeuge liegen folgende Annahmen zugrunde:

- Bei den Pkw (Kompaktklasse) 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. Als zusätzliche Massen kommen 1,5 Personen (entspricht 120 kg) und eine Beladung von 20 kg hinzu. Die Batterie des batterieelektrischen Fahrzeugs weist eine Speicherkapazität von 59 kWh auf und kann bis ans Ende der Fahrzeuglebensdauer genutzt werden. Der Energieverbrauch während des Fahrens wird mittels eines weltweit harmonisierten Testverfahrens für leichtgewichtige Nutzfahrzeuge (engl.: Worldwide Harmonised Light-Duty Vehicles Test Procedure, WLTP) berechnet.
- Der Lkw (40-t-Kategorie) hat 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. Batterieelektrische 40-t-Lkw wurden aufgrund der absehbar geringen Verfügbarkeit nicht mit betrachtet.

Die Lebenszyklus-THG-Emissionen sind in Abbildung 8-4 für den Pkw und in Abbildung 8-5 für den Lkw dargestellt. Für eine bessere Vergleichbarkeit werden die Angaben auf Personenkilometer (Pkm) bzw. Tonnenkilometer (tkm) indiziert.

Generell weisen Fahrzeuge, die vollständig mit Biomethan (Bio-CNG und Bio-LNG) betrieben werden, die mit Abstand geringsten THG-Emissionen auf, gefolgt von HVO-betriebenen Fahrzeugen. Auf einem vergleichbaren Niveau zu HVO sind batterieelektrische Pkw bei Verwendung von erneuerbarem Strom (siehe BEV mit norwegischem Strommix). Das gleiche Elektroauto würde in Deutschland jedoch ca. 40 g CO₂-Äq./km mehr verursachen. Die Fahrzeuge mit dem größten THG-Impact sind die heute dominierenden Fahrzeugantriebe mit EN 590-Diesel (B0 bis B7) und EN 228-Benzin (E0 bis E10) sowie CNG. Der innerhalb der EN 590-Dieselnorm befindliche R33-Diesel ermöglicht erste deutliche THG-Einsparungen.

Bei Fahrzeugen, welche im Wesentlichen fossile Kraftstoffe (E10, B7, CNG) nutzen, entsteht der größte Teil der gesamten THG-Emissionen durch die Verbrennung dieser Kraftstoffe (Beitrag „Abgasemissionen“). Da biogene CO₂-Emissionen (also die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von erneuerbaren Kraftstoffen) nicht als klimawirksam bewertet werden, bleibt bei erneuerbaren Kraftstoffen mit den Schadstoffemissionen lediglich ein sehr kleiner Restbeitrag für die Abgasemissionen bestehen. Den größten Anteil haben dabei noch die Methanemissionen bei der Verbrennung von Biomethan in Bio-CNG. Bei batterieelektrischen Fahrzeugen stammen die substantiellen THG-Emissionen aus der Herstellung der Batterie (anteilig im Beitrag „Fahrzeugbau“) sowie der Produktion des Ladestroms, sofern dieser einen nennenswerten Anteil an Strom aus Kohle- oder Gaskraftwerken aufweist. Der deutsche Strommix, mit seinem hohen THG-Impact, reduziert die Effizienzvorteile von Batteriefahrzeugen gegenüber Benzin- und Dieselfahrzeuge aus ökobilanzieller Perspektive deutlich.

Besonders auffällig sind die negativen THG-Emissionen bei dem Beitrag „Energieträger“ von Bio-CNG und Bio-LNG. Mit durchschnittlich -62,4 (Biomethan) und -73,1 g CO₂-Äq./MJ (Bio-LNG) wurden im Jahr 2023 negative Emissionen für die Produktion beider Kraftstoffe dokumentiert [BLE (2024b)]. Hintergrund ist der vermehrte Einsatz von Gülle als Ausgangsstoff (siehe auch Abschnitt 8.1.3).

Alle weiteren Emissionsbeiträge (Straßeninfrastruktur, Karosseriebau bei Fahrzeugbau, Wartung und Entsorgung) sind auf einem vergleichbaren Niveau. Der generell hohe Beitrag des Fahrzeugbaus zu den Gesamtemissionen zeigt, dass mit einer nachhaltigen Herstellung von Stahl und Aluminium, den Hauptbestandteilen von Karosserien und Antriebssträngen, ein hohes THG-Einsparpotenzial verbunden ist.

Die hier dargestellten Ökobilanzergebnisse zeigen klar auf, dass Biokraftstoffe, die entsprechend den in Abschnitt 8.1.1 beschriebenen Nachhaltigkeitsanforderungen hergestellt wurden, keine substantiellen THG-Emissionen in der Kraftstoffproduktion und Nutzung verursachen und damit derzeit die klimafreundlichste Alternative für Pkw und Lkw in Deutschland sind. Zusätzlich wird deutlich, dass mit der aktuellen Strategie, geringe

Anteile an erneuerbaren Kraftstoffen fossilen beizumischen (B7 und E10), keine nennenswerten Effekte bei der Vermeidung von THG-Emissionen erzielt werden.

Ein Ausblick in die Zukunft unter Berücksichtigung der gegenwärtigen Trends im Fahrzeugsektor lässt erwarten, dass sich die Elektrifizierung im mobilen Individualverkehr verstärken wird. Es ist zusätzlich davon auszugehen, dass Batteriefahrzeuge 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 als Antriebsenergie und für den Fahrzeugbau zur Verfügung stehen. Reststoffbasierte Kraftstoffe, deren Herstellung schon heute mit nur geringen THG-Emissionen verbunden sind, weisen ein weiteres Verbesserungspotenzial auf und sollten entsprechend ihrer auf lange Sicht geringen Verfügbarkeit für schwer elektrifizierbare Bereiche wie Luftfahrt, Schifffahrt, Land- und Forstwirtschaft oder auch im überregionalen schweren Straßengüterverkehr eingesetzt werden (siehe Exkurse zu Luftfahrt, Schifffahrt und Land- und Forstwirtschaft).

Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen eines Pkw in g CO₂-Äq./Pkm

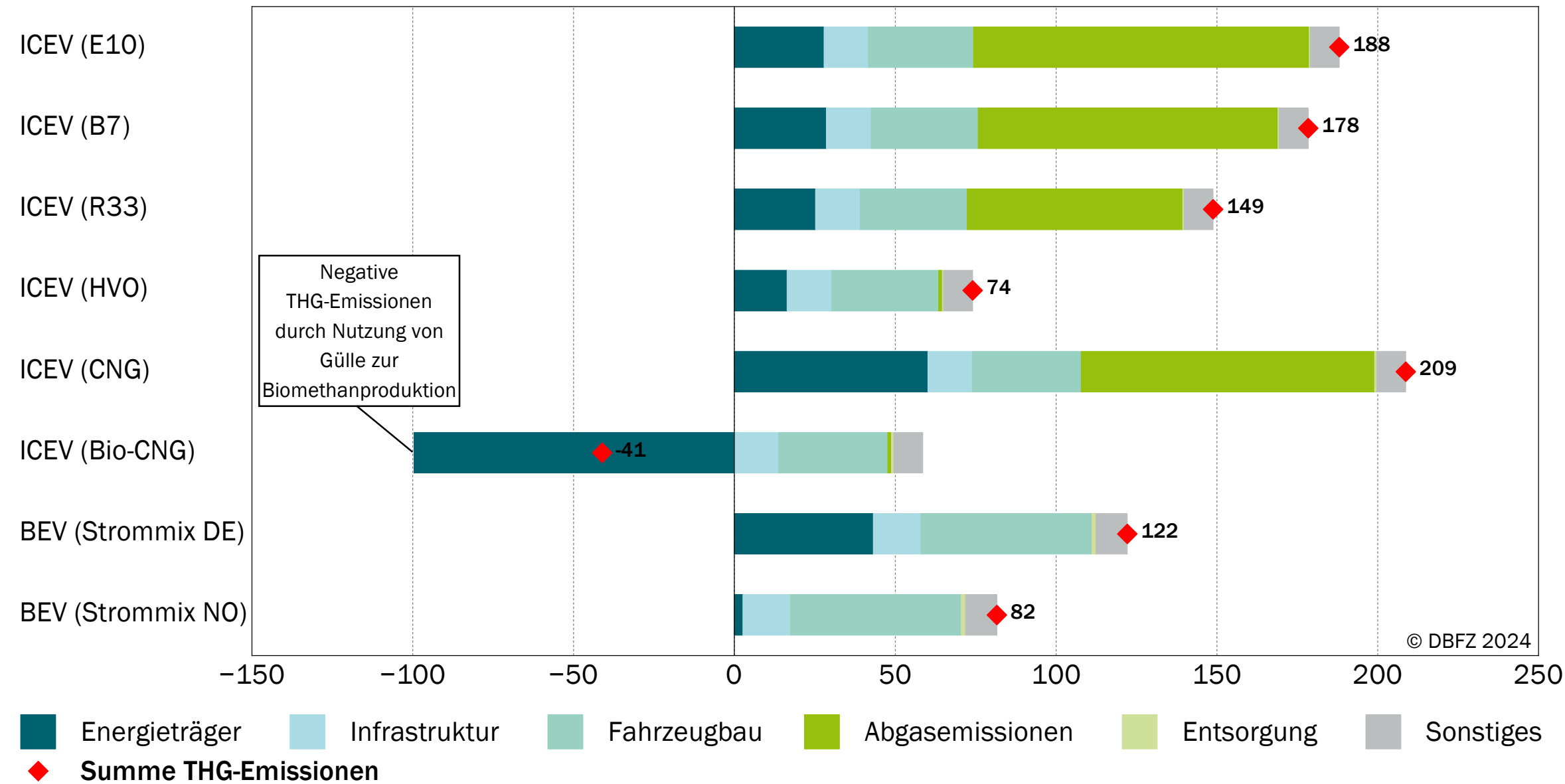


Abb. 8-4 Lebenszyklus-THG-Emissionen eines Pkw der Kompaktklasse, unterteilt nach verwendeter Antriebsenergie

Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen eines 40-t-Lkw in g CO₂-Äq./tkm

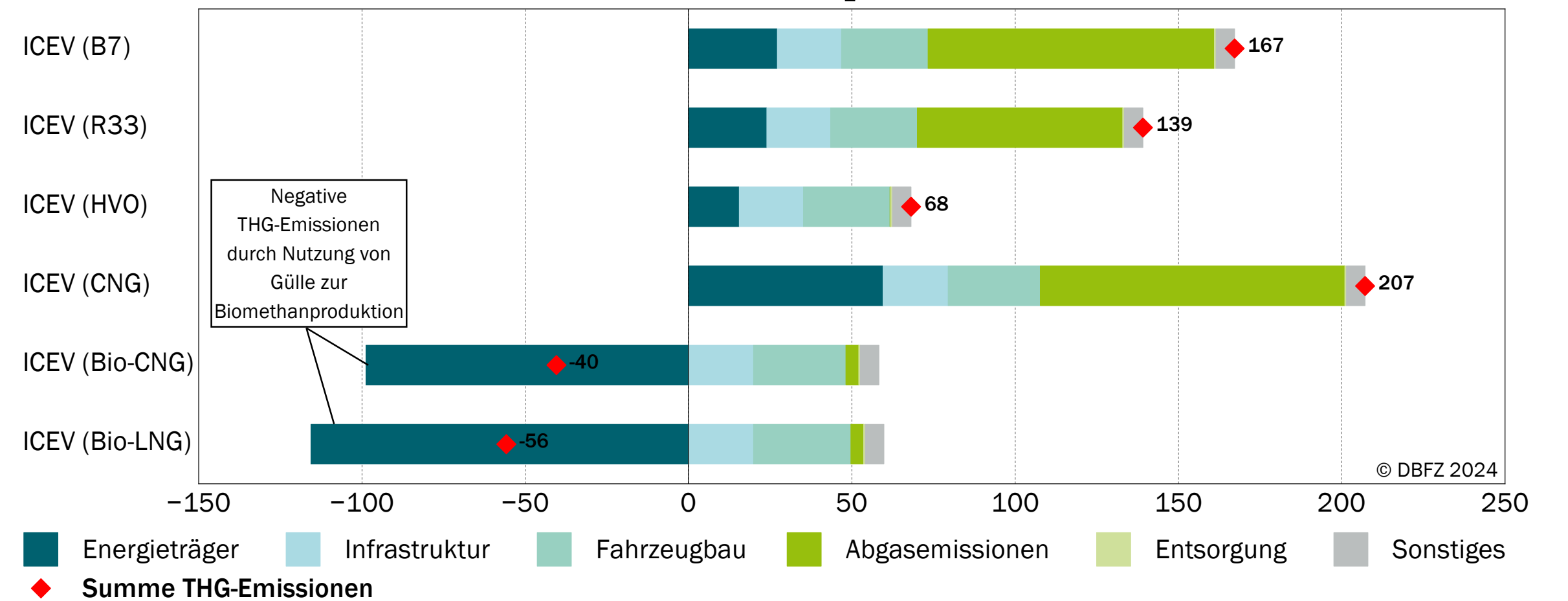


Abb. 8-5 Lebenszyklus-THG-Emissionen eines 40-t-Lkw, unterteilt nach verwendeter Antriebsenergie



9 Ökonomische Evaluierung und Bewertung

Niels Dögnitz, Hendrik Etzold

9.1	Kosten und Preise kommerziell verfügbarer erneuerbarer Energieträger	145
9.1.1	Biokraftstoffe	145
9.1.2	Weitere Energieträger	147
9.2	Kosten erneuerbarer Energieträger im Demonstrationsstadium	147

Dögnitz, N.; Etzold, H. (2025): Ökonomische Evaluierung und Bewertung. In: Schröder, J.; Görsch, K. (Hrsg.): *Erneuerbare Energien im Verkehr. Monitoringbericht*. S. 144-148. Leipzig: DBFZ. ISBN: 978-3-949807-23-7. DOI: 10.48480/w11j-9w27

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 mehrerer Optionen. Als relevante Bilanzräume für die hier betrachteten Konzepte können allgemein die Ressourcenbereitstellung, die Synthese bzw. Konversion und Produktion, die Distribution und die Nutzung identifiziert werden.

Diese Bilanzräume sind in Abbildung 9-1 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 desselben Bilanzkreises fair miteinander verglichen werden können. Ein Vergleich der Kosten von Energieträgern im Demonstrationsstadium mit Kosten für kommerziell verfügbare Energieträger ist nur bedingt möglich. Außer durch die unterschiedlichen Bilanzkreise wird dies 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.



Abb. 9-1 Vereinfachte Darstellung zur Definition der Systemgrenzen bei der ökonomischen Bilanzierung

9.1 Kosten und Preise kommerziell verfügbarer erneuerbarer Energieträger

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 [Dögnitz (2022)]. 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 wechselnden 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 oder ab 2022 der völkerrechtswidrige russische Angriffskrieg auf die Ukraine.

9.1.1 Biokraftstoffe

Biokraftstoffe machen nach wie vor den größten Teil der kommerziell verfügbaren erneuerbaren Energien aus, die im Verkehrssektor zum Einsatz kommen. Abbildung 9-2 zeigt die Preisentwicklung von Bioethanol und im Vergleich dazu von fossilem Benzin (energetisch in EUR/GJ). Deutlich wird die Preisspanne zwischen den beiden Produkten, aber auch deren parallele Entwicklung unter weltwirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Die Differenz beträgt im Mittel 20 EUR/GJ, maximal 27 EUR/GJ im Jahr 2020 und minimal 12 EUR/GJ im Jahr 2024.

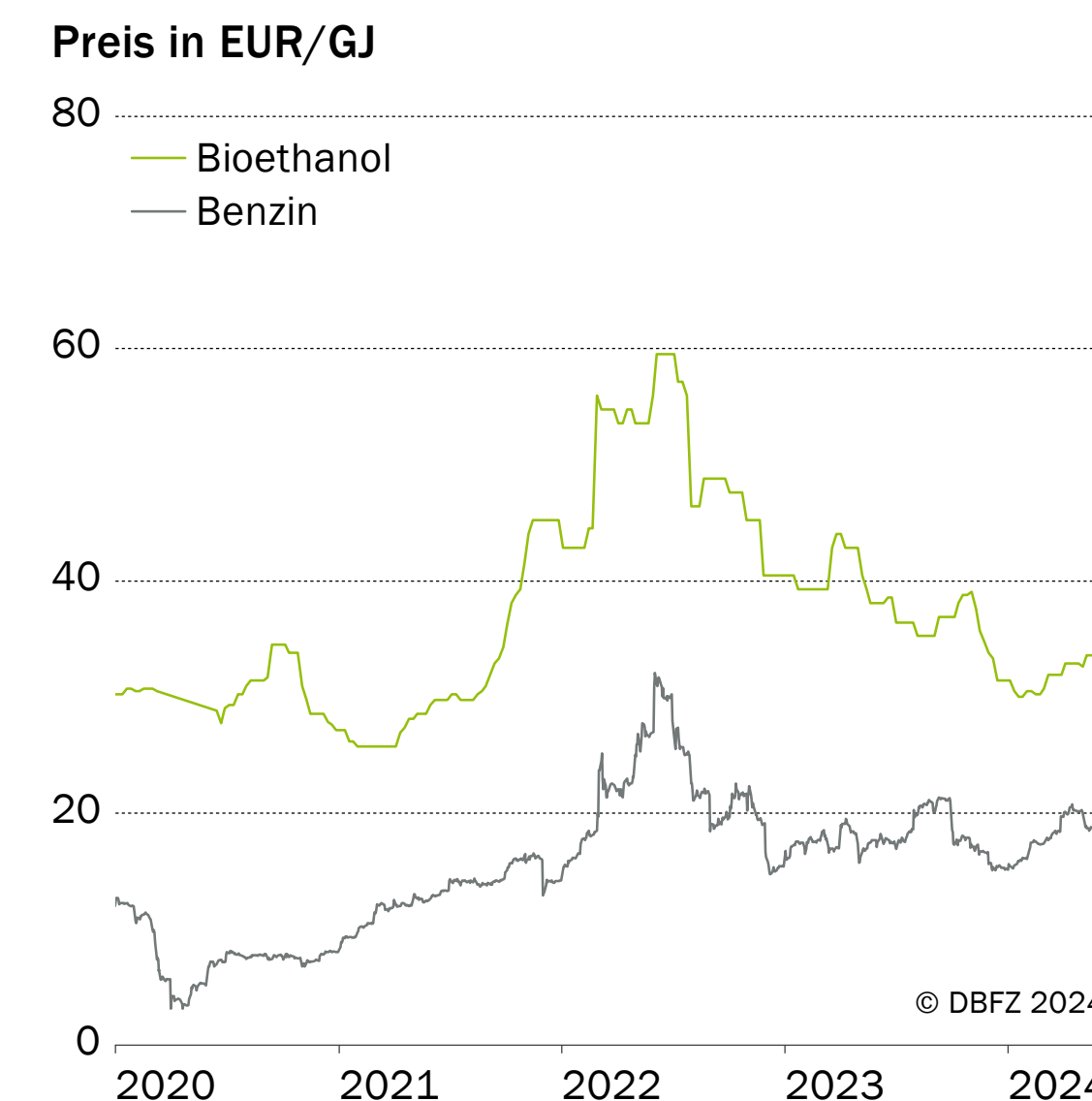
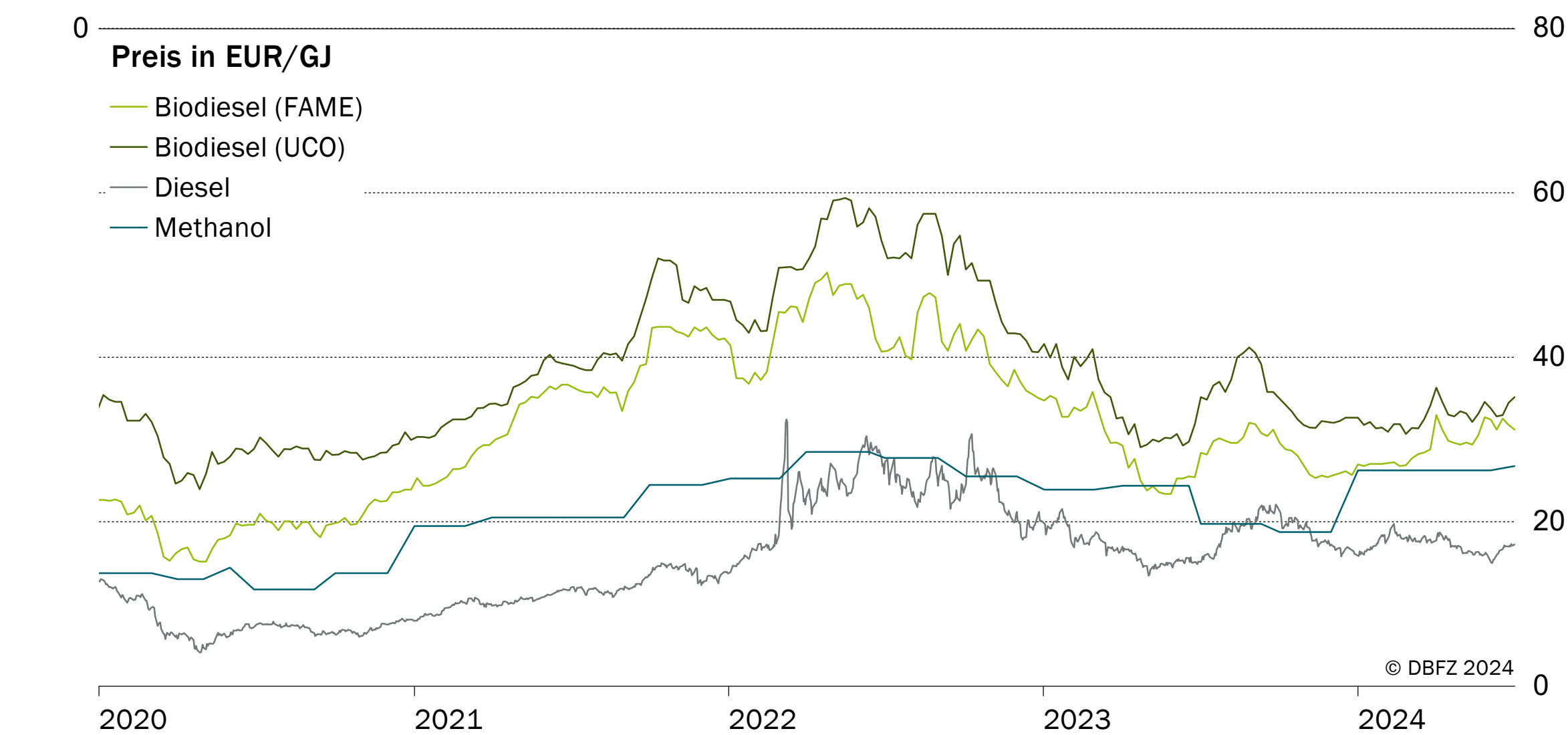
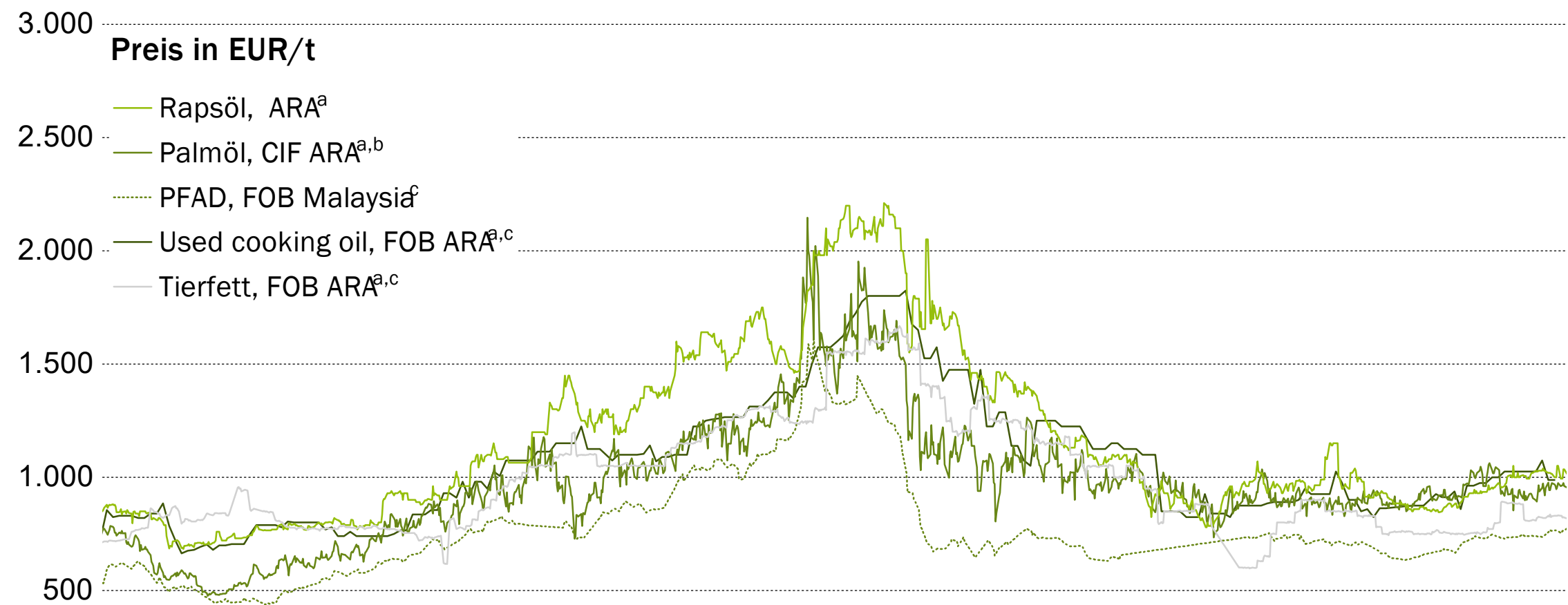


Abb. 9-2 Preisentwicklung von Bioethanol und fossilem Benzin (Großhandelspreise ohne Steuern; Ethanol, wasserfrei, geliefert, Zentraleuropa; Benzin, NW Europa) [IHS Markit (2024a)]

Pflanzenöl als Hauptressource für die Herstellung von Biodiesel (FAME) einerseits und HVO/HEFA (hydroprozessierte Pflanzenöle/hydroprozessierte Ester und Fettsäuren, engl.: Hydrotreated Vegetable Oils/Hydrotreated Esters and Fatty Acids) andererseits unterlag in den letzten Jahren deutlichen Preisschwankungen. Die nominale, d. h. nicht inflationsbereinigte Preisentwicklung der für die Biodieselproduktion eingesetzten Pflanzenöle Rapsöl, Palmöl, PFAD (Palm-Fettsäuredestillat, engl.: Palm Fatty Acid Distillate) sowie Altspeiseöle (engl.: Used Cooking Oils, UCO) und Tierfett ist in Abbildung 9-3 zusammenfassend dargestellt. Ebenfalls in Abbildung 9-3 dargestellt sind die Großhandelspreise für Biodiesel (UCO, FAME) und fossilen Dieselmotorkraftstoff sowie Methanol (energiebezogen in EUR/GJ).



^a ARA: Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen, ^b cif: Cost, Insurance, Freight, ^c fob: free on board

Abb. 9-3 Preisentwicklung von verschiedenen Pflanzenölen und Derivaten, Altspeiseöl (UCO) und Biodiesel (FAME, UCO), Methanol und fossilem Diesel (als Großhandelspreis ohne Steuern; Diesel ARA; Biodiesel-UCO/Biodiesel-FAME, Zentraleuropa) [IHS Markit (2024a)]

Die etablierten Konversionspfade HVO und HEFA sind bisher nur mit geringen, aber steigenden Anteilen im Kraftstoffmarkt vertreten. Marktpreise für diese Produkte werden häufig nur bilateral ermittelt. Daher wird auf Produktgestehungskosten aus Studiendaten zurückgegriffen (in Abbildung 9-4 nach den drei Rohstoffen geordnet). Dies gilt auch für das ebenfalls etablierte, aber noch nicht so weit verbreitete Bioethanol auf Basis von Lignocellulose. Während sich HEFA aus Rest- und Abfallstoffen sowie UCO als preislich attraktive Kraftstoffoptionen darstellen, können pflanzenbasierte HEFA (beinhaltet verschiedene Rohstoffe: Jatropha, Palm und Soja) nicht mit anderen kommerziell verfügbaren Biokraftstoffen konkurrieren. In Europa werden insbesondere die Rest- und Abfallstoffe gemäß Anhang IX A der RED II aufgrund der sukzessiv steigenden fortschrittlichen Unterquoten für diese Kraftstoffe in den nächsten Jahren gute Absatzchancen haben. In den Mitgliedstaaten, die eine Mehrfachanrechnung auf die Gesamtquote eingeführt haben, wie z. B. Deutschland, wird dieser Vorteil noch verstärkt (Abschnitt 3.1.1).

Die Großhandelspreise für Biomethan unterscheiden sich in Abhängigkeit vom eingesetzten Rohstoff und von der Art des Handels (kurzfristig/langfristig) stark. Die Abhängigkeit vom Rohstoff ergibt sich auch aus dem Nutzungssektor und den dort gesetzten Rahmenbedingungen (Strom: Erneuerbare-Energien-Gesetz/Erneuerbare-Energien-Richtlinie, Kraftstoff im Verkehr: Treibhausgasminderungsquote im Bundes-Immissionsschutzgesetz), die Biomethan aus bestimmten Biomassen spezifisch vergüten. Durchschnittliche Einkaufspreise für Biomethan aus unterschiedlichen Ressourcen werden laut einer aktuellen Umfrage wie folgt angegeben [dena (2024a)]:

- für 2024 im kurzfristigen Handel: 23,0 EUR/GJ (Gülle), 11,9 EUR/GJ (Abfall) und 12,0 EUR/GJ (nachwachsende Rohstoffe, NawaRo)
- für 2024 im langfristigen Handel: 20,8 EUR/GJ (Gülle), 10,6 EUR/GJ (Abfall) und 8,8 EUR/GJ (NawaRo)

Die Daten der Deutschen Energie-Agentur basieren auf Umfragewerten aus einem begrenzten Teilnehmerkreis. Sie zeigen jedoch deutlich die großen Unterschiede zwischen den Ressourcen, welche sich hauptsächlich aus den gesetzlichen Rahmenbedingungen ergeben (Abschnitt 3.1.1).

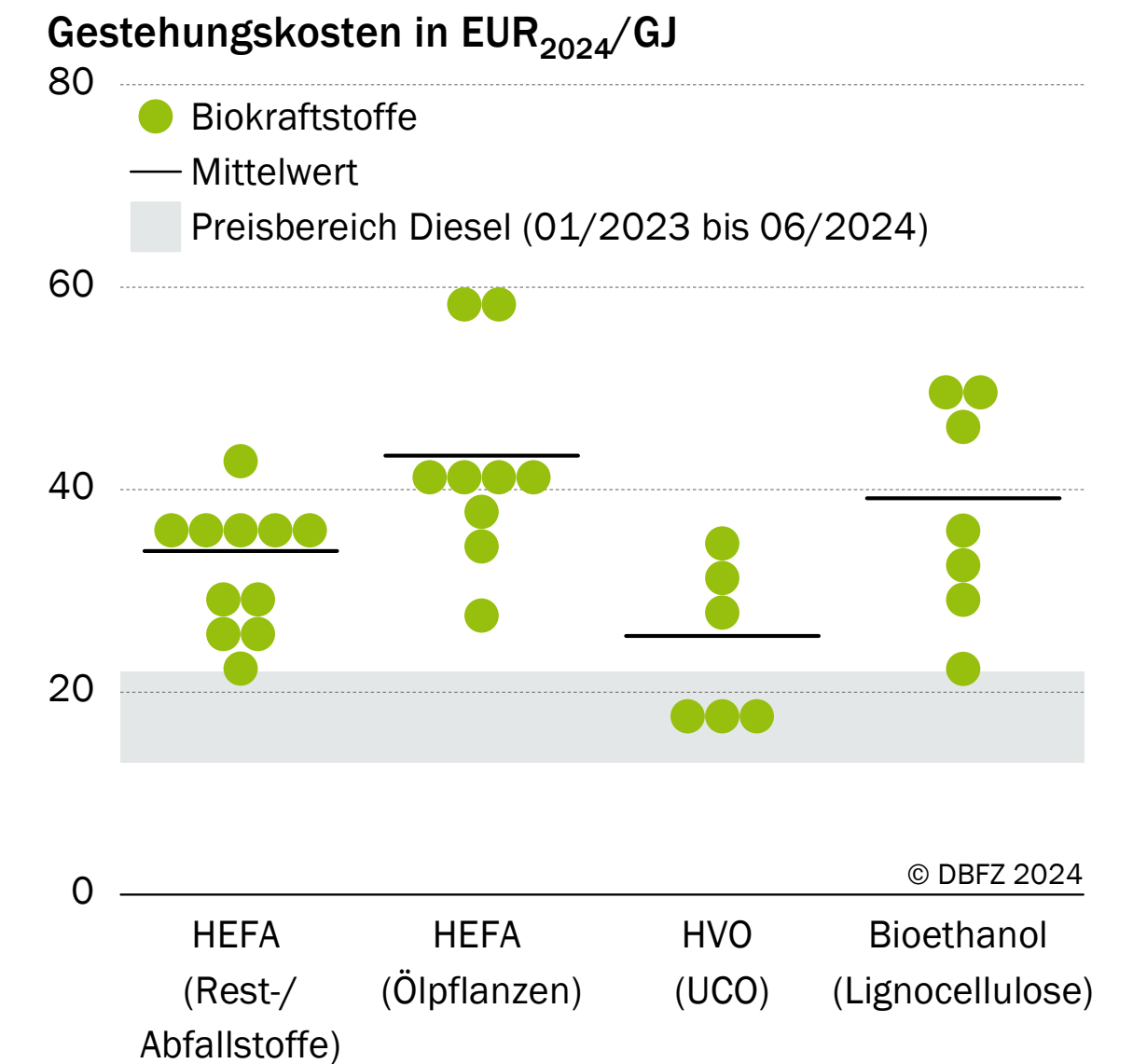


Abb. 9-4 Gestehungskosten etablierter Konversionspfade für HEFA und HVO, sowie Bioethanol aus Lignocellulose (Gestehungskosten der Studien inflationsbereinigt auf das Jahr 2024 dargestellt, eigene Berechnung auf Datenbasis: [aireg (2015); Bullerdiek (2024); Capaz (2021); Hamelinck (2021); IEA Bioenergy (2020b); Jong (2015); Kalligeros (2018); Lorenzi (2019); Martinez-Hernandez (2019); Millinger (2017); Müller-Langer (2020); Neuling (2018); Samuel (2020); Zech (2016)]

9.1.2 Weitere Energieträger

Mit der Einführung des Energiekostenvergleichs an Tankstellen wurde ab dem Jahr 2020 ein regelmäßiger Kostenvergleich der wichtigsten derzeit verfügbaren Kraftstoffoptionen veröffentlicht. Damit werden die Kosten des vielfältigen Kraftstoff- bzw. Energieträgermarktes für die Verbraucher vergleichbar aufbereitet. Da die verschiedenen Verkehrsträger nicht vergleichbare Energiedichten und Nutzungseffizienzen aufweisen, werden die Kosten auf den Tankstelleninformationsschildern auf die Fahrleistung bezogen. Für Abbildung 9-5 wurde der energetische Bezug gewählt, um eine Vergleichbarkeit mit den anderen Grafiken in diesem Bericht zu ermöglichen, auch wenn ein Vergleich zwischen den Energieträgern in der Abbildung damit nicht möglich ist.

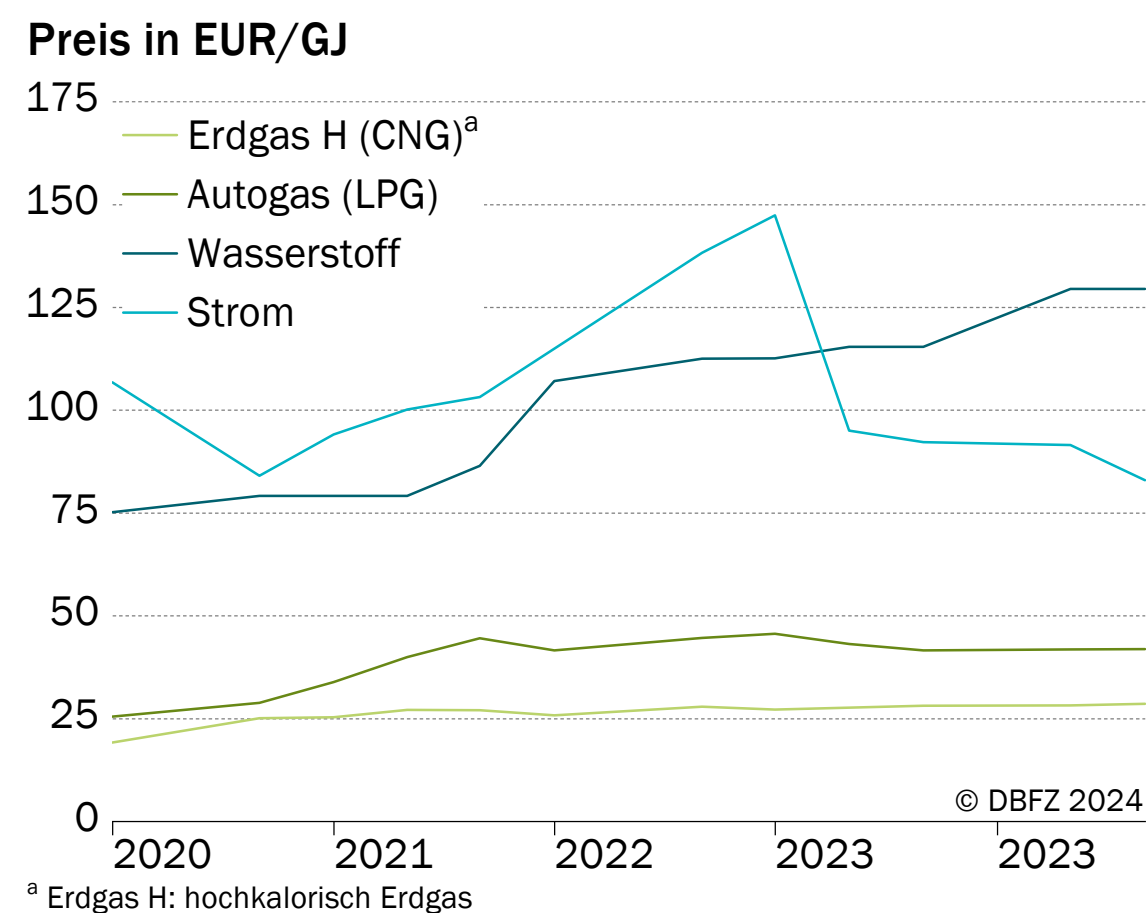


Abb. 9-5 Energiekostenvergleich, eigene Darstellung nach [BMWK (2021)-(2024)]

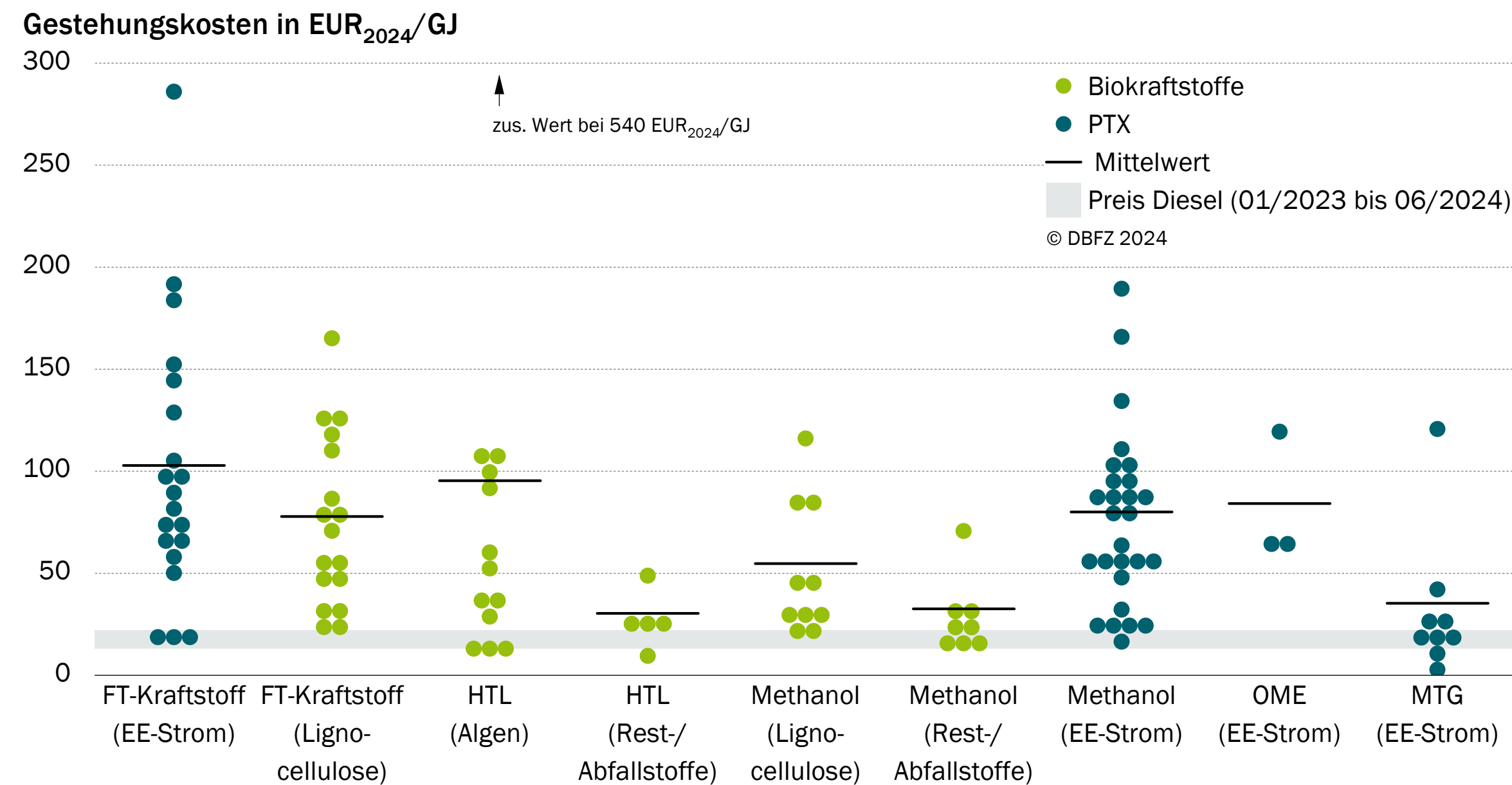
9.2 Kosten erneuerbarer Energieträger im Demonstrationsstadium

Die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energieträger im Demonstrationsstadium ist von vielen Faktoren abhängig. Ein wichtiger Indikator sind die Gesteungskosten. 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 3.1.1). Auch die Flexibilität bei der Anwendung der Energieträger und die Kosten für Investitionen in neue Anlagen können eine wichtige Rolle spielen.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Gesteungskosten für die einzelnen erneuerbaren Energien. Dazu wurden mehr als 90 internationale Veröffentlichungen, erschienen ab 2015, ausgewertet, welche eigenständige und umfangreiche Kalkulationen zur Ermittlung der Gesteungskosten durchgeführt haben. Die Ergebnisse wurden, jeweils unter Berücksichtigung von Inflation bzw. Währungsumrechnung, auf das Jahr 2024 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, Ressourcen und Anlagenbetrieb sowie der verwendeten Methodik bei der Kostenrechnung ergeben sich teils sehr große Bandbreiten. Besonders bei Konzepten mit niedrigem Technologie-Reifegrad (engl.: Technology Readiness Level, TRL) führen die unterschiedlichen Annahmen zu großen Schwankungen. Der Median kann dabei als Orientierung für einen gewichteten Wert aus allen zitierten Studien dienen. Zu aktuellen Preisen fossiler Kraftstoffe konkurrenzfähige Pfade können nur in vereinzelt Studien ermittelt werden, bei allen Optionen ist somit eine Förderung oder CO₂-Bepreisung zur Etablierung notwendig. Die Grafik stellt daher nur eine Indikation dar, wie sich einzelne Optionen hinsichtlich ihrer Gesteungskosten einordnen lassen. In der Regel sind neben den Investitionen die Ressourcenbereitstellungskosten der Biomasse bzw. des elektrischen Stroms die maßgeblichen Einflussgrößen.

Die günstigsten Kosten für Kraftstoffoptionen für den Straßenverkehr ergeben sich häufig für die Pfade aus Rest- und Abfallstoffen, wobei diese in der Regel mit sehr niedrigen Rohstoff-

preisen berechnet werden, jedoch die begrenzte Verfügbarkeit berücksichtigt werden muss (Abbildung 9-6). Pfade mit lignocellulosehaltigen Ressourcen erreichen oft Kosten, die dem 2- bis 4-fachen der fossilen Referenz entsprechen. Pfade mit erneuerbarem Strom als Ressource liegen meist (deutlich) über diesem Wert, eine Ausnahme bildet hier nur der MTG-Pfad (Umwandlung von Methanol in Ottokraftstoff, engl.: Methanol-to-Gasoline).



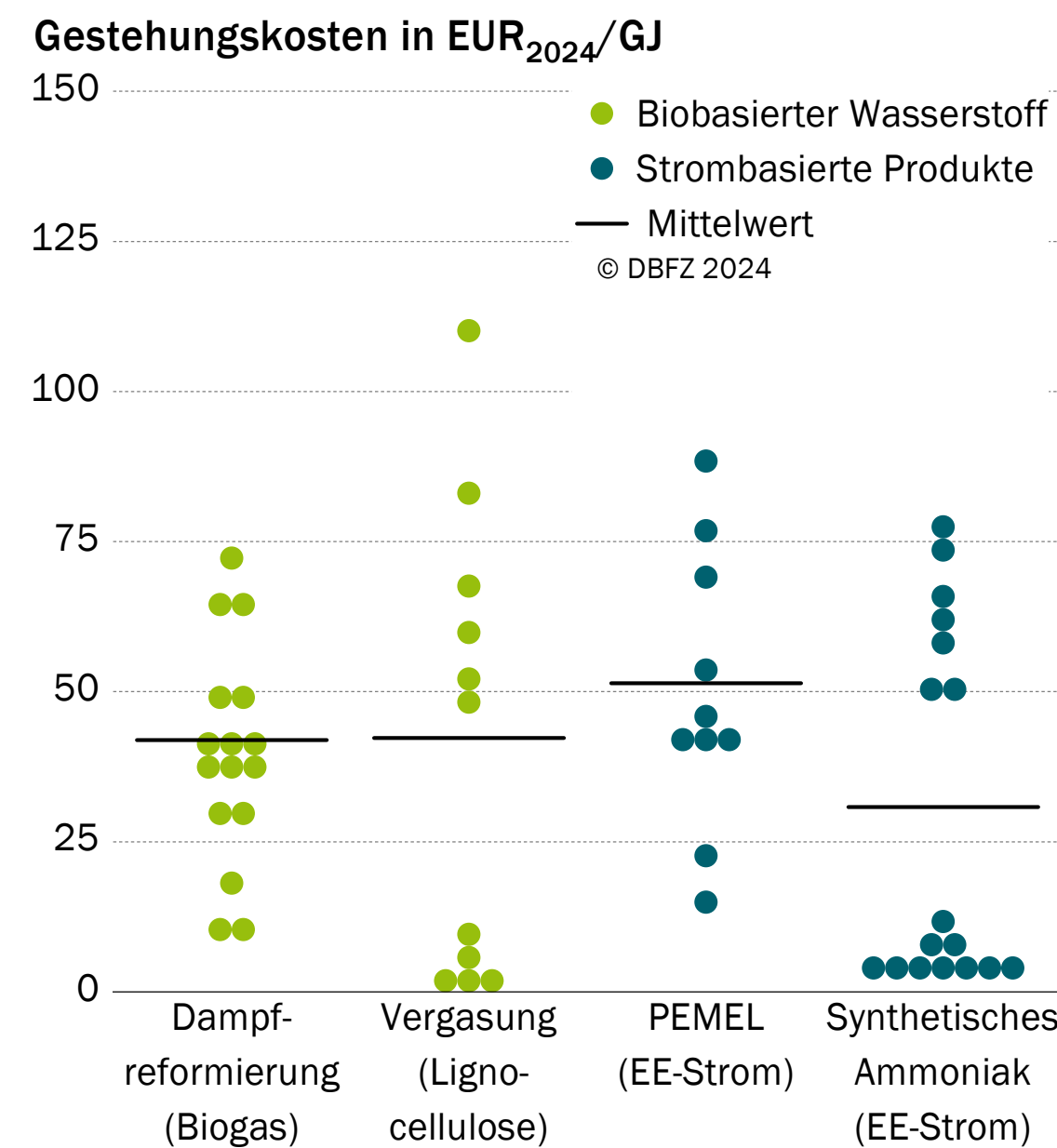
EE: Erneuerbare Energien; FT: Fischer-Tropsch; HTL: Hydrothermale Verflüssigung; OME: Polyoxymethylen dimethylether; MTG: Methanol-to-Gasoline

Abb. 9-6 Gesteungskosten kommender Energieträger für den Straßenverkehr, Hinweis: Gesteungskosten der Studien inflationsbereinigt auf das Jahr 2024 dargestellt, eigene Berechnung auf Datenbasis: [Aierzhati (2021); Albrecht (2017); Atsonios (2016); Bessette (2018); Buddenberg (2016); Butera (2021); Chen (2021); DeRose (2019); Emenike (2021); Fasihi (2016); Fernández-Dacosta (2019); Gu (2020); Guzmán (2020); Haarlemmer (2018); Hackbarth (2018); Heinzmann (2021); IEA Bioenergy (2020b); Jafri (2019); Kalligeros (2018); Kenkel (2020); Kramer (2018); LBST (2016); Liebich (2020); Lippky (2017); Machhammer (2021); Magdeldin (2017); Martín (2020); Mauerhofer (2020); Medrano-García (2022); Millinger (2017); Millinger (2021); Ordóñez (2020); Peters (2020); Ranganathan (2019); Schemme (2020); Schmitz (2016); Schorn (2021); Tönges (2023); Tremel (2015); Tzanetis (2017); Varone (2015); Veipa (2020); Wassermann (2020); Wilburn (2016); Xin (2016); Zhu (2019)]

Die Kosten für erneuerbaren Wasserstoff und synthetisches Ammoniak, das aus grünem Wasserstoff produziert wurde, weisen eine große Bandbreite auf (Abbildung 9-7). Dies hängt in den meisten Fällen mit den getroffenen Annahmen zur Rohstoffverfügbarkeit oder zu günstig verfügbarem erneuerbarem Strom zusammen. Im Mittel ergeben sich für alle betrachteten Pfade vergleichbare mittlere Kosten.

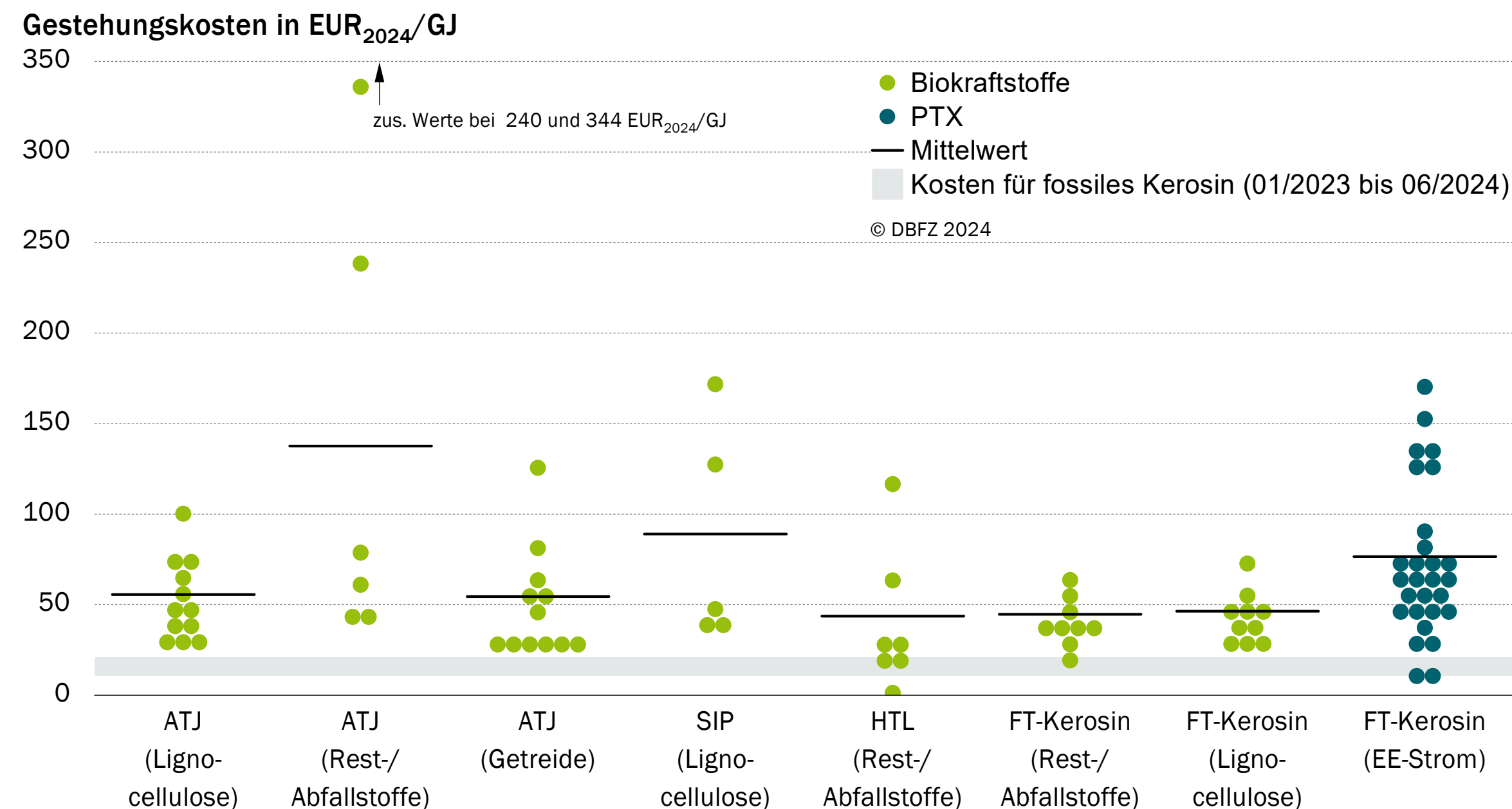
Nachhaltige Flugkraftstoffe (engl.: Sustainable Aviation Fuels, SAF) werden eine wesentliche Rolle bei der Defossilisierung des Flugverkehrs spielen, auch wenn sie aktuell nur sehr begrenzt genutzt werden. Daher werden SAF hier gesondert betrachtet und weisen in der Regel noch deutlich höhere Kosten auf als fossiles Kerosin (Abbildung 9-8): Die günstigsten Pfade sind Rest- und Abfallstoffe (2- bis 4-fach) sowie Lignocellulose und Ge-

treide (2- bis 5-fach). Auch hier ist die begrenzte Verfügbarkeit dieser Ressourcen zu berücksichtigen. Pfade mit erneuerbarem Strom als Ressource liegen in der Regel (deutlich) über den anderen Werten.



PEMEL: Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse; EE: Erneuerbare Energien

Abb. 9-7 Gestehungskosten kommender Wasserstoffproduktionsverfahren, Hinweis: Gestehungskosten der Studien inflationsbereinigt auf das Jahr 2024 dargestellt, eigene Berechnung auf Datenbasis: [Bouaboula (2023); Chen (2021); Cihlar (2020); Di Marco Berardino (2018); Díaz-Motta (2023); Fasihi (2016); Fernández-Dacosta (2019); Ikäheimo (2018); Kang (2017); Lazouski (2022); Liebich (2020); Machhammer (2021); Miao (2022); Millinger (2021); Osman (2020); Rajabihamedani (2018); Reeve (2020); Timmerberg (2019); Wulf (2018); Yan (2020); Yao (2017); Yates (2020); Zech (2015)]



PTX: Power-to-X; ATJ: Alcohol-to-JET; SIP: Synthetisierte iso-Paraffine; HTL: Hydrothermale Verflüssigung; FT: Fischer-Tropsch; EE: Erneuerbare Energien

Abb. 9-8 Gestehungskosten kommender Flugkraftstoffe, Hinweis: Gestehungskosten der Studien inflationsbereinigt auf das Jahr 2024 dargestellt, eigene Berechnung auf Datenbasis: [aireg (2015); Albrecht (2021); Bann (2017); Becattini (2021); Bouaboula (2023); Brandt (2020); Bullerdiek (2024); Cames (2021); Capaz (2021); Crawford (2016); Diederichs (2016); Doliente (2020); Farooq (2020); Jong (2015); Jong (2018); Juneja (2017); Kalligeros (2018); König (2016); Moretti (2021); Müller-Langer (2020); Neuling (2018); Pedersen (2018); Penke (2022); Sherwin (2021); Tao (2017); The Royal Society (2019); Timmerberg (2019); UBA (2016); Vela-García (2020); Wang (2014); World Economic Forum (2020); Wormslev (2016)]

Glossar

(Fortschrittliche und konventionelle) 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 ((EU) 2018/2001 bzw. deren Änderungen Richtlinie (EU) 2023/2413 sowie die delegierte Richtlinie (EU) 2024/1405) hergestellt werden. Biokraftstoffe werden als konventionell bezeichnet, wenn sie aus stärke-, zucker- oder ölhaltigen Pflanzen(-teilen) produziert werden, die wiederum als Hauptkultur auf landwirtschaftlichen Flächen (inkl. forstwirtschaftliche Plantagen) angebaut werden.

Anhang IX Teil A und Anhang IX Teil B

Die Anhänge IX Teil A (Rohstoffe zur Produktion von fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biogas für den Verkehr) und Teil B (Abfallfette zur Produktion von Biokraftstoffen und Biogas für den Verkehr) der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II ((EU) 2018/2001 bzw. deren Änderungen Richtlinie (EU) 2023/2413 sowie die delegierte Richtlinie (EU) 2024/1405) definieren Rohstoffe zur Produktion besonders geförderter oder reglementierter Biokraftstoffe und Biogas für den Verkehr. Anstelle von „Anhang“ wird häufig auch das Wort „Annex“ verwendet. In Deutschland werden diese rechtsverbindlich in den Anlagen 1 und 4 der 38. BImSchV definiert.

Biocrudes

Als Biocrudes werden flüssige Zwischenprodukte aus Biomasseverwertungsanlagen bezeichnet, die in Folgeverfahren beispielsweise zu Kraftstofffraktionen aufbereitet werden. Wichtige Produktionspfade stellen der Fischer-Tropsch-Prozess, die Schnell-Pyrolyse und die hydrothermale Verflüssigung dar. Biocrudes enthalten zumeist komplexe organische Verbindungen in unterschiedlichen Zusammensetzungen und mit oftmals hohen Sauerstoffgehalten.

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 Aus-

fertigung durch den Bundespräsidenten erfolgt die Verkündung im Bundesgesetzblatt. [Deutscher Bundestag (2022a)]

CO₂-Äquivalent

Maßeinheit zur Vereinheitlichung der Klimawirkung der unterschiedlichen Treibhausgase. CO₂-Äquivalente zeigen, welche Menge eines Gases in einem bestimmten Betrachtungszeitraum, z. B. 20, 100 oder 500 Jahre, die gleiche Treibhausgaswirkung entfalten würde wie Kohlenstoffdioxid (CO₂). [NPM (2021)]

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)]

Demonstrationsphase

Energieträger in der Demonstrationsphase sind in diesem Monitoringbericht all jene, welche analog zu Abbildung 4-1 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-biogenen Ursprungs (RFNBO) definiert. In Deutschland werden diese Kraftstoffe auch 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 Monitoringbericht 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.

Forschungsphase

Energieträger in der Forschungsphase sind in diesem Monitoringbericht all jene, welche analog zur Abbildung 4-1 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 Monitoringbericht all jene, welche analog zur Abbildung 4-1 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)]

Ressourcen

Der Begriff „Ressourcen“ bezieht sich in diesem Monitoringbericht auf Inputmaterialien für die Produktion erneuerbarer Energieträger und umfasst biogene Hauptprodukte aus der Land- und Forstwirtschaft, biogene Nebenprodukte und biogene Rückstände und Abfälle sowie andere Kohlenstoffquellen (diffuse und punktuelle CO₂-Quellen), nachhaltig erzeugten Strom und Wasser. Alternativ zu biogenen Ressourcen werden auch die Begriffe „Ausgangsmaterialien“, „Substrate“ und „Rohstoffe“ verwendet.

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 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)]

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 (CO₂), Methan (CH₄) und Distickstoffoxid (N₂O/Lachgas). [NPM (2021)]

Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote)

Die THG-Quote ist ein marktbasierendes Instrument zur Reduzierung des Ausstoßes klimaschädlicher Gase im Verkehrssektor in Deutschland. Die Quote verpflichtet die Inverkehrbringer von Kraftstoffen, emissionsreduzierende Maßnahmen zu ergreifen. [NPM (2021)]

Verkehrsträger

Verkehrsmittel 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)]

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 bestimmbar Empfänger. [EUR-Lex (2021c)]

Abkürzungsverzeichnis

% m/m	Massenprozent (Anteil einer Masse an der Gesamtmasse)
% v/v	Volumenprozent (Anteil eines Volumens am Gesamtvolumen)
% _{EE}	Anteil erneuerbarer Energien im Verkehr
% _E	energetischer Anteil
% _{THG-E}	Anteil THG-Emissionen

A

A20	Benzinkraftstoff mit 20 % v/v Alkohol (Methanol und Ethanol)
ADN	European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Inland Waterways (Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen)
ADR	European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road (Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße)
AEL	alkalische Wasserelektrolyse
AEMEL	alkalische Membranelektrolyse
AF	Antriebsfaktor
AFID	Alternative Fuel Infrastructure Directive (Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe)
AFIR	Alternative Fuel Infrastructure Regulation (Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe)
AGN	Abgasnachbehandlung
Agora	Agora Think Thanks (Agora Energiewende, Agora Industry, Agora Agriculture und Agora Verkehrswende)
AM	arithmetischer Mittelwert

ARA	Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen
ASTM	American Society for Testing and Materials (Normungsorganisation)
ATJ	Alcohol-to-Jet (Umwandlung von Alkoholen zu Flugkraftstoff)
ATRES	Alternative Technologies and Renewable Energy Supply (flächendeckender Einsatz alternativer Produktionsverfahren)
AwSV	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen

B

B0	Diesel ohne Biodiesel (FAME)
B10	Diesel mit einem Anteil von 10 % v/v Biodiesel (FAME)
B100	Biodiesel (FAME)
B12	Diesel mit einem Anteil von 12 % v/v 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)
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
BDOel	Bundesverband Dezentraler Ölmühlen und Pflanzenöltechnik (BDOel) e.V.
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage (Bioenergie mit CO ₂ -Abscheidung und Speicherung)
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEV	Battery Electric Vehicle (batterieelektrisches Fahrzeug)
BFSrMG	Bundesfernstraßenmautgesetz
BG	Biogas (Abbildung 4-2)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIC	Biofuels Isoconversion (Verfahren zur Herstellung von Kraftstoffen im Naphtha-, Kerosin- und Diesel-Bereich)
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz

BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BiomasseV	Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BK	Biokraftstoff (Abbildung 3-8)
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BRICS	Informelle Vereinigung von zehn Staaten (Ägypten, Äthiopien, Brasilien, China, Indien, Indonesien, Iran, Russland, Südafrika, Vereinigte Arabische Emirate)
BRZ	Bruttoraumzahl
BTL	Biomass-to-Liquid (Umwandlung von Biomasse in einen flüssigen Kraftstoff)
BTX	Biomass-to-X (Umwandlung von Biomasse in einen Energieträger bzw. Stoff)
BuOH	Buthanol (Abbildung 4-2)

C

CAAFI	Commercial Aviation Alternative Fuels Initiative (Initiative für alternative Flugkraftstoffe)
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (CO ₂ -Grenzausgleichsmechanismus)
CCR	Carbon Capture and Replacement (Abscheidung und Ersetzung von Kohlenstoffdioxid)
CCS	Carbon Capture and Storage (Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoffdioxid)
CFPP	Cold Filter Plugging Point (Filtrierbarkeitsgrenze)
CFR	Einzyylinder-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 Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen)
CNG	Compressed natural gas (komprimiertes Erdgas)
CO₂-Äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
CoEL	Co-Elektrolyse
CORSIA	Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (globale, marktbasierende 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)

D

DA	Delegated Act (Delegierter Rechtsakt)
DAC	Direct Air Capture (Abscheidung von CO ₂ aus der Atmosphäre)
DB	Deutsche Bahn
DBFZ	DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
DDGS	Dried Distillers Grains with Solubles (Trockenschlempe)
DE	Deutschland
DEF STAN	Defence Standardization
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
DGR	Dangerous Goods Regulations (Vorschriften für den Transport von Gefahrgut in der Luftfahrt)
DIN	Deutsches Institut für Normung
DIN EN	Deutsche Übernahme einer Europäischen Norm EN
DIN/TS	technische Spezifikation des Deutschen Instituts für Normung

DK Dieselkraftstoff (Abbildung 3-8)
dLUC Direct Land Use Change (direkte Landnutzungsänderung)
DMC Dimethylcarbonat
DME Dimethylether
DNV DNV AS (Klassifikationsgesellschaft und Dienstleister für Inspektionen, Zertifizierungen und Beratung)
DR Dampfreformierung (Abbildung 4-2)

E

e erneuerbar (Abbildung 3-8)
E Energiemenge (Abbildung 3-8)
E0 Benzin ohne Ethanol
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
E23 Benzin mit einem Anteil von 23 % 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
ECA Emission Control Areas (Sonderzonen der Schifffahrt mit speziellen Umweltrichtlinien u. a. zu Emissionen)
ECE Economic Commission for Europe (Wirtschaftskommission für Europa)
ED95 Ethanolkraftstoff für Dieselmotoren, versetzt mit 5 % v/v Zündverbesserer und Schmiermittel
EE erneuerbare Energien
EEDI Energy Efficiency Design Index (Wert für die spezifischen CO₂-Emissionen von Frachtschiffen)

EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz
EF Emissionsfaktor
EI/JIG Energy Institute / Joint Inspection Group
EL, EI Elektrisch, elektrischer Strom
EM Elektromobilität
EmoG Gesetz zur Bevorrechtigung der Verwendung elektrisch betriebener Fahrzeuge
EN Europäische Norm
EnergieStG Energiesteuer-Gesetz
EnergieStV Verordnung zur Durchführung des Energiesteuer-gesetzes
ERK Expertenrat für Klimafragen
ESR Effort Sharing Regulation (Lastenteilungsverordnung)
ETBE Ethyl-tertiär-butylether
ETD Energy Taxation Directive (Europäische Energiesteuerrichtlinie)
EtOH Ethanol
EU Europäische Union
EU-27 Europäische Union ab 01.02.2020 (EU-Austritt des Vereinigten Königreiches)
EU-ESR siehe ESR
EU-ETS European Emissions Trading Scheme (Europäisches Emissionssystem)
EURO, Euro Europäische Abgasnorm
EWR Europäischer Wirtschaftsraum

F

f fortschrittlich (Abbildung 3-8)
FAME Fatty Acid Methyl Ester (Fettsäuremethylester) bzw. umgangssprachlich Biodiesel
FCC Fluid Catalytic Cracking (bedeutendster Stoffumwandlungsprozess in der erdölverarbeitenden Industrie)

FCEV Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)
FFV Flex Fuel Vehicle (Fahrzeug, das mit flexiblen Mischungsverhältnissen zwischen Benzin, Methanol und Ethanol betrieben werden kann)
FK Flugkraftstoff (Abbildung 3-8)
FLL Fuel Lifecycle Label (von der IMO standardisierte Form zur Erfassung und Übermittlung der für die Lebenszyklusanalyse relevanten Informationen)
FQD Fuel Quality Directive (Europäische Kraftstoffqualitätsrichtlinie)
FRL Fuel Readiness Level (Kraftstoffentwicklungsstand)
FT Fischer-Tropsch (heterogenkatalytisches Polymerisationsverfahren zur Herstellung von Kohlenwasserstoffen)

G

GHS Globally Harmonised System (Global harmonisiertes System zur Einstufung und Kennzeichnung von Chemikalien)
GK Gaskraftstoffe (Abbildung 3-8)
GT Bruttoreaumzahl (Gross Tonnage)
GTL Gas-to-Liquid (Umwandlung von gasförmigen Energieträgern in synthetischen Flüssigkraftstoff)

H

HC Hydrocarbons (Kohlenwasserstoffe)
HCCI Homogeneous Charge Compression Ignition (Homogene Kompressionszündung)
HDO Hydrodeoxygenation (Prozess zur Entfernung von Sauerstoff aus organischen Molekülen)
HDS Hydrodesulfurization (Prozess zur Entfernung von Schwefel aus organischen Molekülen)
HEFA Hydrotreated Esters and Fatty Acids (hydroprozessierte Ester und Fettsäuren)
HFO Heavy Fuel Oil (Schweröl)

HFRR High Frequency Reciprocating Rig (Messwert für die Schmierfähigkeit)
HSFO High Sulfur Fuel Oil (Heizöl mit hohem Schwefelgehalt)
HTL Hydrothermal Liquefaction (hydrothermale Verflüssigung)
HTL-KS Kraftstoff aus der hydrothermalen Verflüssigung (Abbildung 4-2)
HVO Hydrotreated Vegetable Oils (hydroprozessierte Pflanzenöle)

I

IATA International Air Transport Association (Dachverband der Fluggesellschaften)
ICAO International Civil Aviation Organization (Internationale Zivilluftfahrtorganisation)
ICAO-TI ICAO-Technical Instruction (Technische Vorschrift der ICAO)
ICE Internal Combustion Engine (Verbrennungsmotor)
ICE-CI ICE with Compression Ignition (Verbrennungsmotor mit Selbstzündung, Dieselmotor)
ICE-SI ICE with Spark Ignition (Verbrennungsmotor mit Fremdzündung, Ottomotor)
ICEV Internal Combustion Engine Vehicle (Fahrzeug mit Verbrennungsmotor)
IEA International Energy Agency (Internationale Energieagentur)
IFO Intermediate Fuel Oil
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 Seeschiffahrtsorganisation)

IMPCA	Qualitätsstandard für Methanol	KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)	MeFo	Methylformia (Methylmethanoat, Ameisensäuremethylester)	ne	nicht erneuerbar (Abbildung 3-8)
InnoFuels	Innovationsplattform InnoFuels (Forschungsprojekt)	KUP	Kurzumtriebsplantagen	MENA	Middle East and North Africa (Region Nahost und Nordafrika)	NECP	National Energy and Climate Plan (Nationaler Energie- und Klimaplan)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen, auch „Weltklimarat“)	KWST	Kohlenwasserstoffe	MeOH	Methanol	nEHS	nationaler Emissionshandel
IRENA	International Renewable Energy Agency (Internationale Organisation für erneuerbare Energien)	L		MEPC	Marine Environment Protection Committee der IMO (Umweltausschuss der IMO)	NET	negative Emissionstechnologie
ISCC	International Sustainability and Carbon Certification CORSIA for CORSIA eligible fuels (Zertifizierungssystem zur Überprüfung der innerhalb der CORSIA gesetzten Nachhaltigkeitskriterien für den Einsatz nachhaltiger Flugkraftstoffe)	LCA	Life Cycle Assessment (Lebenszyklusanalyse)	MGO	Marine Gas Oil (Marine-Gasöl)	NIR	Nationaler Inventarbericht
ISCC EU	International Sustainability and Carbon Certification for Europe (Zertifizierungssystem zum Nachweis von EU-Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe und strombasierte Kraftstoffe von ISCC)	LH2	Liquefied Hydrogen (Flüssigwasserstoff)	MiRO	MiRO Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG	NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH)
ISO	Internationale Organisation für Normung	Ligno	Lignocellulose (Abbildung 4-2)	MK	Maritimer Kraftstoff (Abbildung 3-8)	NOX	gasförmige Oxide des Stickstoffs (Stickoxide)
ISO/FDIS	Final Draft International Standard von ISO	LIS	Ladeinfrastruktur	MMS-Szenario	Mit-Maßnahmen-Szenario der Treibhausgas-Projektionen für Deutschland	NRMM	Non-Road Mobile Machinery (nicht straßengebundene mobile Maschinen und Geräte)
IUE	Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft der Technischen Universität Hamburg Harburg	LNF	leichte Nutzfahrzeuge	MMT	(Methylcyclopentadienyl)mangantricarbonyl	NRSC	Non-Road Steady Cycle (Stationärer Testzyklus für NRMM)
J		LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssigerdgas)	MN PKI	Methan Number Propane Knock Index	NRTC	Non-Road Transient Cycle (Transienter Testzyklus für NRMM)
Jet A	Flugturbinenkraftstoff	LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier (flüssiger organischer Wasserstoffträger)	Mt	Millionen Tonnen	0	
Jet A-1	Flugturbinenkraftstoff	LPG	Liquefied Petroleum Gas (Flüssiggas)	MTBE	Methyl-tertiär-butylether	OK	Ottokraftstoff (Abbildung 3-8)
JRC	Gemeinsame Forschungsstelle (Joint Research Centre) der Europäischen Kommission	LSFO	Low Sulfur Fuel Oil (Heizöl mit geringem Schwefelgehalt)	MTG	Methanol-to-Gasoline (Umwandlung von Methanol in Ottokraftstoff)	OME	Polyoxymethylendimethylether (kurz: Oxymethylenether)
K		LuftVStG	Luftverkehrsteuergesetz	MTJ	Methanol-to-Jet (Umwandlung von Methanol in Flugkraftstoff)	OME_n	Polyoxymethylendimethylether der Kettenlänge n
k	konventionell (Abbildung 3-8)	LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft)	MTX	Methanol-to-X (Umwandlung von Methanol in einen Energieträger bzw. Stoff)	OVID	Verband der ölsaatenverarbeitenden Industrie in Deutschland e. V.
KIT	Karlsruher Institut für Technologie	M		N		Oxi	Oxidation (Abbildung 4-2)
KS	Kraftstoff (Abbildung 3-8)	M100	Methanolkraftstoff	N/A	nicht verfügbar	P	
KS-Art	Kraftstoffart (Abbildung 3-8)	M3	Benzin mit einem Anteil von 3 % v/v Methanol	N2	Nutzfahrzeug mit einer zulässigen Gesamtmasse zwischen 3,5 und 12 t	PAK	Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz	M5	Benzin mit einem Anteil von 5 % v/v Methanol	N3	Nutzfahrzeug mit einer zulässigen Gesamtmasse über 12 t	PBTL	Power-and-Biomass-to-Liquid (Umwandlung von Strom und Biomasse in flüssige Kraftstoffe) Hinweis: Im Monitoringbericht wird in Zusammenhang mit dem Capenia-Verfahren auch von Power-and-Biogas-to-Liquid gesprochen.
kt	Kilotonnen (1.000 metrische Tonnen)	M85	Benzin mit einem Anteil von 85 % v/v Methanol	Nabisy	nachhaltige-Biomasse-Systeme	PBTX	Power-and-Biomass-to-X (Umwandlung von Strom und Biomasse in einen Energieträger bzw. Stoff)
		MA	Mehrfachanrechnung (Abbildung 3-8)	NawaRo	nachwachsende Rohstoffe		
		MAK	maximale Arbeitsplatzkonzentration	NDC	Nationally Determined Contributions (nationale Klimaschutzbeiträge)		
		MARPOL	International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (Internationales Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe)				
		MDO	Marine Diesel Oil (Marine-Dieselöl)				

PEM	Proton Exchange Membrane (Protonenaustauschmembran)	REDcert	REDcert Gesellschaft zur Zertifizierung nachhaltig erzeugter Biomasse mbH	STP	Standardbedingungen für Temperatur (0 °C) und Druck (1.000 bar)	V	
PEMEL	Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse	Ref	Reforming	SUV	Sport Utility Vehicle (Stadtgeländewagen)	Verg	Vergasung (Abbildung 4-2)
PEMS	Portable Emissions Measurement System (mobile Abgasmesstechnik)	RFS	Renewable Fuel Supply (Substitution von fossilen Brennstoffen)	SynGas	Synthesegas	VKM	Verbrennungskraftmaschine
PFAD	Palm Fatty Acid Destillates (Palm-Fettsäuredestillat)	RID	Regulation concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Rail (Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter)	T		VO	Verordnung
Pkm	Personenkilometer	RNFBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin (erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs)	TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft	W	
Plasma	Plasmanalyse (Abbildung 4-2)	RSB	CORSIA Zertifizierung von RSB - Roundtable on CORSIA Sustainable Biomaterials Association	TCO	Total Cost of Ownership (Gesamtkosten)	WAT	Wax Appearance Temperature (
PÖ	Pflanzenölkraftstoff	RWGS	Reverse Water Gas Shift (umgekehrte Wassergas-Shift; Verfahren zur Herstellung von Wasser aus Kohlendioxid und Wasserstoff)	TEN-V	Transeuropäische Verkehrsnetze	WGS	Water-Gas-Shift (Wassergas-Shift, Verfahren zur Verringerung des Kohlenstoffmonoxid-Anteils in Synthesegas und zur Erzeugung von Wasserstoff)
POME	Palm Oil Mill Effluent (Abwasser aus Palmölmühlen)	Saccha	Saccharide (Abbildung 4-2)	TFZ	Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ)	WHG	Wasserhaushaltsgesetz
ppm	Parts per million (Anteile pro Millionen)	S		THG	Treibhausgasemissionen	WHO	World Health Organization (Weltgesundheitsorganisation)
PSI	Paul-Scherrer-Institut	SAF	Sustainable Aviation Fuel (nachhaltiger Flugkraftstoff)	tkm	Tonnenkilometer	WLTP	Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure (Messverfahren für die Ermittlung von Kraftstoffverbrauch, Reichweite und Emissionen bei Fahrzeugen)
PSO	Palm Sludge Oil (Palmschlammöl)	Sc	Schiene (Abbildung 3-8)	TRBS	Technische Regeln für Betriebssicherheit	WtT	Well-to-Tank („vom Bohrloch bis zum Tank“ als Energiekette bis zur Bereitstellung für das Fahrzeug)
PTG	Power-to-Gas (Umwandlung von Strom in einen gasförmigen Energieträger)	SCR	Selektive Katalytische Reduktion	TRGS	Technische Regeln für Gefahrstoffe	WtW	Well-to-Wheel („vom Bohrloch bis zum Rad“ als geschlossene Energiekette von WtT und TtW)
PTL	Power-to-Liquid (Umwandlung von Strom in flüssigen Kraftstoff)	SDS	Safety Data Sheet (Sicherheitsdatenblatt)	TRL	Technology Readiness Level (Technologie-Reifegrad)	X	
PTX	Power-to-X (Umwandlung von Strom in einen Energieträger bzw. Stoff), Stromfolgeprodukte	SECA	Sulphur Emission Control Area	TtW	Tank-to-Wheel („vom Kraftstofftank bis zum Rad“ als Energiekette im Fahrzeugbau)	XTL	Synthetischer Kraftstoff
PV	Photovoltaik	SIP	Synthetisiertes Iso-Paraffin	TUHH	Technische Universität Hamburg	Z	
Pyro	Pyrolyse (Abbildung 4-2)	SKA	Synthetic Paraffinic Kerosene with Aromatics (synthetisches paraffinisches Kerosin mit Aromaten)	U		ZEV	Zero Emission Vehicle (emissionsfreies Fahrzeug)
R33	Dieselmotorkraftstoff mit 26 % v/v HVO-Diesel und 7 % v/v FAME	SL	Schwarzlaugung (Abbildung 4-2)	UBA	Umweltbundesamt		
R		SMF	Sustainable Marine Fuel (nachhaltiger Schiffskraftstoff)	UCO	Used Cooking Oil (gebrauchtes Speiseöl)		
RCF	Recycled Carbon Fuel (wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoff)	SOEL	Solid Oxide Electrolysis (Festoxidelektrolyse)	UER	Upstream Emission Reduktion		
RDE	Real Driving Emissions (Emissionen im praktischen Fahrbetrieb)	SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Festoxid-Brennstoffzellen)	UK	Vereinigtes Königreich Großbritannien und Nordirland		
REACH	EU-Chemikalienverordnung (EG) 1907/2006	SOX	Schwefeloxid-Emissionen	ULSFO	Ultra-Low Sulphur Fuel Oil (Schwerölkraftstoff mit höchstens 0,1 %-Anteil von Schwefel)		
RED	Renewable Energy Directive (Erneuerbare-Energien-Richtlinie) 2009/28/EG	St	Straße (Abbildung 3-8)	UN	United Nations (Vereinte Nationen)		
RED II	Renewable Energy Directive (Erneuerbare-Energien-Richtlinie) (EU) 2018/2001			UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen)		

Abbildungsverzeichnis

Abbildung Z-1	Graphical Abstract zum Monitoringbericht „Erneuerbare Energien im Verkehr“ 3	Abbildung 2-1	Modal Split der Verkehrsleistung für Personenverkehr 24	Abbildung 2-15	Entwicklung der THG-Emissionen des Verkehrs und des Gesamtinventars 32	Abbildung 3-10	Überblick zu CORSIA..... 44
Abbildung 1-1	Endenergieverbrauch und -bedarf bis 2050 im Verkehr7	Abbildung 2-2	Modal Split der Verkehrsleistung für Güterverkehr 24	Abbildung 2-16	Entwicklung und Zielerreichung der THG-Emissionen in Deutschland 32	Abbildung 3-11	Überblick zur FuelEU Maritime 45
Abbildung 1-2	Referenzraffinerie zur Produktion von erneuerbaren Kraftstoffen, Chemikalien und Kunststoffen 9	Abbildung 2-3	Anteil emissionsfreier Fahrzeug im Pkw-Segment 25	Abbildung 3-1	Übersicht wesentlicher rechtlicher Rahmenbedingungen im Verkehrssektor 34	Abbildung 3-12	Überblick zur 2023 IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships. 46
Abbildung 1-3	Gegenüberstellung von Energiebedarf im Jahr 2045/2050 und Bedarf an Ressourcen und technischen Anlagen zur Bereitstellung von Strom, Wasserstoff und Kraftstoffen gemäß Basisszenario 10	Abbildung 2-4	Anzahl Pkw-Neuzulassungen in Deutschland 25	Abbildung 3-2	Übersicht bestehender rechtlicher Rahmenbedingungen für Kraftstoffproduktion und -handel. 36	Abbildung 3-13	Überblick zum European Emissions Trading System 47
Abbildung 1-4	Relative Änderung des globalen Anlagenbedarfs in den Szenarien #1 bis #6 gegenüber dem Basisszenario 11	Abbildung 2-5	Hochseeschiffe in Bestellung (Welt) ab 2024 26	Abbildung 3-3	Überblick zur überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie..... 37	Abbildung 3-14	Überblick zum Brennstoffemissionshandels-gesetz 48
Abbildung 1-5	Konzeptionelle Entwürfe für elektrische, mit Kerosin und Wasserstoff betriebene Flugzeuge verschiedener Reichweiten17	Abbildung 2-6	Bestand an land- und forstwirtschaftlichen Fahrzeugen in Deutschland 27	Abbildung 3-4	Rahmenbedingungen für den Strombezug erneuerbarer Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs 38	Abbildung 3-15	Überblick zur Energy Taxation Directive 49
Abbildung 1-6	Erneuerbare Optionen zur Energieversorgung des Luftverkehrs basierend auf Biomasse, erneuerbarem Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid. 18	Abbildung 2-7	Fahrzeugspezifischer Energieverbrauch im Güter- und Personenverkehr 28	Abbildung 3-5	Ausgewählte nationale Quoten und Ziele in Europa für die Jahre 2024 und 2030 38	Abbildung 3-16	Überblick zur Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR) 50
Abbildung 1-7	Global dokumentierte (IMO DCS) Biokraftstoffnutzung in der Seeschifffahrt19	Abbildung 2-8	Durchschnittliches Fahrzeugalter, aufgeteilt nach Verkehrsmittel 28	Abbildung 3-6	Überblick zum Bundes-Immissionsschutzgesetz als Umsetzung der RED II ((EU) 2018/2001) in Deutschland 39	Abbildung 3-17	Überblick zur Clean Vehicles Directive (CVD) und zum Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz 52
Abbildung 1-8	Technisch mögliche Antriebsoptionen landwirtschaftlicher Maschinen in den Jahren 2030 und 2045 für unterschiedliche Arbeitserfordernisse 20	Abbildung 2-9	Verfügbarkeit alternativer Kraftstoffe an Tankstellen 29	Abbildung 3-7	Quotennachweis und -handel in Deutschland (Übertragung der Erfüllung der Verpflichtung auf Dritte) 40	Abbildung 3-18	Überblick zu Flottengrenzwerten 53
		Abbildung 2-10	Statistik zu Normal- und Schnellladepunkten im öffentlichen Bereich..... 29	Abbildung 3-8	Ausführliche Formeln zur Berechnung der THG-Quote für Deutschland ab dem Jahr 2022 bzw. gemäß revidierter RED II ab dem Jahr 2023 41	Abbildung 4-1	Gegenüberstellung von Technology Readiness Level (TRL) und Fuel Readiness Level (FRL) 55
		Abbildung 2-11	Bunkerinfrastruktur für LNG in der Schifffahrt 30	Abbildung 3-9	Überblick zur ReFuelEU Aviation 43	Abbildung 4-2	Bereitstellungsoptionen erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr – Darstellung der jeweiligen Ressourcen, Verfahren, Technologiereifegrade (TRL) und resultierenden Energieträger 56
		Abbildung 2-12	Endenergieverbrauch Verkehr Welt 30			Abbildung 4-3	Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Ethanol aus zucker-, stärke- und lignocellulosehaltigen Ressourcen 57
		Abbildung 2-13	Endenergieverbrauch im Verkehr EU-27 31			Abbildung 4-4	Schematische Darstellung des Alcohol-to-Jet-Verfahrens 58
		Abbildung 2-14	Endenergieverbrauch im Verkehr Deutschland. 31				

Abbildung 4-5	Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Biogas und entsprechenden Folgeprodukten 59	Abbildung 4-14	Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Methan via katalytischer Methanisierung 69	Abbildung 5-4	Ressourcen zur Nutzung (Deutschland) und Produktion (Europa, weltweit) von FAME und HVO-Diesel im Jahr 2023 82	Abbildung 5-15	Bereitstellung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen weltweit, Europa und Deutschland 89
Abbildung 4-6	Schematische Darstellung einer industriellen Produktionsroute zur Bereitstellung von Pflanzenöl 60	Abbildung 4-15	Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Methanol und ausgewählter Folgeprodukte 69	Abbildung 5-5	Ressourcen zur Nutzung (Deutschland) und Produktion (Europa, weltweit) von Bioethanol im Jahr 2023 83	Abbildung 5-16	Technisches Ressourcenpotenzial von CO ₂ -Punktquellen weltweit, in Europa und in Deutschland 90
Abbildung 4-7	Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von FAME 61	Abbildung 4-16	Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Ammoniak mittels biogener Ressourcen 71	Abbildung 5-6	Biokraftstoffe aus fortschrittlichen und abfallbasierten Ressourcen 83	Abbildung 5-17	Technisches Potenzial der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 90
Abbildung 4-8	Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von HVO/HEFA-Kraftstoffen 62	Abbildung 4-17	Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von HTL-Kraftstoffen 71	Abbildung 5-7	Herkunft der Biomassen für in Deutschland genutzte Kraftstoffe in den Jahren 2020 bis 2023 in PJ 84	Abbildung 5-18	Technisches Potenzial der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weltweit 91
Abbildung 4-9	Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyseverfahren aus Salz- bzw. Süßwasser 63	Abbildung 4-18	Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Pyrolyse-Biocrude und Folgeprodukten 72	Abbildung 5-8	Genutzte Biokraftstoffmengen nach ihrer Ressourcenbasis für die EU-27 im Jahr 2022 84	Abbildung 5-19	CO ₂ -Gesamtemissionen und Anteil prozessbedingter CO ₂ -Emissionen verschiedener Industriesektoren in Deutschland für das Jahr 2017 91
Abbildung 4-10	Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Synthesegas mittels thermochemischer Vergasung 64	Abbildung 4-19	Potenzielle Orte der Mitraffination von biogenen Ressourcen in fossilen Raffinerien, stark vereinfachte Beispieldarstellung mit Fokus auf Kraftstoffproduktion 74	Abbildung 5-9	Anteile erneuerbarer Energieträger am Verbrauch im Verkehrssektor für die Jahre 2024 bis 2050 85	Abbildung 5-20	Verteilung der CO ₂ -Emissionen verschiedener Industriesektoren in Deutschland im Jahr 2017 92
Abbildung 4-11	Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Kohlenstoffdioxid aus diffusen und punktuellen Quellen 65	Abbildung 4-20	Schematische Darstellung der Produktionsroute zur Bereitstellung von erneuerbarem Methan in der Pilotanlage des Projekts „Pilot-SBG“ 75	Abbildung 5-10	Gegenüberstellung von Produktionskapazitäten, Ressourcenbasis und Bedarfsmengen (Szenarien) für Biokraftstoffe in der EU in den Jahren 2023, 2030 und 2050 86	Abbildung 5-21	Verteilung der CO ₂ -Emissionen verschiedener Industriesektoren in Deutschland im Jahr 2050 92
Abbildung 4-12	Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Synthesegas auf Basis von Strom und Wärme mittels umgekehrter Wassergas-Shift-Reaktion (RWGS; oben) und Co-Elektrolyse (unten) 67	Abbildung 4-21	Pilotanlage des Projekts „Pilot-SBG“ 76	Abbildung 5-11	Hierarchie und Überschneidungen der unterschiedlichen Kategorien von Ressourcenpotenzialen im Allgemeinen (links) und spezifisch für Biomasse (rechts) 87	Abbildung 5-22	Biogene CO ₂ -Punktquellen in Deutschland aufgeteilt nach Bundesländern 93
Abbildung 4-13	Schematische Darstellung einer Produktionsroute zur Bereitstellung von Kraftstoffen mittels Fischer-Tropsch-Synthese 68	Abbildung 5-1	Ressourcen zur Produktion erneuerbarer Kraftstoffe 78	Abbildung 5-12	Vergleich von Biomassepotenzialen für Deutschland anhand unterschiedlicher Studien 88	Abbildung 5-23	Biogene CO ₂ -Punktquellen weltweit 94
		Abbildung 5-2	Multi-Produkt-System am Beispiel der Verwertung von Zuckerrohr 80	Abbildung 5-13	Vergleich von Biomassepotenzialen für die EU anhand unterschiedlicher Studien 88	Abbildung 5-24	Potenzial für PTG (Methan) in Deutschland und Europa basierend auf CO ₂ -Punktquellen in 2017 98
		Abbildung 5-3	Kreislaufwirtschaft am Beispiel von Pflanzenöl 81	Abbildung 5-14	Verfügbares Bioressourcenpotenzial aufgeteilt nach Hauptrohstoffkategorien weltweit 89	Abbildung 5-25	Potenzial für PTL (Methanol) in Deutschland und Europa basierend auf CO ₂ -Punktquellen in 2017 98

Abbildung 5-26	Potenziale und Bedarfe sowie daraus resultierende Herausforderungen entlang der Bereitstellungs- und Nutzungskette von erneuerbaren Energieträgern und Kraftstoffen für den Verkehrssektor 99	Abbildung 6-9	Erneuerbarer Wasserstoff – weltweite Produktionskapazitäten in bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2024 105	Abbildung 6-21	Biokraftstoffnutzung in Deutschland 111	Abbildung 9-1	Vereinfachte Darstellung zur Definition der Systemgrenzen bei der ökonomischen Bilanzierung 146
Abbildung 6-1	Weltweiter Endenergieverbrauch im Verkehrssektor aufgeteilt nach Energiequellen für die Jahre 1990 und 2021 102	Abbildung 6-10	Weitere erneuerbare Kraftstoffoptionen – weltweite Produktionskapazitäten von bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2024 105	Abbildung 6-22	Monatlicher Preis und Verbräuche von Benzin (E27) und Bioethanol (E100) in Brasilien zwischen 2002 und 2024 112	Abbildung 9-2	Preisentwicklung von Bioethanol und fossilem Benzin (Großhandelspreise ohne Steuern) 146
Abbildung 6-2	Bioethanol – weltweite, europäische und deutsche Produktionskapazitäten im Jahr 2024 103	Abbildung 6-11	Entwicklung weltweit produzierter Biokraftstoffmengen 106	Abbildung 7-1	Kraftstoffoptionen für Straßenfahrzeuge neben EN 228-Benzin (E0, E5, E10) und EN 590-Diesel (B7) 114	Abbildung 9-3	Preisentwicklung von verschiedenen Pflanzenölen und Derivaten, Altspeiseöl (UCO) und Tierfett sowie von Biodiesel (FAME, UCO), Methanol und fossilem Diesel 147
Abbildung 6-3	Lignocellulose-Ethanol – weltweite, europäische und deutsche Produktionskapazitäten im Jahr 2024 103	Abbildung 6-12	Bioethanol zur Nutzung als Kraftstoff – weltweite und europäische Produktionsmengen im Jahr 2023 106	Abbildung 7-2	Kolben mit Kraftstoff während der Siedekurvenbestimmung 118	Abbildung 9-4	Gestehungskosten etablierter Konversionspfade für HEFA und HVO, sowie Bioethanol aus Lignocellulose 147
Abbildung 6-4	Biodiesel (FAME) – weltweite, europäische und deutsche Produktionskapazitäten im Jahr 2024 103	Abbildung 6-13	Biodiesel (FAME) – weltweite und europäische Produktionsmengen im Jahr 2023 107	Abbildung 7-3	Kupferstreifen vor der Referenzskala für den Test zur Korrosion auf Kupfer 119	Abbildung 9-5	Energiekostenvergleich 148
Abbildung 6-5	HEFA-Kraftstoffe (inkl. Mitraffination) – weltweite und europäische Produktionskapazitäten im Jahr 2024 sowie geplante Anlagenerweiterungen bis zum Jahr 2030 103	Abbildung 6-14	HVO/HEFA-Diesel – weltweite Produktionsmengen im Jahr 2023 107	Abbildung 7-4	Farbumschlag bei der Titration zur Bestimmung der Säurezahl 120	Abbildung 9-6	Gestehungskosten kommender Energieträger für den Straßenverkehr 148
Abbildung 6-6	Biomethan – weltweite und europäische Produktionskapazitäten in bestehenden Anlagen im Jahr 2024 104	Abbildung 6-15	Bioethanol – Handelsbilanz, Darstellung enthält auch stofflich genutztes Bioethanol 108	Abbildung 7-5	Warnsymbol bei Hochvolt-Kennzeichnung von elektrisch betriebenen Fahrzeugen 126	Abbildung 9-7	Gestehungskosten kommender Wasserstoffproduktionsverfahren 149
Abbildung 6-7	Bio-LNG – weltweite und europäische Produktionskapazitäten in bestehenden, im Bau befindlichen und geplanten Anlagen im Jahr 2024 104	Abbildung 6-16	Biodiesel (FAME) – Handelsbilanz 108	Abbildung 7-6	Entwicklung von E85-Kraftstoff in Frankreich 131	Abbildung 9-8	Gestehungskosten kommender Flugkraftstoffe 149
Abbildung 6-8	Erneuerbares Kerosin – weltweite und europäische Produktionskapazitäten in bestehenden und geplanten Anlagen im Jahr 2024 105	Abbildung 6-17	HVO/HEFA-Diesel – Handelsbilanz 109	Abbildung 8-1	Bilanzgrenzen der Treibhausgasbilanzierung gemäß IPCC und revidierter RED II 134		
		Abbildung 6-18	Produktionsländer für Biokraftstoffe aus biogenen Hauptprodukten zur Erfüllung der deutschen THG-Quote im Jahr 2023 110	Abbildung 8-2	THG-Emissionen kommerziell verfügbarer Kraftstoffe 139		
		Abbildung 6-19	Produktionsländer für Biokraftstoffe aus biogenen Abfall- und Reststoffen zur Erfüllung der deutschen THG-Quote im Jahr 2023 110	Abbildung 8-3	THG-Emissionen kommender Energieträger 140		
		Abbildung 6-20	Nutzung erneuerbarer Energieträger im Jahr 2022 111	Abbildung 8-4	Lebenszyklus-THG-Emissionen eines Pkw der Kompaktklasse 143		
				Abbildung 8-5	Lebenszyklus-THG-Emissionen eines 40-t-Lkw 143		

Tabellenverzeichnis

Tabelle Z-1	Bewertungskriterien für Abbildung Z-1 4	Tabelle 2-12	Bestand land- und forstwirtschaftliche Zugmaschinen 27	Tabelle 5-5	Mengen- (in Millionen Tonnen Öleinheiten, Mtoe) und Substitutionspotenzial (in %) biomassebasierter (Zwischen-) Produkte gegenüber Inlandsablieferungen von Mineralölprodukten in Deutschland 2022 97	Tabelle 7-6	Sicherheitsrelevante Kenndaten für paraffinische Kraftstoffe (HVO- und FT-Diesel) 124
Tabelle 1-1	Kraftstoffbedarf für die Jahre 2045 bzw. 2050 aufgeteilt nach Verkehrsart 7	Tabelle 2-13	Bestand Baumaschinen und Baugeräte 27	Tabelle 5-6	Gesamtsubstitutionspotenzial biomassebasierter (Zwischen-)Produkte gegenüber Inlandsablieferungen von Mineralölprodukten in Deutschland (Referenzjahr 2022) 97	Tabelle 7-7	Sicherheitsrelevante Kenndaten für FAME (B100) 124
Tabelle 1-2	Technologiespezifische Anlagenkapazitäten für Kraftstoffe 8	Tabelle 2-14	Weltweiter Endenergieverbrauch im Verkehr 31	Tabelle 5-7	Mengen- (in Millionen Tonnen Öleinheiten, Mtoe) und Substitutionspotenzial (in %) biomassebasierter (Zwischen-) Produkte gegenüber Raffinerieoutput von Mineralölprodukten in der Europäischen Union (Referenzjahr 2021) 98	Tabelle 7-8	Sicherheitsrelevante Kenndaten für Dieselmische mit FAME, HVO- und FT-Diesel (B7, B10, B20, B30 und R33) 125
Tabelle 1-3	Basisszenario für den Energiebedarf im Jahr 2045/2050 und den Bedarf an erneuerbaren Ressourcen und technischen Anlagen zur Bereitstellung von Strom, Wasserstoff und Kraftstoffen 10	Tabelle 2-15	Endenergieverbrauch im Verkehr in der EU-27 31	Tabelle 5-8	Gesamtsubstitutionspotenzial biomassebasierter (Zwischen-) Produkte bezogen auf erzeugte Raffinerieprodukte in der Europäischen Union (Referenzjahr 2021) 98	Tabelle 7-9	Sicherheitsrelevante Kenndaten für Pflanzenölkraftstoff (PÖ) 125
Tabelle 1-4	THG-Reduktionsziele in der EU nach FuelEU Maritime 19	Tabelle 2-16	Endenergieverbrauch im Verkehr in Deutschland 31	Tabelle 5-9	Qualitative Potenzialeinordnung erneuerbarer Ressourcen für Energieträger im Verkehrssektor in Europa 101	Tabelle 7-10	Sicherheitsrelevante Kenndaten für Jet A-1 Kerosin mit Anteilen von FT-, HEFA- oder ATJ-SPK 125
Tabelle 2-1	Unterteilung Fahrzeuge nach Verkehrsmittel 23	Tabelle 2-17	Treibhausgasinventar 32	Tabelle 7-1	Energieträger eingeteilt nach Antriebskonzepten 116	Tabelle 7-11	Sicherheitsrelevante Kenndaten für Methan (CNG, LNG) 126
Tabelle 2-2	Personenverkehrsnachfrage 23	Tabelle 3-1	Zulässige Jahresgesamtemissionsmengen und Richtwerte für den Verkehrssektor von 2024 bis 2030 gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz 36	Tabelle 7-2	Kraftstoffoptionen ohne europäische oder deutsche Normungsaktivitäten, ohne Anspruch auf Vollständigkeit 116	Tabelle 7-12	Sicherheitsrelevante Kenndaten für Wasserstoff 126
Tabelle 2-3	Güterverkehrsnachfrage 24	Tabelle 3-2	Beispiel einer Anrechnung gemäß revidierter RED II für den Straßen- und Schienenverkehr auf Basis der Werte für Deutschland aus dem Jahr 2022 43	Tabelle 7-3	Sicherheitsrelevante Kenndaten für Ethanol (E100) 122	Tabelle 7-13	Kompatibilität von erneuerbaren Kraftstoffen mit bestehender Infrastruktur 127
Tabelle 2-4	Bestand Krafträder 24	Tabelle 3-3	Zeitlicher Ablauf der Entstehung europäischer Richtlinien und deren Umsetzung in nationales Recht am Beispiel der RED II 52	Tabelle 7-4	Sicherheitsrelevante Kenndaten für Methanol (M100) 123	Tabelle 7-14	Maximale Beimischungsmengen alternativer Kraftstoffe zu etablierten Kraftstoffen 129
Tabelle 2-5	Bestand Pkw 24	Tabelle 5-1	Zukünftige Rohstoffbedarfe für Biokraftstoffe in der EU gemäß Impact Assessments der FuelEU Maritime und ReFuelEU Aviation (in Millionen Tonnen) 87	Tabelle 7-5	Sicherheitsrelevante Kenndaten für Benzingemische mit Ethanol (E5, E10, E85) 123	Tabelle 7-15	Typische Energiedichten von verschiedenen Energieträgern und deren Blends 130
Tabelle 2-6	Bestand Nutzfahrzeuge 26	Tabelle 5-2	Anbaufläche für Bioenergiepflanzen in Deutschland von 2015 bis 2023 in 1.000 ha 89			Tabelle 7-16	Kompatibilität von ausgewählten Reinkraftstoffen gegenüber konventionellen Verbrennungskraftmaschinen 131
Tabelle 2-7	Bestand Busse 26	Tabelle 5-3	CO ₂ -Emissionen nach Industriesektor in Europa für das Jahr 2017 93			Tabelle 8-1	Treibhauspotenziale der in der revidierten RED II berücksichtigten Treibhausgase 137
Tabelle 2-8	Bestand Luftfahrzeuge 26	Tabelle 5-4	Geeignete industrielle CO ₂ -Quellen (> 0,1 Mio. t/a CO ₂) für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen in Europa im Jahr 2016 94			Tabelle 8-2	Treibhauspotenziale der bei ICAO CORSIA berücksichtigten Treibhausgase 138
Tabelle 2-9	Bestand Binnenschiffe 26					Tabelle 8-3	Treibhauspotenziale der in den IMO LCA-Richtlinien berücksichtigten Treibhausgase 138
Tabelle 2-10	Bestand Hochseeschiffe 27						
Tabelle 2-11	Bestand Schienenfahrzeuge 27						

Literaturverzeichnis

37. BImSchV (2020): Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote). 37. BImSchV vom 21.12.2020. In: *BGBl (Heft I Nr. 65)*, S. 3138.
- 4AIR (2024): SAF Map. Hg. v. 4AIR. Online verfügbar unter <https://www.4air.aero/saf-map>, zuletzt geprüft am 02.07.2024.
- 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.
- ACEA (2023): Average age of the EU vehicle fleet, by country. Hg. v. ACEA. Online verfügbar unter <https://www.acea.auto/figure/average-age-of-eu-vehicle-fleet-by-country/>, zuletzt geprüft am 02.07.2024.
- 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.
- AFDC (2024): Natural Gas Fueling Station Locations. Hg. v. Alternative Fuels Data Center. Online verfügbar unter <https://afdc.energy.gov/fuels/natural-gas-locations#/find/nearest>, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- 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 Think Tanks (2024): Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung. Von der Zielsetzung zur Umsetzung. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE-KNDE_Update/A-EW_344_Klimaneutrales_Deutschland_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 28.10.2024.
- Agora Verkehrswende (2024): Letzte Chance für 15 Millionen E-Autos bis 2030. Online verfügbar unter https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2024/15-Millionen-Ziel-China_mit-BCG/118_BCG-Studie_Elektroautos_Langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- 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.
- AGQM (2024): Freigabenlisten für Nutzfahrzeuge und in der Binnenschifffahrt. Hg. v. AGQM Arbeitsgemeinschaft Qualitätsmanagement Biodiesel e.V. Online verfügbar unter <https://www.agqm-biodiesel.de/f-und-e/freigaben>, zuletzt geprüft am 20.08.2024.
- 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 BP (03.2023): bp's Castellón refinery celebrates first sale of ISCC EU SAF. Online verfügbar unter https://www.bp.com/en/global/air-bp/news-and-views/air-bp-news/bps_castellon_refinery_celebrates_first_sale_of_ISCC_EU_SAF.html, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- Air BP (2000): Handbook of Products. Hg. v. Air BP. Online verfügbar unter <http://large.stanford.edu/courses/2023/ph240/wu1/docs/air-bp-2000.pdf>, zuletzt geprüft am 24.09.2024.
- Air Liquide (2021): Glycerindestillation und -bleichung. Erzeugung von Glycerin in Pharmaqualität. Erzeugung von Glycerin in Pharmaqualität. Online verfügbar unter <https://www.engineering-airliquide.com/de/glycerindestillation-und-bleichung>, zuletzt geprüft am 20.10.2021.
- 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.
- Airtable (2024): Grid view. Motorcycles. Motorcycles. Online verfügbar unter <https://airtable.com/appLqIPODNEvVqoOr/shrPgTiFCSLt27w5x/tblmZfgW9vnE4IKSw>, zuletzt geprüft am 21.05.2024.
- 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.
- Al-Mamoori, Ahmed; Krishnamurthy, Anirudh; Rownaghi, Ali A.; Rezaei, Dr. Fateme (2017): Carbon Capture and Utilization Update. In: *Energy Technology*, 5 (2017), 6, S. 834-849
- 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.
- Alberta Pacific (2024): Bio-Methanol. Online verfügbar unter <https://alpac.ca/products/bio-methanol/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 03.09.2024.
- 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.
- Albrecht, Uwe; Schmidt, Patrick R.; Weindorf, Werner: Results of the FVV Fuel Study. Future Fuels for Combustion Engines & Gas Turbines. Future Fuels for Combustion Engines & Gas Turbines, zuletzt geprüft am 12.10.2021.
- 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.
- Alco Energy Rotterdam (2024): About us. Online verfügbar unter <https://www.alcoenergy.com/en/over-ons/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 02.07.2024.
- 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.

- Allekotte, Michel; Bergk, Fabian; Biermann, Kirsten; Deregowski, Carolin; Knörr, Wolfram; Althaus, Hans-Jörg et al. (2019): Ökologische Bewertung von Verkehrsarten. Abschlussbericht. TEXTE 156/2020. Hg. v. Umweltbundesamt. Abschlussbericht. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_156-2020_oekologische_bewertung_von_verkehrsarten_0.pdf, zuletzt geprüft am 03.05.2024.
- 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 (2014): Techno-economic analysis of ammonia production via integrated biomass gasification. In: *Applied Energy* 130, S. 484–490. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.02.029.
- André Beck (2024): FlexDME. Online verfügbar unter <https://flexdme.de/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 22.08.2024.
- 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.
- AQ Ampere (2024): Schnelle Genehmigungen für PV Freiflächen | Unser Fazit. Online verfügbar unter <https://www.aq-ampere.de/solarpark-bauen/>, zuletzt geprüft am 29.10.2024.
- Aral AG (2022a): 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/221118/SGY2181_DE_DE.pdf, zuletzt geprüft am 21.10.2024.
- Aral AG (2022b): 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/SGY2192_Aral_Super_E5_E10_SuperPlus98_en.pdf, zuletzt geprüft am 21.10.2024.
- 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.
- Artz, Jens; Braun-Unkloff, Marina; Eiden, Simon; Feldhoff, Sebastian; Fischer, Jürgen; Görsch, Kati et al. (2023): Normkonformität und Materialverträglichkeit alternativer Kraftstoffe. Fact Sheets. Hg. v. DECHEMA, Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie. Fact Sheets. Online verfügbar unter https://dechema.de/normkraft/_/2023_NormAKraft%20Fact%20Sheets.pdf, zuletzt geprüft am 20.08.2024.
- 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-mediacycenter.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 (2023): Umweltbonus Elektromobilität. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Elektromobilitaet/elektromobilitaet_node.html, zuletzt geprüft am 17.10.2024.
- Bajohr, Siegfried (2024a): Dreiphasen-Methanisierung (Power-to-Gas). Online verfügbar unter https://www.elab2.kit.edu/img/Fact%20Sheets/Fact-Sheet-P2G-3PM_DE.pdf, zuletzt geprüft am 02.09.2024.
- Bajohr, Siegfried (2024b): Waben-Methanisierung (Power-to-Gas). Online verfügbar unter file:///C:/Users/shauschild/Desktop/Report%2044%20Literatur/Fact-Sheet-P2G-Wabenmethanisierung_DE.pdf, zuletzt geprüft am 02.09.2024.
- Bann, Seamus J.; Malina, Robert; Staples, Mark D.; Suresh, Pooja; Pearlson, Matthew; Tyner, Wallace E. et al. (2017): The costs of production of alternative jet fuel: A harmonized stochastic assessment. In: *Bioresource technology* 227, S. 179–187. DOI: 10.1016/j.biortech.2016.12.032.
- Barnard, Michael (2024): Hydrogen Refueling Station Closures In Multiple Countries More Painful News For Hydrogen Proponents. Hg. v. CleanTechnica. Online verfügbar unter <https://cleantechnica.com/2024/02/08/hydrogen-refueling-station-closures-in-multiple-countries-more-painful-news-for-hydrogen-proponents/>, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- 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 (2018): LanzaTech Inc. Unter Mitarbeit von Irene Yang. Online verfügbar unter https://www.basf.com/global/de/who-we-are/organization/group-companies/BASF_Venture-Capital/portfolio/LanzaTech-Inc, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 07.10.2024.
- 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.
- BASF (2022): Innovative Verfahren für eine klimafreundliche Chemie. Online verfügbar unter <https://bericht.basf.com/2021/de/aktionaere/basf-am-kapitalmarkt/methanpyrolyse.html>, zuletzt aktualisiert am 2022, zuletzt geprüft am 22.08.2024.
- Baudouin, David; Salionov, Daniil; Vogel, Frédéric; Bjelić, Saša (2021): Advanced Analytical Study of Process Streams for a Rational Optimization of Hydrothermal Gasification. In: *ACS Eng. Au* 29, S. 269. DOI: 10.1021/acsengineeringau.1c00010.
- Bauer, Christian; Mutel, Chris; Cox, Brian; Zhang, Xiaojin; Treyer, Karin; Sacchi, Romain (2021): PSI calculator. Hg. v. Paul Scherrer Institut. Online verfügbar unter <https://calculator.psi.ch/>, zuletzt geprüft am 12.10.2021.
- Bauer, Lucas (2025a): GE Vernova GE Haliade-X 12 MW - 12,00 MW. Online verfügbar unter <https://www.wind-turbine-models.com/turbines/1809-ge-vernova-ge-haliade-x-12-mw>, zuletzt geprüft am 02.02.2025.
- Bauer, Lucas (2025b): Siemens Gamesa SG 14-222 DD - 14,00 MW. Online verfügbar unter <https://www.wind-turbine-models.com/turbines/2266-siemens-gamesa-sg-14-222-dd>, zuletzt geprüft am 02.02.2025.
- Bauer, Lucas (2025c): Siemens SWT-3.6-120 Offshore - 3,60 MW. Online verfügbar unter <https://www.wind-turbine-models.com/turbines/669-siemens-swt-3.6-120-offshore>, zuletzt geprüft am 02.02.2025.
- Bauer, Lucas (2025d): Vestas V164-8.0 - 8,00 MW. Online verfügbar unter <https://www.wind-turbine-models.com/turbines/318-vestas-v164-8.0>, zuletzt geprüft am 02.02.2025.
- 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 04.09.2024.
- BDBe (2022): Verfahren. Online verfügbar unter <https://www.bdbe.de/bioethanol/bioraffinerie>, zuletzt geprüft am 06.08.2024.
- BDBe (2024): Hersteller von Bioethanol in Deutschland. Hg. v. BDBe. Online verfügbar unter <https://www.bdbe.de/bioethanol/hersteller>, zuletzt geprüft am 09.08.2024.
- 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.
- bdew (2023): Erdgas. Zahlen, Daten, Fakten. Hg. v. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Zahlen, Daten, Fakten. Online verfügbar unter https://www.gewerbegas.info/wp-content/uploads/2023/08/Zahlen_und_Fakten_Erdgas.pdf, zuletzt geprüft am 24.09.2024.

- BDOel (2024): Website. Online verfügbar unter <https://www.bdoel.de/der-verband/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 29.10.2024.
- Beach, Jeff (2021): Gevo investing in corn-based aviation fuel, including restart of Minnesota plant. Online verfügbar unter <https://www.agweek.com/business/gevo-investing-in-corn-based-aviation-fuel-including-restart-of-minnesota-plant>, zuletzt aktualisiert am 09.11.2021, zuletzt geprüft am 04.07.2024.
- Becattini, Viola; Gabrielli, Paolo; Mazzotti, Marco (2021): Role of Carbon Capture, Storage, and Utilization to Enable a Net-Zero CO₂-Emissions Aviation Sector. In: *Ind. Eng. Chem. Res.* 60 (18), S. 6848–6862. DOI: 10.1021/acs.iecr.0c05392.
- Benajes, Jesús; García, Antonio; Monsalve-Serrano, Javier; Martínez-Boggio, Santiago (2020): Potential of using OME_x 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.
- Bernabeu, Victor (2024): Overview of biofuels policies and markets for road transport across the EU. Online verfügbar unter <https://www.epure.org/wp-content/uploads/2024/06/240618-DEF-REP-Overview-Report-June-2024.pdf>, zuletzt geprüft am 04.09.2024.
- Bessette, Andrew P.; Teymouri, Ali; Martin, Mason J.; Stuart, Ben J.; Resurreccion, Eleazer P.; Kumar, Sandeep (2018): Life Cycle Impacts and Techno-economic Implications of Flash Hydrolysis in Algae Processing. In: *ACS Sustainable Chem. Eng.* 6 (3), S. 3580–3588. DOI: 10.1021/acssuschemeng.7b03912.
- Bettenhausen, Craig (2024): Fulcrum BioEnergy abandons trash-to-fuel plant in Nevada. The waste gasification start-up abruptly laid off most staff in mid-May. Online verfügbar unter <https://cen.acs.org/energy/Fulcrum-BioEnergy-abandons-trashfuel-plant/102/web/2024/06>, zuletzt geprüft am 27.08.2024.
- 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.
- Bezergianni, Stella; Dimitriadis, Athanassios; Kikhtyanin, Oleg; Kubička, David (2018): Refinery co-processing of renewable feeds. In: *Progress in Energy and Combustion Science* 68, S. 29–64. DOI: 10.1016/j.pecs.2018.04.002.
- BFT (2023a): Autogastankstellen in Deutschland. Hg. v. BFT. Online verfügbar unter <https://www.bft.de/daten-und-fakten/autogastankstellen-deutschland>, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- BFT (2023b): Entwicklung der Tankstellenanzahl in Deutschland. Hg. v. BFT. Online verfügbar unter <https://www.bft.de/daten-und-fakten/entwicklung-tankstellenanzahl>, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- BFT (2023c): Erdgastankstellen in Deutschland. Hg. v. BFT. Online verfügbar unter <https://www.bft.de/daten-und-fakten/erdgas-tankstellen-deutschland>, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- BFT (2023d): Wasserstofftankstellen. Hg. v. BFT. Online verfügbar unter <https://www.bft.de/daten-und-fakten/wasserstofftankstellen>, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- 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.
- BioCirc Group (2024): Plants and Projects. Online verfügbar unter <https://biocirc.com/plants-and-projects>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 22.08.2024.
- Bioenergy International (10.01.2020): Fortum completes Joensuu CHP plant divestment to Savon Voima. Online verfügbar unter <https://bioenergyinternational.com/fortum-completes-joensuu-chp-plant-divestment-savon-voima/>, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- 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): 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.
- Bioökonomie.de (23.08.2024): Corden BioChem übernimmt Betrieb von ehemaliger Clariant-Bioraffinerie. Online verfügbar unter <https://biooekonomie.de/nachrichten/neues-aus-der-biooekonomie/corden-biochem-uebernimmt-betrieb-von-ehemaliger-clariant>, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- BioRefineries Blog (2018): euglena completes the construction of its demonstration plant to produce renewable fuels in Japan. Online verfügbar unter <https://biorrefineria.blogspot.com/2018/11/euglena-completes-construction-of-its-demonstration-plant-to-produce-renewable-fuels-japan-HVO-algal-bio-refinery.html>, zuletzt geprüft am 27.09.2022.
- BIOZIN (05.05.2023): Biozin-projektet stanset – vurderer alternativer. Online verfügbar unter <https://biozin.no/biozin-projektet-stanset-vurderer-alternativer/>, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- Bisotti, Filippo; Hoff, Karl Anders; Mathisen, Anette; Hovland, Jon (2024): Direct Air capture (DAC) deployment: A review of the industrial deployment. In: *Chemical Engineering Science* 283, S. 119416. DOI: 10.1016/j.ces.2023.119416.
- 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/Shared-Docs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2011.pdf, 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, 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/Shared-Docs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2013.pdf, 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/Shared-Docs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2014.pdf, 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/Shared-Docs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2015.pdf, 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, 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, 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): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2020. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Hg. v. Bundesministerium 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, zuletzt geprüft am 04.01.2022.
- BLE (2021b): 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/Biomassecodenliste.xlsx>, zuletzt geprüft am 13.01.2022.
- BLE (2023): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2021. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2021.html, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- BLE (2024a): Annex IX - Herstellungswege Quotenjahr 2021 und 2022 (2024). E-Mail an DBFZ.
- BLE (2024b): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2022. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Hg. v. Bundesministerium für Landwirtschaft und Ernährung. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2022.pdf, zuletzt geprüft am 09.08.2024.
- BLE (2024c): Kraftstoff Nabisy-Biomassearten. Hg. v. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Online verfügbar unter <https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Nabisy/Biomassearten.xlsx>.
- BLE (2024d): Nutzung von Biokraftstoffen in 2023 nach Art, Herkunft, Herstellungsort und Emissionen (2024). E-Mail und Excel-Datei an DBFZ.
- BLE (2024e): Nutzung von Biokraftstoffen in 2023 nach Art, Herkunft, Herstellungsort und Emissionen (2024). E-Mail und Excel-Datei an DBFZ.
- BloombergNEF (2023): Electric Vehicle Outlook 2023.
- 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.
- BMBF (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Online verfügbar unter https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/DE/20/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt aktualisiert am 11.11.2024, zuletzt geprüft am 11.11.2024.
- BMDV (2021a): Bekanntmachung der Förderrichtlinie „Öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland“. Online verfügbar unter <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/foerderrichtlinie-oeffentlich-zugaengliche-ladeinfrastruktur.html>, zuletzt aktualisiert am 23.07.2021, zuletzt geprüft am 17.10.2024.
- BMDV (2021b): Bekanntmachung der Förderrichtlinie für Maßnahmen der Forschung, Entwicklung und Innovation im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie Phase II (Schwerpunkt Nachhaltige Mobilität). Förderprogramm. Förderprogramm. Online verfügbar unter https://www.ptj.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/2852/live/lw_bekdoc/bmvi_nip_foerderrichtlinie_fei_20210727.pdf, zuletzt aktualisiert am 05.07.2021, zuletzt geprüft am 18.10.2024.
- BMDV (2022): Masterplan Ladeinfrastruktur II der Bundesregierung. Online verfügbar unter https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur-2.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 11.11.2024.
- BMDV (2024a): Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge (Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz). Online verfügbar unter <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/clean-vehicles-directive.htm>, zuletzt aktualisiert am 01.11.2024, zuletzt geprüft am 01.11.2024.
- BMDV (2024b): Verkehr in Zahlen 2023/2024. Online verfügbar unter <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/verkehr-in-zahlen23-24-excel.xlsx>, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- BMEL (2021): Landwirtschaft. Tabellen Kapitel C, H.II und H.III des Statistischen Jahrbuchs. Tabellen Kapitel C, H.II und H.III des Statistischen Jahrbuchs. Online verfügbar unter <https://www.bmel-statistik.de/landwirtschaft/tabellen-kapitel-c-hii-und-hiii-des-statistischen-jahrbuchs>, zuletzt geprüft am 28.10.2021.
- 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>, zuletzt geprüft am 15.10.2021.
- BMUV (2023a): Bekanntmachung der Schätzwerte der anrechenbaren energetischen Menge elektrischen Stroms für ein reines Batterieelektrofahrzeug gemäß § 7 Absatz 3 der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminde rung bei Kraftstoffen. In: Bundesanzeiger. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/banz_at_28.08.2023_b2.pdf, zuletzt geprüft am 01.11.2024.
- BMUV (2023b): Kurzpapier: Maßnahme zur Verringerung des Anteils von Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen in Folge des Ukraine-Krieges. Online verfügbar unter <https://www.klimareporter.de/images/dokumente/2023/01/230118-arbeitspapier-eckpunkte-agrokraftstoffe.pdf>, zuletzt geprüft am 10.09.2024.
- BMUV (2024): BMUV setzt UER-Anrechnungssystem nach Verdachtsfällen aus. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz. Online verfügbar unter <https://www.bmuv.de/pressemitteilung/bmuv-setzt-uer-anrechnungssystem-nach-verdachtsfaellen-aus>, zuletzt aktualisiert am 30.08.2024, zuletzt geprüft am 04.09.2024.
- 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, zuletzt aktualisiert am 08/2015, zuletzt geprüft am 28.10.2021.

- 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>, zuletzt geprüft am 21.10.2021.
- BMVI (2021): 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>, 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>, zuletzt geprüft am 04.09.2024.
- BMWK (2021-2024): Energiekostenvergleich für Pkw. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/2021-08-pkw-energiekostenvergleich.html>, zuletzt aktualisiert am 25.09.2024, zuletzt geprüft am 25.09.2024.
- BMWK (2024a): Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplan. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240820-aktualisierung-necp.pdf>, zuletzt geprüft am 10.09.2024.
- BMWK (2024b): Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf>, zuletzt geprüft am 22.11.2024.
- BMWK (2024c): Rahmenbedingungen und Anreize für Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/rahmenbedingungen-und-anreize-fuer-elektrofahrzeuge.html>, zuletzt aktualisiert am 22.11.2024, zuletzt geprüft am 22.11.2024.
- BMWK; BMEL; BMUV (2022): Eckpunkte für eine Nationale Biomassestrategie (NABIS). Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/nabis-eckpunktepapier-nationale-biomassestrategie.pdf>
- Bockisch, Michael (1993): Nahrungsfette und -öle. Stuttgart: Ulmer (Handbuch der Lebensmitteltechnologie).
- Boehm, Randall C.; Yang, Zhibin; Bell, David C.; Feldhausen, John; Heyne, Joshua S. (2022): Lower heating value of jet fuel from hydrocarbon class concentration data and thermo-chemical reference data: An uncertainty quantification. In: *Fuel* 311, S. 122542. DOI: 10.1016/j.fuel.2021.122542.
- Böhm, Christian; Kanzler, Michael; Pecenka, Ralf (2020): Untersuchungen zur Ertragsleistung von Agroforstsystemen. Online verfügbar unter https://agroforst-info.de/wp-content/uploads/03.03.20215__Ertragsleistung.pdf, zuletzt geprüft am 10.09.2024.
- Boldt, Beatrix (2024): Synthesegas nachhaltig aus Biogas erzeugen. Internet. Online verfügbar unter <https://bioeconomie.de/foerderung/foerderbeispiele/synthesegas-nachhaltig-aus-biogas-erzeugen>, zuletzt geprüft am 22.08.2024.
- 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.
- Boston Consulting Group (BCG), Prognos (2021): Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Hg. v. Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI). Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Online verfügbar unter https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve, zuletzt geprüft am 21.04.2023.
- Bouaboula, Houssam; Ouikhalfan, Mohammed; Saadoun, Ismael; Chaouki, Jamal; Zaabout, Abdelghafour; Belmabkhout, Youssef (2023): Addressing sustainable energy intermittence for green ammonia production. In: *Energy Reports* 9, S. 4507–4517. DOI: 10.1016/j.egy.2023.03.093.
- BP (2024): Refineries. Producing American energy for everyday life. Producing American energy for everyday life. Online verfügbar unter https://www.bp.com/en_us/united-states/home/what-we-do/production-and-operations/refineries.html, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- Bradin, David (2014): Process for producing renewable jet fuel compositions. Angemeldet durch David Bradin. Anmelden: US201261667605P. Veröffentlichungsnr: W02014008337A1. Prioritätsdaten: 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.
- Brandt, Kristin L.; Wooley, Robert J.; Geleynse, Scott C.; Gao, Johnway; Zhu, Junyong; Cavalieri, Ralph P.; Wolcott, Michael P. (2020): Impact of co-product selection on techno-economic analyses of alternative jet fuel produced with forest harvest residuals. In: *Biofuels, Bioprod. Bioref.* 14 (4), S. 764–775. DOI: 10.1002/bbb.2111.
- Brevik CCS (2024): Brevik CCS – World’s first CO₂-capture facility in the cement industry. Heidelberg Materials. Online verfügbar unter <https://www.brevikccs.com/en>, zuletzt geprüft am 21.08.2024
- Bridgwater, Tony (2006): Biomass for energy. In: *J Sci Food Agric* 86 (12), S. 1755–1768. DOI: 10.1002/jsfa.2605.
- Bridgwater, Tony (2018): Challenges and Opportunities in Fast Pyrolysis of Biomass: Part I. In: *Johnson Matthey Technology Review* 62 (1), S. 118–130. DOI: 10.1595/205651318X696693.
- 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.
- Brosowski, André (2021): National Resource Monitoring for Biogenic Residues, By-products and Wastes. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_41.pdf, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- Brosowski, André; Krause, Tim; Mantau, Udo; Mahro, Bernd; Noke, Anja; Richter, Felix et al. (2019): Schlussbericht zum Vorhaben Arbeitsgruppe Biomassereststoffmonitoring (AG BioRestMon). Online verfügbar unter <https://www.fnr.de/ftp/pdf/berichte/22019215.pdf>, zuletzt geprüft am 14.08.2024.
- Brown, Bill (2014): Commercial-scale cellulosic ethanol plant opens. Hg. v. EIA. Online verfügbar unter <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=17851>, zuletzt aktualisiert am 05.09.2014, zuletzt geprüft am 03.07.2024.
- 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 (2020a): Empyro Hengelo, NL. Online verfügbar unter <https://www.btg-bioliquids.com/plant/empyro-hengelo/>, zuletzt aktualisiert am 2020, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- BTG bioliquids (2020b): Green Fuel Nordic. A true trailblazer. A true trailblazer. Online verfügbar unter <https://www.btg-bioliquids.com/plant/green-fuel-nordic-lieksa-finland/>, zuletzt aktualisiert am 2020, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- BTG bioliquids (2020c): Pyrocell. From sawdust to tank. Online verfügbar unter <https://www.btg-bioliquids.com/plant/pyrocell-gavle-sweden/>, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- Buddenberg, Torsten; Bergins, Christian (2016): Capturing of CO₂ in Waste Incineration Plants towards Power2Fuel. Hg. v. MHPS Mitsubishi Hitachi Power Systems.
- Bullerdiek, Nils (2024): Kerosinoptionen auf Basis regenerativer Energien im internationalen Luftverkehr. Dissertation.
- 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>, zuletzt geprüft am 21.10.2021.
- Bundesnetzagentur (2024): Elektromobilität Öffentliche Ladeinfrastruktur. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html>, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- Bundesregierung (2024): Wirksamkeit der Zuschüsse zur Neuanschaffung von Elektrofahrzeugen. Drucksache 20/10852. Hg. v. Deutscher Bundestag. Drucksache 20/10852. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/108/2010852.pdf>, zuletzt geprüft am 18.09.2024.
- 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.
- Burkhardt, Jens (2023): kWp pro m²: Photovoltaik-Leistung je Fläche | Echtsolar. In: *Echtsolar* (2023). Online verfügbar unter <https://echtsolar.de/kwp-pro-m2/>, zuletzt geprüft am 02.02.2025.
- 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.
- BZL (2024): Wie groß ist die Anbaufläche von Zwischenfrüchten und wofür werden sie verwendet? Online verfügbar unter <https://www.praxis-agrar.de/service/infografiken/wie-gross-ist-die-anbauflaeche-von-zwischenfruechten-und-wofuer-werden-sie-verwendet>, zuletzt geprüft am 10.09.2024.
- C2FUEL (2020): Project concept and objectives. Online verfügbar unter <https://c2fuel-project.eu/about-c2fuel/>, zuletzt geprüft am 21.10.2021.
- CAAFI (2009a): 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 (2009b): Fuel Readiness Level. FRL Table. FRL Table. Online verfügbar unter https://www.caafi.org/_files/ugd/c52adb_6ac53f3f66bf48b9b76383e9dc2d1662.pdf, zuletzt geprüft am 05.12.2024.
- 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.
- CAAS (2023): Sustainable Aviation Fuel (SAF). Background on SAF. Hg. v. CAAS. Background on SAF. Online verfügbar unter <https://www.caas.gov.sg/docs/default-source/default-document-library/annex-2---saf-factsheet.pdf>, zuletzt geprüft am 20.08.2024.
- CAC SynFuel (2023): News. Weitere 72.600 Liter synthetisches Benzin mit optimiertem Katalysator im DeCarTrans-Projekt produziert. Weitere 72.600 Liter synthetisches Benzin mit optimiertem Katalysator im DeCarTrans-Projekt produziert. Online verfügbar unter <https://www.cac-synfuel.com/de/news/bibliothek/details/weitere-72600-liter-synthetisches-benzin-mit-optimiertem-katalysator-im-decartrans-projekt-produziert>, zuletzt aktualisiert am 2023, zuletzt geprüft am 05.09.2024.
- 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.
- Cames, Martin: E-fuels versus DACCS. Total costs of electro-fuels and direct air capture and carbon storage while taking into account direct and upstream emissions and environmental risks. Hg. v. Öko-Institut e.V. Total costs of electro-fuels and direct air capture and carbon storage while taking into account direct and upstream emissions and environmental risks. Online verfügbar unter https://te-cdn.ams3.cdn.digitalocean.spaces.com/files/2021_08_TE_study_efuels_DACCS.pdf, zuletzt geprüft am 25.09.2024.
- 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.
- CAPHENIA (22.08.2024): CAPHENIA startet letzten Bauabschnitt seiner Pilotanlage „GERMANY I“ im Industriepark Frankfurt-Höchst. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter <https://caphenia.tech/lieferung-reaktor/>, zuletzt geprüft am 19.12.2024.
- 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.energy-fuels.1c01928.
- 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=bWFzdGVyfHNIY3VyaXR5RGFOYXNoZWV0c3wzNzc5MTV8YXBwbGljYXRp24vcGRmfGMvMpkWEPwZEhsRViYUmhmjMmhsWlhSekwyZ3pZaTlvVWdJdk9URXhOekV6TXpNME1EY3dNaTV3WkdZfDg5ZTA1NjJhMzE2NTlhNjMwYjJjZTNjOGewMWJiM2YzNjZnZVkn2U10TBJzYzZmY2OWY2YjU0MjgyNDRjYmU>, zuletzt geprüft am 06.10.2021.
- Carl Roth GmbH (2023): Rapsöl. Sicherheitsdatenblatt. Hg. v. Carl Roth GmbH. Sicherheitsdatenblatt. Online verfügbar unter <https://www.carlroth.com/medias/SDB-8388-DE-DE.pdf?context=bWFzdGVyfHNIY3VyaXR5RGFOYXNoZWV0c3wzNzc5MTV8YXBwbGljYXRp24vcGRmfGMvMpkWEPwZEhsRViYUmhmjMmhsWlhSekwyZ3pZaTlvVWdJdk9URXhOekV6TXpNME1EY3dNaTV3WkdZfDg5ZTA1NjJhMzE2NTlhNjMwYjJjZTNjOGewMWJiM2YzNjZnZVkn2U10TBJzYzZmY2OWY2YjU0MjgyNDRjYmU>, zuletzt geprüft am 21.10.2024.
- Carl Roth GmbH (2024): Sicherheitsdatenblatt. Ethanol 96 %, Ph.Eur., reinst. Hg. v. Carl Roth GmbH. Ethanol 96 %, Ph.Eur., reinst. Online verfügbar unter <https://www.carlroth.com/medias/SDB-P075-BE-DE.pdf?context=bWFzdGVyfHNIY3VyaXR5RGFOYXNoZWV0c3wzODM5ODZ8YXBwbGljYXRp24vcGRmfGMvMjYvOTU0OTMwYjJjZTNjOGewMWJiM2YzNjZnZVkn2U10TBJzYzZmY2OWY2YjU0MjgyNDRjYmU>, zuletzt geprüft am 19.09.2024.
- Castello, Daniele; Haider, Muhammad Salman; Rosendahl, Lasse Aistrup (2019): Catalytic upgrading of hydrothermal liquefaction biocrudes. Different challenges for different feedstocks. In: *Renewable Energy* 141, S. 420–430. DOI: 10.1016/j.renene.2019.04.003.
- 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.
- CCC (2019): Pearl GTL - Consolidated Contractors Company. Hg. v. Consolidated Contractors Company. Online verfügbar unter <https://www.ccc.net/project/pearl-gtl/>, zuletzt geprüft am 31.01.2025.

- CCNR (2014): Market observation 2014. Inland Navigation in Europe. Hg. v. Central Commission for the navigation of the Rhine. Inland Navigation in Europe. Online verfügbar unter https://inland-navigation-market.org/wp-content/uploads/2019/08/ccnr_2014_Q1_EN_om14_en-min.pdf, zuletzt geprüft am 22.05.2024.
- CCNR (2023): Annual report 2023. Inland Navigation in Europe. Market Observation. Hg. v. Central Commission for the navigation of the Rhine. Inland Navigation in Europe.
- Cena Hessen (2024): SAF-Monitor. Hg. v. Cena Hessen. Online verfügbar unter <https://www.cena-hessen.de/de/projekte/saf-monitor/>, zuletzt geprüft am 09.08.2024.
- Chaitanya, Krishna (2024): Global top ten active oil refineries. In: *Offshore Technology* (2024). Online verfügbar unter <https://www.offshore-technology.com/data-insights/global-top-ten-active-oil-refineries/?cf-view>, zuletzt geprüft am 16.10.2024.
- Chala, Girma; Abd Aziz, Abd; Hagos, Ftwi (2018): Natural Gas Engine Technologies: Challenges and Energy Sustainability Issue. In: *Energies* 11 (11), S. 2934. DOI: 10.3390/en11112934.
- CH-Aviation (2022): June 2022 global fleet size analyses. Online verfügbar unter <https://about.ch-aviation.com/blog/2022/06/30/june-2022-global-fleet-size-analysis-by-ch-aviation/>, zuletzt geprüft am 05.04.2024.
- 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, P.; 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. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.10.088.
- Chevron (2024): Geismar, LA. Online verfügbar unter <https://www.regi.com/services/find-fuels/geismar-la>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 22.08.2024.
- 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/7e4a-fa7d-d077-11ea-adf7-01aa75ed71a1/language-en>, zuletzt geprüft am 05.01.2022.
- Circlia Nordic (2024): FAT Test Completed. In: Circlia Nordic (2024). Online verfügbar unter <https://circlianordic.com/circlia-nordic-at-ifat-munich-2024-2-2-2/>, zuletzt geprüft am 21.10.2024.
- 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.
- CityGlobeTour (2023): Top-Länder mit den meisten Tankstellen der Welt. Hg. v. Youtube. Online verfügbar unter <https://www.youtube.com/watch?v=tp-OVkJXIUl>, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- Clariant (2022): Clariant produziert das erste kommerzielle sunliquid®-Zellulose-Ethanol in der neuen Anlage in Podari, Rumänien. Online verfügbar unter <https://www.clariant.com/de/Corporate/News/2022/06/Clariant-produces-first-commercial-sunliquid-cellulosic-ethanol-at-new-plant-in-Podari-Romania>, zuletzt aktualisiert am 14.06.2022, zuletzt geprüft am 02.07.2024.
- Clariant (2023): Clariant schliesst sunliquid® Bioethanol-Anlage in Rumänien. Online verfügbar unter <https://www.clariant.com/de/Corporate/News/2023/12/Clariant-shuts-its-sunliquid-bioethanol-plant-in-Romania>, zuletzt aktualisiert am 06.12.2023, zuletzt geprüft am 02.07.2024.
- Climate Club (2023): The Climate Club, industry decarbonisation - The Climate Club. In: The Climate Club (2023). Online verfügbar unter <https://climate-club.org/>, zuletzt geprüft am 05.02.2025.
- Climeworks (2024): Climeworks switches on world's largest direct air capture plant. Online verfügbar unter <https://climeworks.com/press-release/climeworks-switches-on-worlds-largest-direct-air-capture-plant-mammoth>, zuletzt geprüft am 21.08.2024.
- Climeworks (2025): Orca is Climeworks' new large-scale carbon dioxide removal plant. Hg. v. Climeworks AG. Online verfügbar unter <https://climeworks.com/plant-orca>, zuletzt geprüft am 02.02.2025.
- CO2FOKUS (2020): Our Approach. Online verfügbar unter <https://www.co2fokus.eu/our-approach/>, zuletzt geprüft am 21.10.2021.
- Collins, Leigh (2021): Carbon negative' hydrogen & ammonia hub plan partially unveiled for Bundaberg. online. Online verfügbar unter <https://www.rechargenews.com/energy-transition/-we-will-produce-carbon-negative-green-hydrogen-at-a-third-of-the-price-of-standard-renewable-h2-/2-1-1081044>, zuletzt geprüft am 07.10.2024.
- CORDIS (2013): FTE-Erfolgsstorys - Potenzial von Algen als Bio-kraftstoff 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.
- CORSIA (2018): Annex 16, Environmental Protection, Volume IV. CORSIA.
- Crawford, Jordan T.; Shan, Chin Wei; Budsberg, Erik; Morgan, Hannah; Bura, Renata; Gustafson, Rick (2016): Hydrocarbon bio-jet fuel from bioconversion of poplar biomass: techno-economic assessment. In: *Biotechnol Biofuels* 9, S. 141. DOI: 10.1186/s13068-016-0545-7.
- 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.
- Czernik, S.; Bridgwater, A. V. (2004): Overview of Applications of Biomass Fast Pyrolysis Oil. In: *Energy Fuels* 18 (2), S. 590–598. DOI: 10.1021/ef034067u.
- 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.
- Daines, Gillian (2023): OCI GLOBAL UND RÖHM KÜNDIGEN PRODUKTION VON METHYLMETHACRYLAT (MMA) MIT BIO-AMMONIAK AN. online. Online verfügbar unter <https://www.roehm.com/de/detail/oci-global-und-roehm-kuendigen-produktion-von-methylmethacrylat-mma-mit-bio-ammoniak-an>, zuletzt geprüft am 07.10.2024.
- 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.
- 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 Aufschluss und Extraktionsverfahren“. „Förderschwerpunkt-Biotechnologie: ChemBioTec: Integrierter Prozess zur Produktion von Omega-3-EPA mittels Mikroalgen im Photobioreaktor, Entwicklung von Aufschluss- und Extraktionsverfahren“. Online verfügbar unter <https://www.dbu.de/OPAC/ab/DBU-Abschlussbericht-AZ-13224.pdf>, zuletzt geprüft am 04.11.2021.
- DEHSt (2023): Klimaschutz im Luftverkehr. Die wichtigsten Informationen zum Klimaschutz im Luftverkehr (CORSA und EU-ETS). Die wichtigsten Informationen zum Klimaschutz im Luftverkehr (CORSA und EU-ETS). Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/factsheets/factsheet_CORSA-EU-ETS.pdf, zuletzt geprüft am 01.11.2024.
- Demaco Cryogenics (2023): The energy density of hydrogen: a unique property. Hg. v. Demaco Holland B.V. Online verfügbar unter <https://demaco-cryogenics.com/blog/energy-density-of-hydrogen/>, zuletzt geprüft am 25.09.2024.
- Demir, Can; Gaikwad, Rohit Vilas; Bay Villadsen, Sebastian Nis; Loldrup Fosbøl, Philip (2024): Biogas conversion to green methanol via steam reforming in a container-sized module. European Biomass Conference & Exhibition (2024). Online verfügbar unter https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/371893468/Biogas_conversion_to_green_methanol_via_steam_reforming_in_a_container-sized_module.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2024.
- 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 (2021): 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.
- dena (2024a): Branchenbarometer Biomethan 2024. dena-ANALYSE. Unter Mitarbeit von Toni Reinholz und Klaus Völler. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). dena-ANALYSE.
- dena (2024b): Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes? Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Analyse_biogaspartner_Biomethanbedarf_Gebaeudeenergiegesetzes.pdf, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- DeRose, Katherine; DeMill, Chad; Davis, Ryan W.; Quinn, Jason C. (2019): Integrated techno economic and life cycle assessment of the conversion of high productivity, low lipid algae to renewable fuels. In: *Algal Research* 38, S. 101412. DOI: 10.1016/j.algal.2019.101412.
- Deutsche Bahn (2023a): Milliardeninvestition: Deutsche Bahn kauft 73 neue ICE. Brinkmann, Michael. Online verfügbar unter https://www.deutschebahn.com/de/presse/pressestart_zentrales_uebersicht/Milliardeninvestition-Deutsche-Bahn-kauft-73-neue-ICE-10637928#:~:text=Das%20durchschnittliche%20Alter%20der%20ICE,an%20Komfort%20f%C3%BCr%20alle%20Reisenden, zuletzt geprüft am 02.07.2024.
- Deutsche Bahn (2023b): Integrierter Bericht 2023. Online verfügbar unter https://ibir.deutschebahn.com/2023/fileadmin/downloads/db_ib23_d_web_01.pdf, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- Deutsche Bahn (2024): Wettbewerbskennzahlen 2023/24. Online verfügbar unter https://www.deutschebahn.com/resource/blob/13105488/4f67a6a3d7b2432a60ebbf1ca2d71f8/Wettbewerbskennzahlen-2023_24-data.pdf, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- Deutsche Lufthansa AG (2023a): Geschäftsbericht 2023. Flotte und Streckennetz. Hg. v. Deutsche Lufthansa AG. Flotte und Streckennetz. Online verfügbar unter <https://investor-relations.lufthansagroup.com/fileadmin/downloads/de/finanzberichte/geschaeftsberichte/LH-GB-2023-d.pdf#page=27>, zuletzt geprüft am 02.07.2024.
- Deutsche Lufthansa AG (2023b): Nachhaltigkeit 2022. Factsheet. Hg. v. Deutsche Lufthansa AG. Factsheet. Online verfügbar unter <https://www.lufthansagroup.com/media/downloads/de/verantwortung/LH-Factsheet-Nachhaltigkeit-2022.pdf>, zuletzt geprüft am 02.07.2024.
- 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.
- Deutscher Bundestag (2024): Wirksamkeit der Zuschüsse zur Neuanschaffung von Elektrofahrzeugen. Antwort der Bundesregierung. Antwort der Bundesregierung. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/108/2010852.pdf>, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- Di Marcoberardino, Gioele; Vitali, Dario; Spinelli, Francesco; Binotti, Marco; Manzolini, Giampaolo (2018): Green Hydrogen Production from Raw Biogas. A Techno-Economic Investigation of Conventional Processes Using Pressure Swing Adsorption Unit. In: *Processes* 6 (3), S. 19. DOI: 10.3390/pr6030019.
- 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 (6), S. 106030. DOI: 10.1016/j.biombioe.2021.106030.
- Díaz-Motta, Armando; Díaz-González, Francisco; Villa-Arrieta, Manuel (2023): Energy sustainability assessment of offshore wind-powered ammonia. In: *Journal of Cleaner Production* 420, S. 138419. DOI: 10.1016/j.jclepro.2023.138419.
- Die Bundesregierung (2024): Signal für klimafreundliche Mobilität. Wachstumsinitiative. Wachstumsinitiative. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/bundesregierung/gesetzesvorhaben/kabinettt-wachstumsinitiative-2306106>, zuletzt aktualisiert am 04.09.2024, zuletzt geprüft am 18.10.2024.
- Diederichs, Gabriel Wilhelm; Ali Mandegari, Mohsen; Farzad, Somayeh; Görgens, Johann F. (2016): Techno-economic comparison of biojet fuel production from lignocellulose, vegetable oil and sugar cane juice. In: *Bioresource technology* 216, S. 331–339. DOI: 10.1016/j.biortech.2016.05.090.
- 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.
- Dietrich, Sebastian; Oehmichen, Katja; Zech, Konstantin; Müller-Langer, Franziska; Majer, Stefan; Kalcher, Jasmin et al. (2017): Machbarkeitsanalyse für eine PTGHEFA-Hybridraffinerie in Deutschland. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Online verfügbar unter https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS-Wissenschaftliche-Untersuchungen/machbarkeitsanalyse-ptg-hefa-hybridraffinerie.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 10.02.2025.
- Ding, Cherry; Roth, Brian; Smith, Micah; Szabat, Piotr (2024): Global Energy Perspective 2023: Refining outlook. In: *McKinsey & Company* (2024). Online verfügbar unter <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2023-refining-outlook>, zuletzt geprüft am 16.10.2024.
- 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-economic evaluation of alternative fuels – A case study. Online verfügbar unter <https://elib.dlr.de/109190/>, zuletzt geprüft am 05.11.2021.
- DLR (2020): Windstrom als Beitrag für klimafreundliches Fliegen. 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.
- DNV (2023a): Maritime Forecast to 2050. Energy Transition Outlook 2023. Energy Transition Outlook 2023. Online verfügbar unter <http://dnv.com/maritime-forecast>, zuletzt geprüft am 16.10.2024.
- DNV (2023b): Pathway to Net Zero Emissions. Hg. v. DNV. Online verfügbar unter <https://www.dnv.com/publications/pathway-to-net-zero-emissions-report-2023-249543/>, zuletzt geprüft am 18.09.2023.
- DNV (2024): Alternative Fuels Insight Platform. Unter Mitarbeit von DNV. Online verfügbar unter <https://afi.dnv.com/>, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- Dögnitz, Niels; Etzold, Hendrik; Meisel, Kathleen (2022): Ökonomische Aspekte der Nachhaltigkeit. In: *Jörg Schröder und Karin Naumann (Hg.): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. DBFZ Report Nr. 44. 1. korrigierte Auflage. Leipzig*, S. 230–239.
- Dögnitz, Niels; Etzold, Hendrik; Naumann, Karin (2023): Marktanalyse und Treibhausgasquote für erneuerbares Methan im Verkehr. Fokusheft im Projekt Pilot-SBG. Leipzig. Online verfügbar unter DOI: 10.48480/fctg-2823.
- Dögnitz, Niels; Schröder, Jörg; Eghbalian, Yalda (2025): Price factors for future hydrogen. *Fuels of the future* (2025).
- Doliente, Stephen S.; Narayan, Aravind; Tapia, John Frederick D.; Samsatli, Nouri J.; Zhao, Yingru; Samsatli, Sheila (2020): Bio-aviation Fuel: A Comprehensive Review and Analysis of the Supply Chain Components. In: *Front. Energy Res.* 8. DOI: 10.3389/fenrg.2020.00110.
- Dow (2024): Dow and Mura Technology plan to locate Europe's largest advanced recycling facility at Dow's site in Böhlen, Germany. Online verfügbar unter <https://corporate.dow.com/en-us/news/press-releases/dow-and-mura-technology-plan-to-locate-europe-s-largest-advanced>, zuletzt aktualisiert am 18.10.2024, zuletzt geprüft am 21.10.2024.
- DTU (2019): Final report. MeGa-stoRE 2 - Phase 2. MeGa-stoRE 2 - Phase 2. Online verfügbar unter https://energiforskning.dk/sites/energiforskning.dk/files/slutrappporter/megastore2.2_final_report_27-jun_19_1_16072019_13021.pdf, zuletzt aktualisiert am 30.06.2019, zuletzt geprüft am 05.11.2021.
- Durchführungsverordnung (EU) 2023/2072 (2023): Durchführungsverordnung (EU) 2023/2072 der Kommission vom 27. September 2023 zur Aufhebung der mit der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1194/2013 des Rates eingeführten Antidumpingzölle auf die Einfuhren von Biodiesel mit Ursprung in Argentinien und Indonesien. Durchführungsverordnung (EU) 2023/2072 vom 27.09.2023. In: *Amtsblatt der Europäischen Union L 239/23*.
- Durchführungsverordnung (EU) 2024/2163 (2024): Durchführungsverordnung (EU) 2024/2163 der Kommission vom 14 August 2024 zur Einführung eines vorläufigen Antidumpingzolls auf die Einfuhren von Biodiesel mit Ursprung in der Volksrepublik China. Durchführungsverordnung (EU) 2024/2163 vom 14.08.2024. In: *Amtsblatt der Europäischen Union*.
- DV THG-Quote (2016): Verbrauchsteuern / Ordnungsrechtliche Förderung von Biokraftstoffen durch die Biokraftstoffquote; Veröffentlichung der vorläufigen Fassung der „Dienstvorschrift zur Überwachung der Einhaltung der Treibhausgas-minderung 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)*.
- Dziejarski, Bartosz; Krzyżyńska, Renata; Andersson, Klas (2023): Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment. In: *Fuel* 342, S. 127776. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.127776.
- EAF0 (2024): European Alternative Fuels Observatory. Hg. v. European Commission. Online verfügbar unter <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/>, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- EBA (2022): Statistical Report 2022. Biomethane and biogas market. Biomethane and biogas market. Online verfügbar unter <https://www.europeanbiogas.eu/SR-2022/EBA/>, zuletzt geprüft am 05.12.2024.
- EBA (2023): Statistical Report 2023. Hg. v. European Biogas Association.
- Eckel, H.; Frerichs, L.; Hipp, J.; Müller-Langer, F.; Remmele, E. (2024): Verwendung erneuerbarer Antriebsenergien in landwirtschaftlichen Maschinen. Maßnahmenkatalog. Hg. v. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL). Maßnahmenkatalog. Darmstadt. Online verfügbar unter https://www.ktbl.de/fileadmin/user_upload/Artikel/Energie/Antriebsenergien/12649_Antriebssysteme-Massnahmen.pdf, zuletzt geprüft am 17.12.2024.
- Eckel, H.; Remmele, E.; Frerichs, L.; Hipp, J.; Müller-Langer, F.; Schröder, J. (2023): Verwendung erneuerbarer Antriebsenergien in landwirtschaftlichen Maschinen. Fachliche Begleitung. Sonderveröffentlichung 12643. Hg. v. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL). Fachliche Begleitung. Online verfügbar unter https://www.ktbl.de/fileadmin/user_upload/Artikel/Energie/Antriebsenergien/12643_Antriebssysteme.pdf, zuletzt geprüft am 16.10.2024.
- Edeka (2024): Erfolgsgeschichte Bio-LNG: EDEKA Minden-Hannover treibt Dekarbonisierung seiner Lieferverkehre kräftig voran und ist damit Vorreiter in Deutschland. Online verfügbar unter <https://verbund.edeka/presse/pressemitteilungen/erfolgsgeschichte-bio-lng-edeka-minden-hannover-treibt-dekarbonisierung-seiner-lieferverkehre-kr%C3%A4ftig-voran-und-ist-damit-vorreiter-in-deutschland.html>, zuletzt geprüft am 20.08.2024.
- eFuel Alliance (2024): eFuels Production Map. Hg. v. eFuel Alliance. Online verfügbar unter <https://www.efuel-alliance.eu/efuels/efuels-production-map>, zuletzt geprüft am 09.08.2024.
- eFuelsNow (2024): Weltweite Karte HVO/XTL. Online verfügbar unter https://www.google.com/maps/d/viewer?mid=1sL1d liegNjIRIVzG6_QgnWuko1A6VuU&femb=1&ll=48.80075445405461%2C-50.947685837732074&z=4, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- Ehlers, Johan C.; Feidenhans'l, Anders A.; Therkildsen, Kasper T.; Larrázabal, Gastón O. (2023): Affordable Green Hydrogen from Alkaline Water Electrolysis: Key Research Needs from an Industrial Perspective. In: *ACS Energy Letters* 8 (3), S. 1502–1509. DOI: 10.1021/acscenergylett.2c02897.
- EI/JIG 1530 (2019): EI/JIG Standard 1530 Quality assurance requirements for the manufacture, storage and distribution of aviation fuel to airports (A4) (2019).
- Eitze, Jasper; Lübcke, Andrea; Artz, Jens; Löffler, Michaela (2024): Wasserstoff-Kompass. Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft. Hg. v. acatech und Dechema. Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft. Online verfügbar unter https://dechema.de/Themen/Studien+und+Positionspapiere/2024+03+H2+Kompass/_/H2K_MUV_Schiffe.pdf, zuletzt geprüft am 02.07.2024.
- 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.
- Emam, Abdelrahman S.; Hamdan, Mohammad O.; Abu-Nabah, Bassam A.; Elnajjar, Emad (2024): A review on recent trends, challenges, and innovations in alkaline water electrolysis. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 64, S. 599–625. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.03.238.
- 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.
- Emenike, Oluchi; Michailos, Stavros; Hughes, Kevin J.; Ingham, Derek; Pourkashanian, Mohamed (2021): Techno-economic and environmental assessment of BECCS in fuel generation for FT-fuel, bioSNG and OME x. In: *Sustainable Energy Fuels* 5 (13), S. 3382–3402. DOI: 10.1039/D1SE00123J.
- EnArgus (2021): Verbundvorhaben: FlexDME - Entwicklung einer flexibel operierenden Demonstrationsanlage zur Erzeugung von Dimethylether aus Biogas und Wasserstoff. Teilvorhaben DBI: Design des Synthesegas-Reaktors und des Katalysator-tests. Hg. v. Projektträger Jülich. Teilvorhaben DBI: Design des Synthesegas-Reaktors und des Katalysator-tests. Online verfügbar unter <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=%2201183342/1%22&v=10&id=936405>, zuletzt geprüft am 27.09.2022.

- EnBW (2024): Baustart He Dreiht: Deutschlands größter Offshore-Windpark. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/presse/enbw-baustart-fuer-deutschlands-groessten-offshore-windpark.html>, zuletzt geprüft am 29.10.2024.
- Energy Intelligence (2004): Shell Signs Final GTL Contract in Qatar. Online verfügbar unter <https://www.energyintel.com/0000017b-a7a4-de4c-a17b-e7e6c1550000>, zuletzt geprüft am 29.10.2024.
- Energy Transition in China (2020): Advancing the biomethane industry development in China - German experiences on policies, markets and business models - SUSTAINABLE TRANSITION CHINA. Hg. v. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Online verfügbar unter <https://transition-china.org/energyposts/advancing-the-biomethane-industry-development-in-china-german-experiences-on-policies-markets-and-business-models-2/>, zuletzt geprüft am 09.08.2024.
- Enerkem (2021): 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 (2024a): El Morell, Tarragona, Spain. Online verfügbar unter <https://enerkem.com/projects/ecoplanta>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 26.08.2024.
- Enerkem (2024b): Methanol. Online verfügbar unter <https://enerkem.com/products/methanol/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 29.08.2024.
- Enersur (2023): Products. Hg. v. Enersur. Online verfügbar unter <https://enersur.com.py/en/products/>, zuletzt aktualisiert am 2023, zuletzt geprüft am 2024.
- engie (2020): Green gas: A world first for ENGIE! Online verfügbar unter <https://www.engie.com/en/news/gaya-energy-waste-gas-renewable>, zuletzt aktualisiert am 22.12.2020, zuletzt geprüft am 08.11.2024.
- engie (2023): ENGIE joins forces with CMA CGM and Air France-KLM to accelerate the decarbonization of sea and air transport by launching the first industrial-scale renewable and low-carbon fuel platform in Le Havre. Online verfügbar unter [file:///C:/Users/shauschild/Downloads/PR_ENGIE_SALAMANDRE_KEREAUZEN_25_07_2023%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/shauschild/Downloads/PR_ENGIE_SALAMANDRE_KEREAUZEN_25_07_2023%20(1).pdf), zuletzt geprüft am 02.09.2024.
- Engineering ToolBox (2003): Fuels - Higher and Lower Calorific Values. Online verfügbar unter https://www.engineering-toolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html, zuletzt geprüft am 01.09.2022.
- ENI (2024a): Gela, Europe's most innovative biorefinery is Italian. Online verfügbar unter <https://www.eni.com/en-IT/actions/global-activities/Italy/gela.html>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 07.10.2024.
- ENI (2024b): Hydrogen, the potential of an energy vector. The path to decarbonisation also includes H₂. The path to decarbonisation also includes H₂. Online verfügbar unter <https://www.eni.com/en-IT/actions/energy-sources/hydrogen.html>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 27.08.2024.
- ENI (2024c): Our activities in Venezia Porto Marghera. Online verfügbar unter <https://www.eni.com/en-IT/actions/global-activities/Italy/venice-porto-marghera-bio-refinery.html>, zuletzt aktualisiert am 23.02.2024, zuletzt geprüft am 22.08.2024.
- Eni Versalis S.p.A. (2024): Chemistry from renewables. Crescentino. Crescentino. Online verfügbar unter <https://versalis.eni.com/en-IT/chemistry-from-renewables.html>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 02.07.2024.
- Ensyn (2015a): Côte-Nord. Port-Cartier, Quebec - Biocrude Expansion. Port-Cartier, Quebec - Biocrude Expansion. Online verfügbar unter <https://www.ensyn.com/quebec.html>, zuletzt aktualisiert am 2015, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- Ensyn (2015b): Ontario Facility. Ensyn's Initial Facility Dedicated to RFO Production. Ensyn's Initial Facility Dedicated to RFO Production. Online verfügbar unter <https://www.ensyn.com/production.html>, zuletzt aktualisiert am 2015, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- 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/etdweb/servlets/purl/22176029>.
- ETD (2021): Revision of the Energy Taxation Directive (ETD). ETD vom 14.07.2021.
- ETIP Bioenergy (2017): Updated and expanded databases. Online verfügbar unter <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5b4c4768d&appld=PPGMS>, zuletzt aktualisiert am 21.07.2017, zuletzt geprüft am 06.07.2021.
- ETIP Bioenergy (2021a): 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 (2021b): 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 (2021c): 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.
- ETIP Bioenergy (2024): ETBE. Online verfügbar unter <https://www.etipbioenergy.eu/value-chains/products-end-use/products/etbe>, zuletzt geprüft am 06.08.2024.
- ETIP-B-SABS 2 (2024): Methanol from Biomass Fact Sheet. Online verfügbar unter https://www.etipbioenergy.eu/index.php?option=com_content&view=article&id=331, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 02.09.2024.
- ETP (2023): Clean Energy Technology Guide. Paris. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide>, zuletzt geprüft am 23.07.2024.
- Ettl, Johannes; Bernhardt, Heinz; Huber, Georg; Thuneke, Klaus; Remmele, Edgar; Emberger, Peter (2020): Evaluation of pure rapeseed oil as a renewable fuel for agricultural machinery based on emission characteristics and long-term operation behaviour of a fleet of 18 tractors. In: *SN Appl. Sci.* 2 (10). DOI: 10.1007/s42452-020-03490-8.
- Ettl, Johannes; Emberger, Peter; Thuneke, Klaus; Remmele, Edgar (2016): Pflanzenöлтаugliche Traktoren der Abgasstufen I bis III B. Begleitforschung zum Einsatz pflanzenöлтаuglicher Traktoren auf bayerischen Versuchsgütern. Hg. v. Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe. Begleitforschung zum Einsatz pflanzenöлтаuglicher Traktoren auf bayerischen Versuchsgütern. Straubing (Berichte aus dem TFZ, 47).
- Ettl, Johannes; Thuneke, Klaus; Emberger, Peter; Remmele, Edgar (2019): Langzeitmonitoring pflanzenöлтаuglicher 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.
- Eurocontrol (2022): Fleet age. Age, number of aircraft and number of flights according to the aircraft build year. Age, number of aircraft and number of flights according to the aircraft build year. Online verfügbar unter https://ansperformance.eu/economics/cba/standard-inputs/chapters/fleet_age.html#tbl-fleet-age, zuletzt geprüft am 06.05.2024.

- 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 (2021a): Impact Assessment Accompanying the Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on ensuring a level playing field for sustainable air transport (SWD(2021) 633 final). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021SC0633&from=EN>, zuletzt geprüft am 30.08.2024.
- Europäische Kommission (2021b): Impact Assessment Accompanying the Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SWD:2021:0635:FIN:EN:PDF>, zuletzt geprüft am 30.08.2024.
- Europäische Kommission (2021c): Impact Assessment Report accompanying the Proposal for a Directive of the European Parliament and the Council amending Directive (EU) 2018/2001. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52021SC0621>, zuletzt geprüft am 10.09.2024.
- Europäische Kommission (2022): Assessment of the potential for new feedstocks for the production of advanced biofuels – Final report. Unter Mitarbeit von Haye, S., Panchaksharam, Y., Raphael, E., Liu, L. et al. Hg. v. Publications Office of the European Union. Online verfügbar unter <https://data.europa.eu/doi/10.2833/719121>, zuletzt geprüft am 04.09.2023.
- Europäische Kommission (2024): Development of outlook for the necessary means to build industrial capacity for drop-in advanced biofuels. Online verfügbar unter <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b1c97235-c4c311ee-95d9-01aa75ed71a1>, zuletzt geprüft am 24.08.2024.
- Europäische Kommission (2025): Voluntary schemes. Online verfügbar unter https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/voluntary-schemes_en, zuletzt geprüft am 06.01.2025.
- 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.
- Europäischer Rat (2024a): „Fit für 55“ Der EU-Plan für den grünen Wandel. Online verfügbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/fit-for-55/>, zuletzt aktualisiert am 01.11.2024, zuletzt geprüft am 01.11.2024.
- Europäischer Rat (2024b): „Fit für 55“: für mehr umweltfreundliche Kraftstoffe im Flug- und Seeverkehr. Online verfügbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/infographics/fit-for-55-refueu-and-fueu/>, zuletzt aktualisiert am 27.01.2024, zuletzt geprüft am 01.11.2024.
- Europäischer Rat (2024c): „Fit für 55“: Warum verschärft die EU die CO₂-Emissionsnormen für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge? Online verfügbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/infographics/fit-for-55-emissions-cars-and-vans/>, zuletzt aktualisiert am 01.11.2024, zuletzt geprüft am 01.11.2024.
- European Commission (2024a): Clean Energy Technology Observatory: Advanced Biofuels in the European Union - 2024 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets. Online verfügbar unter <https://data.europa.eu/doi/10.2760/6538066>, zuletzt geprüft am 05.12.2024.
- European Commission (2024b): Hydrogen Refuelling Stations. European Hydrogen Observatory. Hg. v. European Commission. European Hydrogen Observatory. Online verfügbar unter https://public.tableau.com/views/Hydrogenrefuelling-stations/HydrogenRefuelingStations?:language=en-US&:embed=y&:sid=&:toolbar=n&:embed_code_version=3&:loadOrderID=0&:display_count=y&:origin=viz_share_link&:device=desktop, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- European court of auditors (2023): The EU's support for sustainable biofuels in transport. An unclear route ahead. An unclear route ahead. Online verfügbar unter https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2023-29/SR-2023-29_EN.pdf, zuletzt geprüft am 04.09.2023.
- Eurostat (2022a): Complete energy balances. NRG_BAL_C. NRG_BAL_C.
- Eurostat (2022b): Freight and mail air transport over national territory (including territorial sea) - million tonne-km. AVIA_TPGO. AVIA_TPGO.
- Eurostat (2022c): Goods transported by type of transport (detailed reporting only). RAIL_GO_TYPEPAS. RAIL_GO_TYPEPAS.
- Eurostat (2022d): Lorries, by type of motor energy. ROAD_EQS_LORMOT. ROAD_EQS_LORMOT.
- Eurostat (2022e): Motor coaches, buses and trolley buses, by type of vehicle. ROAD_EQS_BUSVEH. ROAD_EQS_BUSVEH.
- Eurostat (2022f): Passenger air transport over national territory (including territorial sea) - million passenger-km. AVIA_TPPA. AVIA_TPPA.
- Eurostat (2022g): Passenger cars, by type of motor energy. ROAD_EQS_CARPDA. ROAD_EQS_CARPDA.
- Eurostat (2022h): Passenger transport by type of transport (detailed reporting only). RAIL_PA_TYPEPAS. RAIL_PA_TYPEPAS.
- Eurostat (2022i): Share of energy from renewable sources. NRG_IND_REN. NRG_IND_REN.
- Eurostat (2023a): Camions et leur charge utile, par poids maximum autorisé. ROAD_EQS_LORTON. ROAD_EQS_LORTON.
- Eurostat (2023b): Cyclomoteurs et motocycles, par type d'énergie motrice. ROAD_EQS_MOPEDS. ROAD_EQS_MOPEDS.
- Eurostat (2023c): Inland waterway transport by nationality of vessel and coverage. IWW_GO_ANAVE. IWW_GO_ANAVE.
- Eurostat (2023d): Krafträder, nach Hubraumklassen. ROAD_EQS_MOTORC. ROAD_EQS_MOTORC.
- Eurostat (2023e): Locomotives and railcars by source of energy. RAIL_EQ_LOCON. RAIL_EQ_LOCON.
- Eurostat (2023f): Nationale Straßenbeförderung von Fahrgästen, nach zugelassenem Fahrzeugtyp im Meldeland. ROAD_PA_MOV. ROAD_PA_MOV.
- Eurostat (2023g): Summary of annual road freight transport by type of operation and type of transport (1 000 t, Mio Tkm, Mio Veh-km). ROAD_GO_TA_TOTT. ROAD_GO_TA_TOTT.
- Eurostat (2024a): Additional data - share of energy from renewable sources. Online verfügbar unter [https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/database/additional-data#Short%20assessment%20of%20renewable%20energy%20sources%20\(SHARES\)](https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/database/additional-data#Short%20assessment%20of%20renewable%20energy%20sources%20(SHARES)), zuletzt aktualisiert am 01.11.2024, zuletzt geprüft am 01.11.2024..
- Eurostat (2024b): Commercial aircraft fleet by aircraft category and country of registration. AVIA_EQ_ARC_TYPREG. AVIA_EQ_ARC_TYPREG.
- Eurostat (2024c): Luft-, See- und Inlandgüterverkehr nach Verkehrszweig. TRAN_HV_MS_FRMOD. TRAN_HV_MS_FRMOD.
- Eurostat (2024d): Luft-, See- und Inlandpersonenbeförderung nach Verkehrszweig. TRAN_HV_MS_PSMOD. TRAN_HV_MS_PSMOD.
- Eurostat (2024e): Maritime goods transport performed in the Exclusive Economic Zone (EEZ) of the countries. MAR_TP_GO. MAR_TP_GO.
- Eurostat (2024f): Maritime passenger transport performed in the Exclusive Economic Zone (EEZ) of the countries. MAR_TP_PA. MAR_TP_PA.
- Eurostat (2024g): Treibhausgasemissionen nach Quellsektor. ENV_AIR_GGE. ENV_AIR_GGE.
- Eurostat (2024h): Use of renewables for transport. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_urtd__custom_10935628/default/table, zuletzt geprüft am 10.09.2024.
- EUWID (02.12.2013): Fortum nimmt Anlage für Pyrolyseöl in Betrieb. Online verfügbar unter <https://www.euwid-holz.de/news/sonstiges/fortum-nimmt-anlage-fuer-pyrolyseoel-in-betrieb/>, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- Expertenrat für Klimafragen (2024): Gutachten zur Prüfung der Treibhausgas-Projektionsdaten 2024. Sondergutachten gemäß § 12 Abs. 4 Bundes-Klimaschutzgesetz. Sondergutachten gemäß § 12 Abs. 4 Bundes-Klimaschutzgesetz. Online verfügbar unter <https://expertenrat-klima.de/publikationen/>, zuletzt aktualisiert am 03.06.2024, zuletzt geprüft am 17.10.2024.
- ExxonMobil (06.01.2023): Methanol to Jet - A new route to SAF. Online verfügbar unter <https://www.exxonmobil.com/en/aviation/knowledge-library/resources/mtj-a-new-route-to-saf>, zuletzt geprüft am 03.12.2024.

- 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_web-page_enpdf.pdf, zuletzt aktualisiert am 24.08.2017, zuletzt geprüft am 26.10.2021.
- FA Wind (2023): Typische Verfahrenslaufzeiten von Windenergieprojekten. Empirische Datenanalyse für den Zeitraum 2011 bis 2022. Unter Mitarbeit von Jürgen Quentin. Empirische Datenanalyse für den Zeitraum 2011 bis 2022. Online verfügbar unter https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Analyse_typischer_Verfahrenslaufzeiten_06-2023.pdf, zuletzt geprüft am 29.10.2024.
- 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*.
- Farooq, Danial; Thompson, Ian; Ng, Kok Siew (2020): Exploring the feasibility of producing sustainable aviation fuel in the UK using hydrothermal liquefaction technology: A comprehensive techno-economic and environmental assessment. In: *Cleaner Engineering and Technology* 1, S. 100010. DOI: 10.1016/j.clet.2020.100010.
- 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.
- Fasihi, Mahdi; Efimova, Olga; Breyer, Christian (2019): Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants. In: *Journal of Cleaner Production* 224, S. 957–980. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086.
- FDT Group (2024): GranBio - Bioethanol Plant - Case Study. Bioethanol Producer Employs Advanced Automation Technology to Optimize Integration, Operation and Lifecycle Management of Critical Assets. Bioethanol Producer Employs Advanced Automation Technology to Optimize Integration, Operation and Lifecycle Management of Critical Assets. Online verfügbar unter <https://www.fdtgroup.org/case-study/bioethanol-producer-granbio/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 03.07.2024.
- 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.
- Figueroa, J.D., Fout, T., Plasynski, S., Mcllvried, H. and Srivastava, R.D. (2008): Advances in CO2 capture technology—The U.S. Department of Energy's Carbon Sequestration Program. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2 (2008), 1, S. 9–20
- 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.
- 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 (2023): Bioethanol. Online verfügbar unter <https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/bioethanol>, zuletzt geprüft am 06.08.2024.
- FNR (2024): Anbau und Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.fnr.de/fileadmin/Statistik/Statistikbericht_der_FNR_2024_web.pdf, zuletzt geprüft am 24.08.2024.
- Folic, Milica (2024): Co-processing can be an economical SAF pathway - but refineries face differing costs. Online verfügbar unter <https://www.topsoe.com/blog/co-processing-can-be-an-economical-saf-pathway-but-refineries-face-differing-costs>, zuletzt aktualisiert am 15.04.2024, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- 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.
- Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft; Öko-Institut e.V. (2024): Umsetzung des ETS II und des Klima-Sozialfonds in Deutschland. CO2-Preis in Deutschland. CO2-Preis in Deutschland. Online verfügbar unter https://foes.de/publikationen/2024/2024-02_KAD_ETS2-KSF.pdf, zuletzt geprüft am 01.11.2024.
- 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 ISI (2023): Langfristszenarien 3. Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands. Hg. v. Fraunhofer ISI. Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands. Online verfügbar unter <https://www.langfrist-szenarien.de/index.php>, zuletzt aktualisiert am 21.04.2023.
- 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-energie-verfahrenstechnik-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.
- 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.
- FVA (2020): Holztransport mit der Bahn. Hg. v. Forstliche Versuchs- und Forschungsanstalt Baden-Württemberg. Online verfügbar unter <https://www.waldwissen.net/de/waldwirtschaft/holz-und-markt/transport-und-logistik/bahntransport>, zuletzt geprüft am 31.01.2025.
- Gaikwad, Rohit; Villadsen, Sebastian N. B.; Rasmussen, Jan Pihl; Grummen, 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.
- Galp (2024): HVO@Galp Project. Online verfügbar unter <https://www.galp.com/corp/en/about-us/what-we-do/industrial-and-midstream/hvo>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 19.12.2024.
- 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.projet-gaya.com/en/a-unique-technological-platform-in-europe/>, zuletzt geprüft am 03.11.2021.
- GD Holz (2023): Rohdichte des Holzes. Hg. v. Gesamtverband Deutscher Holzhandel e.V. Online verfügbar unter <https://www.holzvomfach.de/fachwissen-holz/wissenswertes/holzwissen/die-rohdichte-des-holzes/>, zuletzt geprüft am 02.02.2025.
- 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.safari-booksonline.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.
- Generalzolldirektion (2018): Steuerbegünstigte Mengen von Bio- und konventionellen Kraftstoffen, die zur Energiesteuerentlastung nach § 57 EnergieStG angemeldet wurden (2018). E-Mail an TFZ Technologie- und Förderzentrum.
- Generalzolldirektion (2024): Steuerbegünstigte Mengen von Bio- und konventionellen Kraftstoffen, die zur Energiesteuerentlastung nach § 57 EnergieStG angemeldet wurden (2024). E-Mail an TFZ Technologie- und Förderzentrum.
- GenH2 (2022): Hydrogen A to Z Series: D For Density. In: *GenH2 Hydrogen* (2022). Online verfügbar unter <https://genh2hydrogen.com/blog/defining-hydrogen-from-a-to-z-3/>, zuletzt geprüft am 25.09.2024.
- Gerves, Florence (2024): Business Airports: increased use of sustainable aviation fuel (SAF). Hg. v. AeroAffaires. Online verfügbar unter <https://aeroaffaires.com/business-airports-increased-use-saf/>, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- 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.
- Gevo (2023): About Gevo. Gevo Facilities. Gevo Facilities. Online verfügbar unter <https://gevo.com/location/net-zero-1/>, zuletzt geprüft am 04.07.2024.
- Geyer, Roland; Jambeck, Jenna R.; Law, Kara Lavender (2017): Production, use, and fate of all plastics ever made. In: *Science advances* 3 (7), e1700782. DOI: 10.1126/sciadv.1700782.
- GIE (2023): MéthyCentre. By Storengy (France). By Storengy (France). Online verfügbar unter <https://www.gie.eu/methycentre/>, zuletzt aktualisiert am 2023, zuletzt geprüft am 02.09.2024.
- 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.
- Global Companies LLC (2016): Safety Data Sheet. E85 Ethanol/Gasoline Blend. Hg. v. Global Companies LLC. E85 Ethanol/Gasoline Blend. Online verfügbar unter https://www.globalp.com/wp-content/uploads/2019/10/SDS_E85_Ethanol_Gasoline_Blend_Final.pdf, zuletzt geprüft am 20.08.2024.
- GML (2021): Trends in Atmospheric Carbon Dioxide. Online verfügbar unter <https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/global.html>, zuletzt geprüft am 28.10.2021.
- Gnann, Till; Speth, Daniel; Wietschel, Martin (2024): Langfrist-szenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Orientierung 045. Ergebnisse Verkehr. Hg. v. Fraunhofer ISI. Treibhausgasneutrale Orientierung 045. Online verfügbar unter https://langfrist-szenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_045_Verkehr_Webinar_short.pdf, zuletzt geprüft am 18.09.2024.
- Godin, Jessica; Liu, Weizao; Ren, Shan; Xu, Chunbao Charles (2021): Advances in recovery and utilization of carbon dioxide: A brief review. In: *Journal of Environmental Chemical Engineering* 9 (4), S. 105644. DOI: 10.1016/j.jece.2021.105644.
- Görner, Klaus; Oeljeklaus, Gerd; Bockhorn, Henning; Pfeifer, Herbert; Hoenig, Volker; Hoppe, Helmut; Fleiger, Kristina (2015): Umwandlungsprozesse bei fossilen Energieträgern. In: Manfred Fischedick, Klaus Görner und Margit Thomeczek (Hg.): *CO2: Abtrennung, Speicherung, Nutzung: Ganzheitliche Bewertung im Bereich von Energiewirtschaft und Industrie*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, S. 153–254. Online verfügbar unter https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-19528-0_7#Sec3.
- Götz, Kristin; Zickmann, Stefan; Fey, Barbara; Büniger, Jürgen; Stapf, Wolfgang; Fan, Zhu (2015): Diesel R33. Abschlussbericht zum Projektvorhaben. Hg. v. Jürgen Krahl, Axel Munnack, Peter Eilts und Jürgen Büniger. Abschlussbericht zum Projektvorhaben.
- Governo Federal (2024): Vendas de derivados de petróleo e biocombustíveis. Hg. v. Governo Federal. Online verfügbar unter <https://www3.bcb.gov.br/sgspub/consultarvalores/consultarValoresSeries.do?method=consultarValores>, zuletzt geprüft am 19.08.2024.
- GRAFORCE (2024): 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 22.08.2024.
- 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.
- Gräve; Peter (2020): Siemens Energy und Porsche treiben mit Partnern die Entwicklung klimaneutraler eFuels voran. Internet. Online verfügbar unter <https://www.siemens-energy.com/de/de/home/pressemitteilungen/siemens-energy-und-porsche-treiben-mit-partnern-die-entwicklung-klimaneutraler-efuels-voran.html>, zuletzt geprüft am 05.09.2024.
- 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.
- Green Fuels Limited (2022): Safety Data Sheet. Renewable Hydrocarbons (Diesel type fraction). HVO – Hydrotreated Vegetable Oil. Hg. v. Green Fuels Limited. Renewable Hydrocarbons (Diesel type fraction). Online verfügbar unter https://www.greenergy.com/userfiles/media/greenergy/pdf%20uploads/hvo__renewable_diesel_sds_gfl_v2.pdf, zuletzt geprüft am 20.08.2024.
- Grehl, Lukas (2018): Zahlen, Daten, Fakten. Zweiradbestand in Deutschland. Hg. v. Motor Presse Stuttgart GmbH & Co. KG. Zweiradbestand in Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.motorradonline.de/ratgeber/zweiradbestand-in-deutschland-zahlen-daten-fakten/>, zuletzt geprüft am 03.05.2024.
- Grenon, Aleck (2023): Steeper Energy collaborates with Invest Alberta to bring biomass conversion plant to Alberta. In: Steeper Energy (2023). Online verfügbar unter <https://steeperenergy.com/steeper-energy-collaborates-with-invest-alberta/>, zuletzt geprüft am 22.10.2024.

- 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.
- Gu, Xiangyu; Yu, Liang; Pang, Na; Martinez-Fernandez, Jose Salomon; Fu, Xiao; Chen, Shulin (2020): Comparative techno-economic analysis of algal biofuel production via hydrothermal liquefaction: One stage versus two stages. In: *Applied Energy* 259, S. 114115. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.114115.
- 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.
- Haarlemmer, Geert; Briand, Morgane; Roubaud, Anne; Roussely, Julien; Déniel, Maxime (2018): ECONOMIC EVALUATION OF A HYDROTHERMAL LIQUEFACTION PROCESS. In: *Detritus In Press* (1), S. 1. DOI: 10.31025/2611-4135/2018.13695.
- Haas, Rita; Remmele, Edgar (2013): Dezentrale Ölsaatenverarbeitung 2012/2013. Eine bundesweite Befragung. Hg. v. Technologie- und Förderzentrum Straubing. Eine bundesweite Befragung. Straubing (Berichte aus dem TFZ, 34). Online verfügbar unter http://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/biokraftstoffe/dateien/34_bericht.pdf, zuletzt geprüft am 29.10.2024.
- Hackbarth, Kathrin; Haltenort, Philipp; Arnold, Ulrich; Sauer, Jörg (2018): Recent Progress in the Production, Application and Evaluation of Oxymethylene Ethers. In: *Chemie Ingenieur Technik* 90 (10), S. 1520–1528. DOI: 10.1002/cite.201800068.
- 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.
- 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.
- Ham, Kahyun; Bae, Sooran; Lee, Jaeyoung (2024): Classification and technical target of water electrolysis for hydrogen production. In: *Journal of Energy Chemistry* 95, S. 554–576. DOI: 10.1016/j.jechem.2024.04.003.
- Hamelinck, Carlo; Defiliet, Matti; Smeets, Bas; Heuvel, Eric van den (2021): Conversion efficiencies of fuel pathways for Used Cooking Oil. 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. DOI: 10.1039/D0GC02893B.
- 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.
- 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.
- Hedges Company (2024): How many cars are there in the world in 2024? Online verfügbar unter <https://hedgescompany.com/blog/2021/06/how-many-cars-are-there-in-the-world/>, zuletzt geprüft am 03.05.2024.
- Heidt, Christoph; Helms, Hinrich; Kämper, Claudia; Kräck, Jan (2020): Aktualisierung der Modelle TREMOD/TREMOD-MM für die Emissionsberichterstattung 2020 (Berichtsperiode 1990-2018). Hg. v. Umweltbundesamt.
- Heinz, Markus; Roth, Tobias (2018): Hohes Weizengras als Biogassubstrat. Online verfügbar unter <https://www.biogasforum-bayern.de/media/files/0004/hohes-weizengras-als-biogassubstrat.pdf>, zuletzt geprüft am 08.11.2021.
- Heinzmann, Paul; Glöser-Chahoud, Simon; Dahmen, Nicolaus; Langenmayr, Uwe; Schultmann, Frank (2021): Techno-ökonomische Bewertung der Produktion regenerativer synthetischer Kraftstoffe.
- Henderson, O. Kay (2020): 'Project Liberty' cellulosic ethanol plant in Emmetsburg closed. Hg. v. Radio IOWA. Online verfügbar unter <https://www.radioiowa.com/2020/10/21/project-liberty-cellulosic-ethanol-plant-in-emmetsburg-closed/>, zuletzt aktualisiert am 21.10.2020, zuletzt geprüft am 03.07.2024.
- 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.
- Hettesheimer, Tim; Neef, Christoph; Rosellón Inclán, Inés; Link, Steffen; Schmaltz, Thomas; Schuckert, Felix et al. (2023): Lithium-Ion Battery Roadmap - Industrialization Perspectives toward 2030. Hg. v. Fraunhofer ISI. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/2023/Fraunhofer-ISI_LIB-Roadmap-2023.pdf, zuletzt geprüft am 20.08.2024.
- HIF (2023): HIF Haru Oni Demonstration Plant. Online verfügbar unter <https://www.hifglobal.com/haru-oni>, zuletzt aktualisiert am 2023, zuletzt geprüft am 05.09.2024.
- 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; 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.
- HY2GEN (2023): HY2GEN Deutschland erwirbt Anlagen und Projektpipeline der kiwi AG. Internet. Online verfügbar unter <https://www.hy2gen.com/press-releases/kiwi>, zuletzt geprüft am 02.09.2024.
- HydrogenWire (2024): Eni to convert Livorno refinery into a bio-refinery with hydrogen facility production. Online. Online verfügbar unter <https://hydrogenwire.com/2024/01/30/eni-to-convert-livorno-refinery-into-a-bio-refinery-with-hydrogen-facility-production/>, zuletzt geprüft am 07.10.2024.
- 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 (2023): ICAO EUR/NAT Environment Task Force. Hg. v. ICAO. Online verfügbar unter [https://www.icao.int/EURNAT/Other%20Meetings%20Seminars%20and%20Workshops/ICAO%20EUR%20Environment%20Task%20Force%20Meetings/ICAO%20EUR%20Environment%20Task%20Force%20mee ting/ENVTF%20PRO5%20-%20Pres%20by%20France%20-%20SAF%20claiming%20in%20France%20with%20Carbu-re%20vf.pdf](https://www.icao.int/EURNAT/Other%20Meetings%20Seminars%20and%20Workshops/ICAO%20EUR%20Environment%20Task%20Force%20Meetings/ICAO%20EUR%20Environment%20Task%20Force%20meeting/ENVTF%20PRO5%20-%20Pres%20by%20France%20-%20SAF%20claiming%20in%20France%20with%20Carbu-re%20vf.pdf), zuletzt geprüft am 20.08.2024.
- Icha, P.; Lauf T.; Kuhs, G. (2021): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des 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.
- Icha, Petra; Lauf, Thomas (2024): Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2023. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/23_2024_cc_strommix_11_2024.pdf, zuletzt geprüft am 10.01.2025.
- IEA (2019): 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 (2020a): Clean Energy Innovation. Special Report on Clean Energy Innovation - Accelerating technology progress for a sustainable future. Hg. v. IEA. Special Report on Clean Energy Innovation - Accelerating technology progress for a sustainable future. Paris. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/clean-energy-innovation>, zuletzt geprüft am 05.10.2024.
- IEA (2020b): 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. 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 (2021c): Net Zero by 2050 Scenario. Hg. v. International Energy Agency. Online verfügbar unter https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf, zuletzt geprüft am 18.09.2024.
- IEA (2022): Direct Air Capture: A key technology for net zero (2022). Online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture-2022>.
- IEA (2023a): Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database. Hg. v. IEA. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database#>, zuletzt geprüft am 09.08.2024.
- IEA (2023b): World Energy Balances highlights. Hg. v. IEA.
- IEA (2023c): Net Zero Roadmap. A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach. 2023 Update. A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach. Online verfügbar unter https://iea.blob.core.windows.net/assets/9a698da4-4002-4e53-8ef3-631d8971bf84/NetZeroRoadmap_AGlo-balPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf, zuletzt geprüft am 16.10.2024.
- IEA (2023d): Renewables 2023. Special section: Biogas and biomethane. Special section: Biogas and biomethane. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/renewables-2023/special-section-biogas-and-biomethane>, zuletzt geprüft am 04.12.2024.
- IEA (2023e): World Energy Balances highlights. Hg. v. IEA.
- IEA (2023f): zElectrolysers - Energy System - IEA. Hg. v. IEA. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers>, zuletzt geprüft am 02.02.2025.
- IEA (2024a): Energy Statistics Data Browser. Hg. v. IEA. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2BySector>, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- IEA (2024b): Global EV Data Explorer. Hg. v. IEA. Paris. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/global-ev-data-explorer>.
- IEA (2024c): Renewables. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/energy-system/renewables>, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- IEA (2024d): World Energy Balances Highlights (2024 edition). Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/55e92642-5657-4b74-abdd-0ebb4a5aa547/WorldEnergyBalancesHighlights2024.xlsx>, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- IEA (2024e): World Energy Outlook 2024. Hg. v. IEA. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/04f06925-a5f4-443d-8f1a-6daa31305aee/WorldEnergyOutlook2024.pdf>, zuletzt geprüft am 28.10.2024.
- IEA (2024f): World Energy Balances Highlights (2024 edition). Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/55e92642-5657-4b74-abdd-0ebb4a5aa547/WorldEnergyBalancesHighlights2024.xlsx>, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- IEA (2024g): World Energy Outlook 2024. Hg. v. IEA. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/04f06925-a5f4-443d-8f1a-6daa31305aee/WorldEnergyOutlook2024.pdf>, zuletzt geprüft am 28.10.2024.
- IEA AMF TCP (2024): Bio-hydrocarbons for gasoline. Hg. v. IEA AMF TCP. Online verfügbar unter https://www.iea-amf.org/content/fuel_information/biosynthetic_gasoline, zuletzt geprüft am 25.09.2024.
- IEA Bioenergy (2020a): 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 (2020b): 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 (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): 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.
- IEA Bioenergy (2024a): A perspective on the state of the biogas industry in 12 member countries of IEA Bioenergy Task 37. Online verfügbar unter https://task37.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/32/2024/10/IEA_Bioenergy_T37_CountryReportSummary_2024.pdf, zuletzt geprüft am 11.11.2024.
- IEA Bioenergy (2024b): 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 09.08.2024.
- IEA Bioenergy (2024c): Pyrolysis bio-oil. Online verfügbar unter <https://task34.ieabioenergy.com/bio-oil/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- 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 (2024a): Food and Agricultural Commodities Economics. Price. Hg. v. S&P Global. Price.
- IHS Markit (2024b): Food and Agricultural Commodities Economics. Product Balance. Hg. v. S&P Global. Product Balance.
- IHS Markit (2024c): Plants & Projects. Online verfügbar unter <https://connect.ihsmarkit.com/agribusiness/food-agricommodities-economics/plants-projects-database>, zuletzt geprüft am 04.07.2024.
- IHS Markit (2024d): World biodiesel output by feedstock (Food and Agricultural Commodities Economics).
- IHS Markit (2024e): Worldz - Annual feedstock usage for fuel ethanol in transport. Hg. v. IHS Markit.
- Ikäheimo, Jussi; Kiviluoma, Juha; Weiss, Robert; Holttinen, Hannele (2018): Power-to-ammonia in future North European 100 % renewable power and heat system. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 43 (36), S. 17295–17308. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.06.121.
- IMO (2019): Annex 11 Roadmap for developing a comprehensive IMO strategy on reduction of GHG emissions from ships. IMO.
- 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.
- IMO (2022): Energy Efficiency of Ships. MEPC 79/6/1. MEPC 79/6/1. Online verfügbar unter [https://www.wcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Air%20pollution/MEPC%2079-6-1-%20-%20Report%20of%20fuel%20oil%20consumption%20data%20submitted%20to%20the%20IMO%20Ship%20Fuel%20Oil%20ConsumptionDatabase...%20\(Secretariat\).pdf](https://www.wcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Air%20pollution/MEPC%2079-6-1-%20-%20Report%20of%20fuel%20oil%20consumption%20data%20submitted%20to%20the%20IMO%20Ship%20Fuel%20Oil%20ConsumptionDatabase...%20(Secretariat).pdf), zuletzt geprüft am 16.10.2024.
- IMO (2023): Resolution Mepc.377(80). IMO Strategy On Reduction Of GHG Emissions From Ships. Hg. v. International Maritime Organization. IMO Strategy On Reduction Of GHG Emissions From Ships. Online verfügbar unter [https://www.wcdn.imo.org/localresources/en/MediaCentre/Press-Briefings/Documents/Resolution%20MEPC.377\(80\).pdf](https://www.wcdn.imo.org/localresources/en/MediaCentre/Press-Briefings/Documents/Resolution%20MEPC.377(80).pdf), zuletzt geprüft am 10.01.2025.
- IMO (2024): Resolution Mepc.391(81). Guidelines On Life Cycle GHG Intensity Of Marine Fuels (2024 LCA Guidelines). Hg. v. International Maritime Organization. Guidelines On Life Cycle GHG Intensity Of Marine Fuels (2024 LCA Guidelines). Online verfügbar unter [https://www.wcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/MEPCDocuments/MEPC.391\(81\).pdf](https://www.wcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/MEPCDocuments/MEPC.391(81).pdf), zuletzt geprüft am 10.01.2025.
- 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.
- INERATEC (2024a): Erste industrielle Power-to-Liquid Pilotanlage. Online verfügbar unter <https://www.ineratec.de/de/news/erste-industrielle-power-liquid-pilotanlage>, zuletzt geprüft am 12.08.2024.
- INERATEC (2024b): Fueling Future Mobility – e-Fuels made in Germany. Online verfügbar unter <https://www.ineratec.de/de/fueling-future-mobility-e-fuels-made-germany>, zuletzt aktualisiert 2024, zuletzt geprüft am 26.08.2024.
- International Civil Aviation Organisation (ICAO) (2024): CORSIA Methodology for Calculating Actual Life Cycle Emissions Values. Online verfügbar unter https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Documents/CORSIA_Eligible_Fuels/ICAO%20document%2007%20-%20Methodology%20for%20Actual%20Life%20Cycle%20Emissions%20-%20March%202024.pdf, zuletzt geprüft am 2024.
- Intraplan Consult GmbH; TTS TRIMODE Transport Solutions GmbH (2023): Gleitende Langfristverkehrsprognose 2021-2022. Prognose 2022. Hg. v. Bundesministerium für Digitales und Verkehr. Prognose 2022. Online verfügbar unter https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/K/prognose-berichtgleitende-langfrist-verkehrsprognose.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 21.04.2023.
- Intraplan Consult GmbH; TTS TRIMODE Transport Solutions GmbH; ETR Economic Trends Research GbR; MWP GmbH (2024): Verkehrsprognose 2040. Band 5.1 E: Luftverkehrsprognose Prognosefall 1 „Basisprognose 2040“ (Ergebnisse). Hg. v. Bundesministerium für Digitales und Verkehr. Band 5.1 E: Luftverkehrsprognose Prognosefall 1 „Basisprognose 2040“ (Ergebnisse). Online verfügbar unter https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/BVWP/verkehrsprognose-2040-band-5-1-e-luftverkehrsprognose-prognosefall-1-basisprognose-2040-ergebnisse.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 28.10.2024.
- 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): Climate 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.
- 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 06.08.2024.
- 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 (2024): Renewable energy statistics 2024. Online verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jul/IRENA_Renewable_Energy_Statistics_2024.pdf, zuletzt geprüft am 05.11.2024.
- IRENA; Methanol Institute (2021): 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 (2020): 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 (2023): ISCC CORSIA 205 Life Cycle Emissions. Version 2.0. Version 2.0. Online verfügbar unter https://www.iscc-system.org/wp-content/uploads/2023/12/ISCC_CORSIA_205_Life_Cycle_Emissions_2.0.pdf/Documents/SCS-Evaluation/ISCC/ISCC_CORSIA_205_Life_Cycle_Emissions_1.0.pdf, zuletzt geprüft am 06.01.2025.

- 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. Anmeldnr: DE102005062722A. Veröffentlichungsnr: DE102005062722A1. Prioritätsdaten: 28.12.2007.
- Johannsen, Frank (28.08.2023): BP baut Raffinerie Lingen zum Zentrum für alternative Kraftstoffe um. Online verfügbar unter <https://www.process.vogel.de/bp-baut-raffinerie-lingen-zum-zentrum-fuer-alternative-kraftstoffe-um-a-5589dc8095ab3028cbdf5053649f50bb/>, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- Jong, S. A. de (2018): Green horizons: On the production costs, climate impact and future supply of renewable jet fuels. Unter Mitarbeit von Biobased Economy, Martin Junginger, Andre Faaij und Ric Hoefnagels: Utrecht University. Online verfügbar unter <https://dspace.library.uu.nl/handle/1874/364514>.
- 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.
- Juneja, Ankita; S. Murthy, Ganti (2017): Evaluating the potential of renewable diesel production from algae cultured on wastewater: techno-economic analysis and life cycle assessment. In: *AIMS Energy* 5 (2), S. 239–257. DOI: 10.3934/energy.2017.2.239.
- Jupiter1000 (2024): First industrial demonstrator of POWER TO GAS in France. Online verfügbar unter <https://www.jupiter1000.eu/english>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 02.09.2024.
- 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, M.; Remmele, E.; Thuneke, K.; Langmaack, T. und Scherzinger, M. (2024): Pflanzenölgewinnung. In: M. Kaltschmitt, M. Scherzinger und J. Gescher (Hg.): *Energie aus Biomasse*, Bd. 3. 4. aktualisierte Auflage: Springer Vieweg (3), S. 432–500.
- Kaltschmitt, Martin; Hartmann, Hans; Hofbauer, Hermann (Hg.) (2016): Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. Grundlagen, Techniken und Verfahren. 3. Aufl. Berlin: Springer.
- 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.
- KBA (2014): Fahrzeugzulassungen (FZ 1). Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken 01.01.14. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken 01.01.14. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ1/fz1_2014_pdf.pdf, zuletzt geprüft am 22.05.2024.
- KBA (2021): 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>, zuletzt geprüft am 20.05.2021.
- KBA (2024a): Fahrzeugzulassungen (FZ 27). Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen, 1. Januar 2024. FZ 27. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen, 1. Januar 2024. Flensburg.
- KBA (2024b): Kraftfahrzeugstatistik (2024). Email an Jörg Schröder.
- KBA (2024c): Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen mit alternativem Antrieb - Monatsergebnisse. August 2024. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. August 2024.
- KBA (2024d): Verkehr in Zahlen 2023/2024. 52. Jahrgang. Hg. v. Bundesministerium für Digitales und Verkehr. 52. Jahrgang. Flensburg. Online verfügbar unter <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/verkehr-in-zahlen23-24-pdf.pdf>, zuletzt geprüft am 22.05.2024.
- 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.
- 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, Noredine; 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): CO₂-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 (2022): Die Schnellpyrolyse von trockener Biomasse (Energieverdichtung). Online verfügbar unter <https://www.bioliq.de/64.php>, zuletzt aktualisiert am 2022, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- KIT (2024a): Energy Lab 2.0 - Ineratec. Online verfügbar unter <https://www.elab2.kit.edu/ineratec.php>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 27.08.2024.
- KIT (2024b): Refineries for Future. Hg. v. Karlsruher Institut für Technologie. Online verfügbar unter <https://ref4fu.de/>, zuletzt geprüft am 02.02.2025.
- Kittel, H.; Horský, J.; Šimáček, P. (2024): Synergy of blending HEFA with alternative petroleum fractions. In: *Fuel* 359, S. 130390. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.130390.
- König, Daniel Helmut (2016): Techno-ökonomische Prozessbewertung der Herstellung synthetischen Fluggasturbinentreibstoffes aus CO₂ und H₂, Stuttgart. Online verfügbar unter <https://elib.dlr.de/109210/>, zuletzt geprüft am 25.05.2021.
- Kopernikus Projekt Ariadne (2022): Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien. Hg. v. Kopernikus Projekt Ariadne. Online verfügbar unter https://ariadneprojekt.de/media/2022/03/2022-03-16-Big5-Szenarienvergleich_final.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2022.
- Kopp, Dittmar (2011): Choren verkauft und entlässt. Investor für eins der drei Unternehmen gefunden. Erneuerbare Energie von Gentner. Online verfügbar unter <https://www.erneuerbareenergien.de/transformation/speicher/investor-fuer-eins-der-drei-unternehmen-gefunden-choren-verkauft-und-entlaesst>, zuletzt geprüft am 27.08.2024.
- Korridor (2024): Suche E85 Tankstelle. Hg. v. Korridor AB. Online verfügbar unter http://www.korridor.se/aryan/acadiane/e85/stationsadmin/stations_search.phtml, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- Kotrba, Ron (2022): Seaboard Energy to hold ribbon-cutting ceremony Oct. 6 for renewable diesel plant in Hugoton, Kansas. Online verfügbar unter <https://www.biobased-diesel.com/post/seaboard-energy-to-hold-ribbon-cutting-ceremony-oct-6-for-renewable-diesel-plant-in-hugoton-kansas>, zuletzt aktualisiert am 28.09.2022, zuletzt geprüft am 03.07.2024.
- Kramer, Ulrich: Defossilizing the transportation sector. Options and requirements for Germany. Online verfügbar unter https://www.fvv-net.de/fileadmin/Transfer/Downloads/FVV_Future_Fuels_Study_report_Defossilizing_the_transportation_sector_R586_final_v.3_2019-06-14__EN.pdf, zuletzt geprüft am 25.09.2024.
- Krause, Tim; Mantau, Udo; Mahro, Bernd; Noke, Anja; Richter, Felix; Raussen, Thomas et al. (2020): Nationales Monitoring biogener Reststoffe, Nebenprodukte und Abfälle in Deutschland Teil 1 : Basisdaten zu Biomassepotenzialen. Online verfügbar unter https://www.openagrar.de/receive/openagrar_mods_00065538, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- KTBL (Hg.) (1999): Dezentrale Ölsaatenverarbeitung – KTBL Arbeitspapier 267.
- KTBL (Hg.) (2005): Dezentrale Ölsaatenverarbeitung - KTBL Schrift 427.
- 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_produkat/atex_temperaturklassen.htm, zuletzt geprüft am 16.10.2021.
- Lael, Manoel Regis Lima Verde; Hernandez, 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.
- Laible, Lukas (2024): Nigerias ungewisse wirtschaftliche Zukunft. Hg. v. Konrad-Adenauer-Stiftung e. V. Online verfügbar unter <https://www.kas.de/de/laenderberichte/detail/-/content/nigerias-ungewisse-wirtschaftliche-zukunft>, zuletzt aktualisiert am 29.05.2024, zuletzt geprüft am 16.10.2024.
- 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; Rudberg, Jonas (2020): Success Stories of Advanced Biofuels for Transport. CHEMREC/HALDOR TOPSOE/VOLVO BIO-DME PROJECT. Hg. v. ARTFuels. CHEMREC/HALDOR TOPSOE/VOLVO BIO-DME PROJECT. Online verfügbar unter https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/11/19-AFF_IEABio_SuccessStories_CHEMREC_BioDME.pdf, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- 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/>, zuletzt aktualisiert am 14.09.2021, zuletzt geprüft am 08.11.2021.
- Lange, Hannes; Klose, Anselm; Lippmann, Wolfgang; Urbas, Leon (2023): Technical evaluation of the flexibility of water electrolysis systems to increase energy flexibility: A review. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 48 (42), S. 15771–15783. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.01.044.
- LanzaJet (2024): Freedom Pines Fuels. Online verfügbar unter <https://www.lanzajet.com/freedom-pines>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 06.08.2024.
- Larsson, Anton; Gunnarsson, Ingemar; Tengberg, Freddy (2019): The GoBiGas Project. Demonstration of the Production of Biomethane from Biomass via Gasification. Unter Mitarbeit von Freddy Tengberg Ingemar Gunnarsson. 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, 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.

- Lazouski, Nikifar; Limaye, Aditya; Bose, Abhishek; Gala, Michal; Manthiram, Karthish; Mallapragada, Dhari: Cost and performance targets for fully electrochemical ammonia production under flexible operation. Hg. v. Massachusetts Institute of Technology. Online verfügbar unter <https://chemrxiv.org/engage/api-gateway/chemrxiv/assets/orp/resource/item/6230f749d6d3ed3d2f931fe1/original/cost-and-performance-targets-for-fully-electrochemical-ammonia-production-under-flexible-operation.pdf>, zuletzt geprüft am 25.09.2024.
- 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.
- 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-energetraeger-aus>, zuletzt geprüft am 18.11.2021.
- Lietz, Marco (2024): Neste Rotterdam (2024). E-Mail an Jörg Schröder.
- Limeco (2024): Anlage. Online verfügbar unter <https://www.powertogas.ch/anlage/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 22.08.2024.
- 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.
- Lippky, Gesa: Evaluation von Herstellprozessen alternativer Kraftstoffe durch mikrobielle Photosynthese. Dissertation. Online verfügbar unter https://pub.uni-bielefeld.de/download/2917375/2917811/Dissertation_GesaLippky.pdf, zuletzt geprüft am 25.09.2024.
- 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.
- Luderer, Gunnar; Kost, Christoph; Sörgel, Dominika (2021): Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. Ariadne-Report. Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Hg. v. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung. Ariadne-Report.
- 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.
- Machhammer, Otto (2021): Regenerativer Strom aus Deutschland oder e-Fuels aus Chile: Worauf sollte die zukünftige Mobilität bauen? In: *Chemie Ingenieur Technik* 93 (4), S. 641–654. DOI: 10.1002/cite.202100003.
- Magdeldin, Mohamed; Kohl, Thomas; Järvinen, Mika (2017): Techno-economic assessment of the by-products contribution from non-catalytic hydrothermal liquefaction of lignocellulose residues. In: *Energy* 137, S. 679–695. DOI: 10.1016/j.energy.2017.06.166.
- 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; Gröngroft, 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. Prioritätsdaten: 31.12.1985.
- Martín, Mariano; Redondo, Judit; Grossmann, Ignacio E. (2020): Optimal Integrated Facility for Oxymethylene Ethers Production from Methanol. In: *ACS Sustainable Chem. Eng.* 8 (16), S. 6496–6504. DOI: 10.1021/acssuschemeng.0c01127.
- Martinez-Hernandez, Elias; Ramírez-Verduzco, Luis Felipe; Amezcua-Allieri, Myriam A.; Aburto, Jorge (2019): Process simulation and techno-economic analysis of bio-jet fuel and green diesel production – Minimum selling prices. In: *Chemical Engineering Research and Design* 146, S. 60–70. DOI: 10.1016/j.cherd.2019.03.042.
- 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.
- MDA (2024): Annual Report on Biodiesel. Hg. v. Minnesota Department of Agriculture. Online verfügbar unter <https://www.lrl.mn.gov/docs/2024/mandated/240112.pdf>, zuletzt geprüft am 20.08.2024.
- Medrano-García, Juan D.; Charalambous, Margarita A.; Guillén-Gosálbez, Gonzalo (2022): Economic and Environmental Barriers of CO₂-Based Fischer-Tropsch Electro-Diesel. In: *ACS Sustainable Chem. Eng.* 10 (36), S. 11751–11759. DOI: 10.1021/acssuschemeng.2c01983.
- Meisel, Kathleen; Braune, Maria (2015): Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Bioethanol. Handreichung. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Handreichung. Leipzig. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Broschueren/Handreichung_Bioethanol.pdf, zuletzt geprüft am 10.02.2025.
- 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.
- Memija, Adnan (2024): World's First 26 MW Offshore Wind Turbine Rolls Off Production Line. Hg. v. offshorewind.biz. Online verfügbar unter <https://www.offshorewind.biz/2024/10/14/worlds-first-26-mw-offshore-wind-turbine-rolls-off-production-line/>, zuletzt geprüft am 02.02.2025.
- 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.
- Methanol Institute (2024a): Marine. Hg. v. Methanol Institute. Online verfügbar unter <https://www.methanol.org/marine/>, zuletzt geprüft am 02.07.2024.
- Methanol Institute (2024b): Renewable methanol. Online verfügbar unter <https://www.methanol.org/renewable/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 03.09.2024.
- Miao, Bin; Zhang, Lan; Wu, Shengwei; Chan, Siew Hwa (2022): The economics of power generation and energy storage via Solid Oxide Cell and ammonia. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 47 (63), S. 26827–26841. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.06.066.
- 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.
- 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, zuletzt geprüft am 04.01.2022.
- Ministério de Minas e Energia (2024): Série histórica do levantamento de preços. Hg. v. Ministério de Minas e Energia. 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 geprüft am 19.08.2024.
- MiRO (2024): Unternehmen - MiRO. Online verfügbar unter <https://www.miro-ka.de/unternehmen#blick>, zuletzt geprüft am 31.01.2025.
- 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.
- 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.; Nawansir, 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): Portaria 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.
- Moving Power (2024): Power-to-Gas Werlte, Deutschland. Online verfügbar unter https://www.movingpower.at/3zw5u3/wp-content/themes/movingpower/pdf.php?p_idu=394, zuletzt geprüft am 02.09.2024.
- 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; Dögnitz, Niels; Marquardt, Christian; Posselt, Dietmar; Schripp, Tobias; Majer, Stefan et al. (2020): Einsatz von Multiblend JET A-1 in der Praxis. Einblicke und Ergebnisse aus dem Projekt DEMO-SPK. In: *Michael Nelles (Hg.): 14. Rostocker Bioenergieforum – 19. Dialog Abfallwirtschaft MV*. geplant am 16./17. + 18. Juni 2020 an der Universität Rostock (nicht durchgeführt aufgrund der Beschränkungen im Zuge der Corona-Pandemie). 14. Rostocker Bioenergieforum. Rostock, 16.-18.06.2020. Rostock: Univ., Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft (Schriftenreihe Umweltingenieurwesen, 95), S. 97–106.
- 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.pdf, zuletzt geprüft am 24.11.2021.
- 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.
- MyLPG (2024): LPG stations. Hg. v. mylpg.eu. Online verfügbar unter <https://www.mylpg.eu/stations/>, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- NASA (2021): Carbon Dioxide. Online verfügbar unter <https://climate.nasa.gov/vital-signs/carbon-dioxide/>, zuletzt aktualisiert am 10.2021, zuletzt geprüft am 23.10.2021.
- NASA (2024): Carbon Dioxide | Vital Signs – Climate Change: Vital Signs of the Planet. Unter Mitarbeit von Dana Bolles. Hg. v. NASA. Online verfügbar unter <https://climate.nasa.gov/vital-signs/carbon-dioxide/?intent=121>, zuletzt geprüft am 02.02.2025.
- National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine (Hg.) (2019): Gaseous Carbon Waste Streams Utilization: Status and Research Needs. Washington, D.C.: National Academies Press.
- Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (2023): Nicht öffentlich zugängliche Schnellladeinfrastruktur für KMU und Großunternehmen (09/2023). Online verfügbar unter <https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderfinder/foerderung-von-nicht-oeffentlich-zugaenglicher-schnellladeinfrastruktur-fuer-kmu-und-grossunternehmen-09-2023/>, zuletzt aktualisiert am 06.07.2023, zuletzt geprüft am 18.10.2024.
- Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (Archiv 2022): Förderrichtlinie „Ladestationen für Elektroautos – Wohngebäude“ (bis 2022). Archiv. Archiv. Online verfügbar unter <https://nationale-leitstelle.de/foerdern/>, zuletzt geprüft am 17.10.2024.
- Naumann, Karin; Costa de Paiva, Gabriel; Neuling, Ulf; Zitscher, Tjerk; Nieß, Selina; Cyffka, Karl-Friedrich (2022a): Ressourcen und ihre Mobilisierung. In: Jörg Schröder und Karin Naumann (Hg.): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. DBFZ Report Nr. 44. 1. korrigierte Auflage. Leipzig, S. 104–145.

- Naumann, Karin; Cyffka, Karl-Friedrich; Karras, Tom (2024a): Hintergrundpapier. Bio2x | Vergleichende Analyse zu nachhaltigen Biomasse- und Substitutionspotenzialen. Bio2x | Vergleichende Analyse zu nachhaltigen Biomasse- und Substitutionspotenzialen. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Statements/Hintergrundpapier_Bio2x_Okt_2024.pdf, zuletzt geprüft am 30.10.2024.
- Naumann, Karin; Knötig, Philipp; Ehrentraut, Rico (2024b): Projektwebseite zum Forschungs- und Demonstrationsvorhaben | Bioressourcen und Wasserstoff zu Methan als Kraftstoff. Online verfügbar unter <https://www.dbfz.de/projektseiten/pilot-sbg/projektsteckbrief>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 28.10.2024.
- Naumann, Karin; Müller-Langer, Franziska; Schröder, Jörg; Meisel, Kathleen; Cyffka, Karl-Friedrich (2022b): Hintergrundpapier zur Quote zur Treibhausgasminde rung bei Kraftstoffen. Leipzig. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin//user_upload/Referenzen/Statements/Hintergrundpapier_THG-Quote_DE_Nov2022.pdf, zuletzt geprüft am 23.11.2022.
- Naumann, Karin; Schröder, Jörg; Costa de Paiva, Gabriel (2022c): Marktübersicht. In: *Jörg Schröder und Karin Naumann (Hg.): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. DBFZ Report Nr. 44. 1.* korrigierte Auflage. Leipzig, S. 146–166.
- 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).
- NEOM (2023): NEOM Green Hydrogen Company completes financial close at a total investment value of USD 84 billion in the worlds largest carbonfree green hydrogen plant. Online verfügbar unter <https://www.neom.com/en-us/newsroom/neom-green-hydrogen-investment>, zuletzt geprüft am 09.08.2024.
- NEP 2035 (2021): Netzentwicklungsplan Strom. Online verfügbar unter <https://www.netzentwicklungsplan.de/archiv/netzentwicklungsplan-2035-2021>.
- Neste Belgium (2023): Neste welcomes the French government's ambition to increase the share of renewable energy in the transport sector. Online verfügbar unter <https://www.neste.be/en/releases-and-news/transportation/neste-welcomes-french-governments-ambition-increase-share-renewable-energy-transport-sector>, zuletzt geprüft am 20.08.2024.
- Neste Oyj (2009): Neste Oil's second renewable diesel plant commissioned at Porvoo. Internet. Online verfügbar unter <https://www.neste.com/news/neste-oils-second-renewable-diesel-plant-commissioned-at-porvoo>, zuletzt geprüft am 22.08.2024.
- 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): 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 (2022): Neste investiert in World-Scale-Produktionsanlage für erneuerbare Produkte an seinem Raffineriestandort in Rotterdam. Internet. Online verfügbar unter <https://www.neste.com/de-de/news/neste-investiert-in-world-scale-produktionsanlage-fuer-erneuerbare-produkte-an-seinem-raffineriestandort-in-rotterdam>, zuletzt geprüft am 22.08.2024.
- Neste Oyj (2024): Neste Singapore Refinery. Online verfügbar unter <https://www.neste.com/en-sg/about-neste/how-we-operate/production/singapore-refinery>, zuletzt geprüft am 22.08.2024.
- NETL (2021): Gasifipedia. Online verfügbar unter <https://netl.doe.gov/research/Coal/energy-systems/gasification/gasifipedia>, zuletzt geprüft am 25.11.2021.
- Neugebauer, Reimund (Hg.) (2022): Wasserstofftechnologien. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Neuling, Ulf; Kaltschmitt, Martin; Hofbauer, Hermann (2018): Biokerosinherstellung. Dissertation.
- NextChem (2024): NextChem awarded a PRE-FEED by ENGIE for the production of 2nd generation biomethane in France. Online verfügbar unter <https://www.nextchem.it/en/newsroom/press-releases/detail/nextchem-awarded-a-pre-feed-by-engie-for-the-production-of-2nd-generation-biomethane-in-france/>, zuletzt geprüft am 02.09.2024.
- NGVA Europe (2024): Stations map. Hg. v. NGVA Europe. Online verfügbar unter <https://www.ngva.eu/stations-map/>, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- Niedersächsisches Wasserstoff-Netzwerk (2024): e-Gase aus Werlte. Internet. Online verfügbar unter <https://www.wasserstoff-niedersachsen.de/e-gas-anlage-im-industriellen-massstab/>, zuletzt geprüft am 02.09.2024.
- Nieß, Selina; Dietrich, Sebastian; Klemm, Marco; Etzold, Hendrik; Oehmichen, Katja (2023): Methanisierung: Bereitstellung von erneuerbarem Methan aus Biogas und Wasserstoff. Fokusheft im Projekt Pilot-SBG. Leipzig. Online verfügbar unter DOI: 10.48480/rm3g-ej31.
- Norman, E. A.; Maestre, V. M.; Ortiz, A.; Ortiz, I. (2024): Steam electrolysis for green hydrogen generation. State of the art and research perspective. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 202, S. 114725. DOI: 10.1016/j.rser.2024.114725.
- NovaCana (2021): Raízen fecha com Yara sua primeira 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.
- NOW (2023a): FuelEuMaritime. NOW Factsheet. NOW Factsheet. Online verfügbar unter https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/10/NOW_Factsheet_FuelEuMaritime_Oktober-2023.pdf, zuletzt geprüft am 01.11.2024.
- NOW (2023b): ReFuelEU-Aviation-Regulation. NOW-Factsheet. NOW-Factsheet. Online verfügbar unter https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/11/NOW-Factsheet_ReFuelEU-Aviation-Regulation.pdf, zuletzt geprüft am 01.11.2024.
- NOW (2024a): Förderfinder. Online verfügbar unter <https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderfinder/>, zuletzt geprüft am 18.10.2024.
- NOW (2024b): Herstellerbefragung-E-Pkw. Factsheet. Factsheet. Online verfügbar unter https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2024/04/NOW_Factsheet-Herstellerbefragung-E-Pkw.pdf, zuletzt geprüft am 01.11.2024.
- NOW (2024c): RED III. NOW Factsheet. NOW Factsheet. Online verfügbar unter https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2024/01/Factsheet_REDIII.pdf, zuletzt geprüft am 01.11.2024.
- 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.
- NXT Clean Fuels (2024): Lakeview RNG. Online verfügbar unter <https://nxtclean.com/projects-facilities/lakeview-rng/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 27.08.2024.
- Nylund, Niils-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.
- Oasmaa, Anja; Lehto, Jani; Solantausta, Yrjö; Kallio, Sirpa (2021): Historical Review on VTT Fast Pyrolysis Bio-oil Production and Upgrading. In: *Energy Fuels* 35 (7), S. 5683–5695. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c00177.
- Oberon Fuels (2021): Oberon's Process & Facilities. Online verfügbar unter <https://oberonfuels.com/technology/oberon-process/>, zuletzt geprüft am 25.11.2021.
- OCI (2023): OCI Global explores sustainable methanol in Delfzijl. Online verfügbar unter <https://oci-global.com/news-stories/stories/oci-global-explores-sustainable-methanol-in-delfzijl/>, zuletzt geprüft am 02.09.2024.
- OCI (2024): OCI Global to double its green methanol capacity in the US. Online verfügbar unter <https://oci-global.com/news-stories/press-releases/oci-global-to-double-its-green-methanol-capacity-in-the-us/>, zuletzt geprüft am 02.09.2024.

- OECD (2015): ITF Transport Outlook. 2015: OECD.
- OECD (2022): Global Plastics Outlook. Economic Drivers, Environmental Impacts and Policy Options: OECD.
- OECD (2023): ITF Transport Outlook. 2023: OECD.
- OECD (2024): OECD Data Explorer. Online verfügbar unter <https://data-explorer.oecd.org/>.
- Oehmichen, Katja; Naumann, Karin; Postel, Jan; Drache, Christian (2015): Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biomethan. Handreichung. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Handreichung. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Broschueren/Handreichung_Biomethan.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2025.
- oekom (2021): Umsetzung der Umsetzung der RED II-Richtlinie in Deutschland. In: *Der Umweltbeauftragte* 29. Jahrgang. Online verfügbar unter https://www.oekom.de/_files_media/zeitschriften/artikel/UB_2021_05_01.pdf, zuletzt geprüft am 01.11.2024.
- 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. [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.
- OMV (10.06.2024): OMV nimmt Co-Processing-Anlage in der Raffinerie Schwechat in Betrieb. Shin, Sylvia. Online verfügbar unter <https://www.omv.com/de/medien/pressemitteilungen/2024/240610-omv-nimmt-co-processing-anlage-in-der-raffinerie-schwechat-in-betrieb>, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- 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.
- 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.
- Osman, Ahmed I.; Hefny, Mahmoud; Abdel Maksoud, M. I. A.; Elgarahy, Ahmed M.; Rooney, David W. (2021): Recent advances in carbon capture storage and utilisation technologies: a review. In: *Environmental Chemistry Letters* 19 (2), S. 797–849. DOI: 10.1007/s10311-020-01133-3.
- Osman, Ola; Sgouridis, Sgouris; Sleptchenko, Andrei (2020): Scaling the production of renewable ammonia: A techno-economic optimization applied in regions with high insolation. In: *Journal of Cleaner Production* 271, S. 121627. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.121627.
- Overmaat, Bernd (2024): BioTfuel: Der Biokraftstoff der Zukunft entsteht aus Abfall. Online verfügbar unter <https://www.thyssenkrupp.com/de/stories/nachhaltigkeit-und-klimaschutz/biotfuel-der-biokraftstoff-der-zukunft-entsteht-aus-abfall>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 26.08.2024.
- OVID (2023): Zahlen Deutschland. aktuelle Zahlen für 2023. Online verfügbar unter <https://www.ovid-verband.de/positionen-und-fakten/zahlen-deutschland>, zuletzt aktualisiert am 2023, zuletzt geprüft am 29.10.2024.
- OVID (2024): Ölwechsel jetzt! Fahrplan für einen klimaschonenden Umbau der energieintensiven Speiseölindustrie in Deutschland. Positionspapier. Positionspapier. Online verfügbar unter https://www.ovid-verband.de/fileadmin/user_upload/Positionspapiere/2024/240617_OVID-Positionspapier_%C3%96lwechsel_jetzt_%E2%80%93_Fahrplan_f%C3%BCr_einen_klimaschonenden_Umbau_der_energieintensiven_Speise%C3%B6lindustrie_in_Deutschland_Juni2024.pdf, zuletzt geprüft am 29.10.2024.
- 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. DOI: 10.3390/en13020379.
- Ozkan, Mihrimah; Nayak, Saswat Priyadarshi; Ruiz, Anthony D.; Jiang, Wenmei (2022): Current status and pillars of direct air capture technologies. In: *iScience* 25 (4), S. 103990. DOI: 10.1016/j.isci.2022.103990.
- 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.
- Parkland (08.05.2022): Parkland announces plans to expand co-processing activities and build British Columbia’s largest renewable diesel complex. Scott, Simon. Online verfügbar unter <https://www.parkland.ca/newsroom/news-releases/parkland-announces-plans-to-expand-co-processing-activities-and-build-british-columbias-largest-renewable-diesel-complex>, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- Pasimeni, Francesco; Sezer, Ufuk; Boshell, Francisco; Boedt, Geert (2022): Patent insight report: Innovation trends in electrolyzers for hydrogen production. Vienna. Online verfügbar unter <https://www.irena.org/publications/2022/May/Innovation-Trends-in-Electrolyzers-for-Hydrogen-Production>, zuletzt geprüft am 10.10.2024.
- Paul, Sonali (2022): World’s first hydrogen tanker to ship test cargo to Japan from Australia. In: *Reuters Media* (2022). Online verfügbar unter <https://www.reuters.com/business/environment/worlds-first-hydrogen-tanker-ship-test-cargo-australia-japan-2022-01-20/>, zuletzt geprüft am 20.08.2024.
- Paula, Eduardo Marostegan; da Silva, Lorryny 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.
- Peacock, Bella (2021): ‘Carbon negative’ hydrogen & ammonia hub plan partially unveiled for Bundaberg. online. Online verfügbar unter <https://www.pv-magazine-australia.com/2021/10/06/carbon-negative-hydrogen-ammonia-hub-plan-part-unveiled-for-bundaberg/>, zuletzt geprüft am 07.10.2024.
- Pedersen, Thomas Helmer; Hansen, Nick Høy; Pérez, Oscar Miralles; Cabezas, Daniel Esteban Villamar; Rosendahl, Lasse A. (2018): Renewable hydrocarbon fuels from hydrothermal liquefaction: A techno-economic analysis. In: *Biofuels, Bioprod. Bioref.* 12 (2), S. 213–223. DOI: 10.1002/bbb.1831.
- Penke, C.; Özal, G.; Bellot, F.; Moser, L.; Batteiger, V. (2022): Performance evaluation of jet fuel production by hydrothermal liquefaction in Europe. In: *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.* 1226 (1), S. 12058. DOI: 10.1088/1757-899X/1226/1/012058.
- Pérez, Rena (1997): Feeding pigs in the tropics. Rome (FAO animal production and health paper, 132).
- Perpetual Next (2024): DELTATORR/ DELTANOR Projects: Where carbonisation meets gasification. Online verfügbar unter <https://perpetualnext.com/en/divisions/locations/deltatorrdeltanor/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 03.09.2024.
- 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.
- Pieton, Natalia; Neuwirth, Marius; Jahn, Matthias; Ragwitz, Mario (2022): Policy Paper zur Sicherstellung einer mittel- bis langfristigen klimaneutralen Rohstoffversorgung der Raffinerie Schwedt. TransHyDE. Hg. v. Fraunhofer IEG, Fraunhofer ISI und Fraunhofer IKTS. TransHyDE. Online verfügbar unter https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/lw_resource/data-pool/systemfiles/elements/files/EE23A7D66F0723B2E0537E695E86CCA6/live/document/20221123_TransHyDE_Policy_Paper_Raffinerie_Schwedt.pdf, zuletzt geprüft am 12.02.2025.

- Pitt, Fernando D.; Domingos, Anabela M.; Barros, A. A. Chivanga (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.
- Plattform H2BW (2024): Deutschlands größter Elektrolyseur im Blick. Hg. v. e-mobil BW GmbH – Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg. Online verfügbar unter <https://www.plattform-h2bw.de/service/aktuelle-meldungen/meldungen-detail/start-der-pilotfertigung-fuer-brennstoffzellensysteme>, zuletzt geprüft am 31.01.2025.
- POET (2024): Locations. Marion, OH. Marion, OH. Online verfügbar unter <https://poet.com/marion>, zuletzt aktualisiert 2024, zuletzt geprüft am 02.07.2024.
- Pohl, Marcel; Stur, Mathias; Oehmichen, Katja; Etzold, Hendrik (2024): Anaerobe Fermentation: Bereitstellung von Biogas und Gärrest aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen. Fokusheft im Projekt Pilot-SBG. Leipzig. Online verfügbar unter DOI: 10.48480/b9vn-9686.
- 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: *Bioresource technology* 233, S. 134–143. DOI: 10.1016/j.biortech.2017.02.095.
- Prasad Vadlamudi, Dharani; Gen Lei, Xin; Goldfarb, Jillian L.; William Tester, Jefferson (2024): Wet oxidation of aqueous phase byproducts from uncatalyzed and acid-catalyzed hydrothermal liquefaction of manure. In: *Chemical Engineering Journal* 498, S. 155524. DOI: 10.1016/j.cej.2024.155524.
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_01_DE_KNDE2045/KNDE2045_Langfassung.pdf.
- PTB (2020): Sicherheitstechnische Kenngrößen ethanolhaltiger Ottokraftstoffe. Hg. v. Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB). Online verfügbar unter https://www.ptb.de/cms/ptb/fachabteilungen/abt3/3-nachrichten/nachrichten-aus-der-abteilung-3.html?cHash=d81361596684359105f1fade62571091&tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&tx_news_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx_news_pi1%5Bday%5D=31&tx_news_pi1%5Bmonth%5D=12&tx_news_pi1%5Bnews%5D=6732&tx_news_pi1%5Byear%5D=2006, zuletzt geprüft am 25.09.2024.
- Q8 (2020): Sicherheitsdatenblatt CNG. Hg. v. Kuwait Petroleum (Belgium) N.V. (Q8). Online verfügbar unter <https://www.q8.lu/sites/q8-lu/files/2020-07/CNG%20LU-DE%202020.pdf>, zuletzt geprüft am 24.09.2024.
- 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.
- Rahn, Sina; Kamenz, Sophie (2023): Saubere Fahrzeuge im ÖPNV - auch ohne Quotenhandel. Factsheet. Factsheet. Online verfügbar unter https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/05/EUniS-Factsheet_CVD.pdf, zuletzt geprüft am 01.11.2024.
- Raizen S.A. (2022): COMERCIALIZAÇÃO DE ETANOL DE SEGUNDA GERAÇÃO (“E2G”) COM RECEITA MÍNIMA DE EUR 3,3 BILHÕES E PROGRAMA DE INVESTIMENTOS EM 5 NOVAS PLANTAS. Online verfügbar unter <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/c016735f-1711-48ce-919f-a8c701b83c19/1b9731d4-cac1-567a-fa92-cabc1321c67d?origin=1>, zuletzt geprüft am 01.07.2024.
- Raizen S.A. (2023): INÍCIO DAS OPERAÇÕES DA MAIOR PLANTA DE E2G DO MUNDO. Online verfügbar unter <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/c016735f-1711-48ce-919f-a8c701b83c19/f775be30-3a26-06c2-bf0b-6b1e9ea8a946?origin=1>, zuletzt geprüft am 01.07.2024.
- Raizen S.A. (2024): Company Homepage. Project Status. Project Status. Online verfügbar unter <https://ri.raizen.com.br/en/e2g/>, zuletzt aktualisiert am 05.2024, zuletzt geprüft am 01.07.2024.
- 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.
- Ranganathan, Panneerselvam; Savithri, Sivaraman (2019): Techno-economic analysis of microalgae-based liquid fuels production from wastewater via hydrothermal liquefaction and hydroprocessing. In: *Bioresource technology* 284, S. 256–265. DOI: 10.1016/j.biortech.2019.03.087.
- RapSol GmbH (2024): Production. Online verfügbar unter <http://www.rapsol-luebz.com/Production.html>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 07.10.2024.
- 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.
- Rat der EU (2024a): AOB: Biofuels supply from palm oil derivatives and fraud prevention. Transport, Telecommunications and Energy Council. Video. Online verfügbar unter <https://video.consilium.europa.eu/event/en/27656>, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- Rat der EU (2024b): Biofuels supply from palm oil derivatives and fraud prevention. Information from Ireland, Belgium, Germany and The Netherlands. Information from Ireland, Belgium, Germany and The Netherlands. Brüssel (14325/2/24). Online verfügbar unter <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-14325-2024-REV-2/en/pdf>, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- 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.
- 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.
- Remmele, E.; Eckel, H.; Pickel, P.; Rathbauer, J.; Reinhold, G.; Stirnimann, R. (2020): Alternative Antriebssysteme für Landmaschinen. KTBL-Schrift 519. Hg. v. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL). KTBL-Schrift 519.
- Remmele, Edgar (2009): Herstellung von Rapsölkraftstoff in dezentralen Ölgewinnungsanlagen. Handbuch. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. Handbuch. Online verfügbar unter https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/biokraftstoffe/dateien/hb_herstellung_von_rapsaelkraftstoff.pdf, zuletzt geprüft am 19.09.2024.
- Rensberg, Nadja; Denysenko, Velina; Daniel-Gromke, Jaqueline (2023): Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Report zum Anlagenbestand Biogas und Biomethan. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Report zum Anlagenbestand Biogas und Biomehan. Online verfügbar unter <https://www.dbfz.de/pressemediathek/publikationsreihen-des-dbfz/dbfz-reports/dbfz-report-nr-50>, zuletzt geprüft am 07.10.2024.
- 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 (2019a): 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.
- Rezaei, Ebrahim; Dzuryk, Stephen (2019b): 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, 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.
- 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.
- Ritchie, Hannah; Max Roser; Pablo Rosado (2024): Renewable Energy. Hg. v. ourworldindata.org. Online verfügbar unter <https://ourworldindata.org/renewable-energy>, zuletzt geprüft am 09.08.2024.
- Röck, Veronika; Thuneke, Klaus, Ettl, Johannes; Emberger, Peter; Remmele, Edgar (2023): HVO-Diesel für Traktoren. Analyse zum Einsatz des paraffinischen Dieselkraftstoffs HVO auf Staatsbetrieben. Berichte aus dem TFZ 81. Hg. v. TFZ Technologie- und Förderzentrum. Analyse zum Einsatz des paraffinischen Dieselkraftstoffs HVO auf Staatsbetrieben. Online verfügbar unter https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/publikationen/berichte/dateien/tfz-bericht_81_paradies.pdf, zuletzt geprüft am 20.08.2024.
- 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.
- Rose, Antonio de; Buna, Marina; Strazza, Carlo; Olivieri, Nicolo; Stevens, Tine; Peeters, Leen; Tawil-Jamault, Daniel (2017): Technology Readiness Level: Guidance Principles for Renewable Energy technologies. Final Report. Final Report. Online verfügbar unter <https://op.europa.eu/de/publication-detail/-/publication/d5d8e9c8-e6d3-11e7-9749-01aa75e-d71a1>, zuletzt geprüft am 05.12.2024.
- Rose, Katherine de; DeMill, Chad; Davis, Ryan W.; Quinn, Jason C. (2019): Integrated techno economic and life cycle assessment of the conversion of high productivity, low lipid algae to renewable fuels. In: *Algal Research* 38, S. 101412. DOI: 10.1016/j.algal.2019.101412.
- 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.
- RSB (2023): (STD 12-001) RSB Standard for ICAO CORSIA. Version: 1.3. Hg. v. Roundtable on Sustainable Biomaterials Association. Version: 1.3. Online verfügbar unter <https://rsb.org/certification/certification-schemes/rsb-corsia-certification/>.
- Ruiz, P.; Nijs, W.; Tarvydas, D.; Sgobbi, A.; Zucker, A.; Pilli, R. et al. (2019): ENSPRESO - an open, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials. In: *Energy Strategy Reviews* 26, S. 100379. DOI: 10.1016/j.esr.2019.100379.
- Rutz, Dominik; Janssen, Rainer; Reumerman, Patrick; Spekrijse, 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/BioFit-Handbook-2020-03-18.pdf>.
- Sacchi, Romain; Bauer, Christian; Cox, Brian L. (2021a): 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.
- Sacchi, Romain; Bauer, Christian; Cox, Brian; Mutel, Chris (2021b): calculator: 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.
- SAF Path (2024): A Look Back on Red Rock Biofuels Lakeview Facility: From Promise to Peril. A Visionary Dream Turned Challenging Reality. A Visionary Dream Turned Challenging Reality. Online verfügbar unter <https://safpath.com/saf-insight/red-rock-biofuels-lakeview-facility/>, zuletzt aktualisiert am 23.06.2024, zuletzt geprüft am 27.08.2024.
- Salehmin, Mohd Nur Ikhmal; Husaini, Teuku; Goh, Jonathan; Sulong, Abu Bakar (2022): High-pressure PEM water electrolyser: A review on challenges and mitigation strategies towards green and low-cost hydrogen production. In: *Energy Conversion and Management* 268, S. 115985. DOI: 10.1016/j.enconman.2022.115985.
- 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.
- Samuel, Olusegun D.; Boye, ThankGod E.; Enweremadu, Christopher C. (2020): Financial and parametric study of biodiesel production from hemp and tobacco seed oils in modified fruit blender and prediction models of their fuel properties with diesel fuel. In: *Bioresource Technology Reports* 12, S. 100599. DOI: 10.1016/j.biteb.2020.100599.
- Sánchez-Bastardo, Nuria; Schlögl, Robert; Ruland, Holger (2020): Methane Pyrolysis for CO₂-Free H₂ 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.
- Sao Martinho (2018): Business units. Online verfügbar unter <https://www.saomartinho.com.br/show.aspx?idCanal=FFaluiXA+xksIA8UxDdVAw==&linguagem=en>, zuletzt aktualisiert am 2018, zuletzt geprüft am 22.08.2024.
- 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.
- SASOL (2024): SASOL ecoFT. Online verfügbar unter <https://www.sasol.com/our-businesses/sasol-ecoft>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 07.10.2024.
- Schemme, Steffen; Breuer, Janos Lucian; Köller, Maximilian; Meschede, Sven; Walman, Fiona; Samsun, Remzi Can et al. (2020): H₂-based synthetic fuels: A techno-economic comparison of alcohol, ether and hydrocarbon production. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (8), S. 5395–5414. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.05.028.
- Schindler, H.; Majer, Stefan; Thrän, D.; Lenz, Volker (2023): Nachhaltigkeit von Holzenergie. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Statements/Diskussionspapier_Nachhaltigkeit_Holzenergie.pdf, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- 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.
- 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, zuletzt geprüft am 13.01.2022.
- Schmitz, Niklas; Burger, Jakob; Ströfer, Eckhard; Hasse, Hans (2016): From methanol to the oxygenated diesel fuel poly(oxy-methylene) dimethyl ether. An assessment of the production costs. In: *Fuel* 185, S. 67–72. DOI: 10.1016/j.fuel.2016.07.085.

- 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.
- Schorn, Felix; Breuer, Janos L.; Samsun, Remzi Can; Schnorbus, Thorsten; Heuser, Benedikt; Peters, Ralf; Stolten, Detlef (2021): Methanol as a renewable energy carrier: An assessment of production and transportation costs for selected global locations. In: *Advances in Applied Energy* 3, S. 100050. DOI: 10.1016/j.adapen.2021.100050.
- 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; Görsch, Kati (2025): Challenges of green refineries. Kraftstoffe der Zukunft. Berlin (2025).
- 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; Hauschild, Stephanie; Naumann, Karin (2023): Infrastruktur für erneuerbares Methan im Verkehr.
- 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, Jörg; Naumann, Karin (Hg.) (2022): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. DBFZ Report Nr. 44. Leipzig. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_44_DE.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2024.
- Schröder, P.; Beckers, B.; Daniels, S.; Gnädinger, F.; Maestri, E.; Marmioli, 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.
- Schroeder, Katie (2022): Property Reincarnations. Hg. v. Ethanol Producer Magazine. Online verfügbar unter <https://ethanol-producer.com/articles/property-reincarnations-18991>, zuletzt aktualisiert am 16.02.2022, zuletzt geprüft am 03.07.2024.
- Schumacher, Britt; Wedwitschka, Harald; Barchmann, Tino; Oehmichen, Katja; Grundmann, Jan; Nordzieke, Bernd H.; Sträuber, Heike (2022): Biomethan & Torfersatzstoff aus Pappelholz (PaplGas). Online verfügbar unter <https://www.fnr.de/index.php?id=11150&fkz=22038318>.
- Schumacher, Britt; Wedwitschka, Harald; Müller, Janine (2024): Biomethan & Torfersatzstoff aus Pappelholz - Phase 2 (PaplGas2). Online verfügbar unter <https://www.fnr.de/fileadmin/projektbank/2221MT017A.pdf>, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- Searle, Stephanie Y.; Malins, Christopher J. (2016): Waste and residue availability for advanced biofuel production in EU Member States. In: *Biomass and Bioenergy* 89, S. 2–10. DOI: 10.1016/j.biombioe.2016.01.008.
- Sekab (2021): Biorefinery Demo Plant. Advanced research and development. Advanced research and development. Online verfügbar unter <https://www.sekab.com/en/this-is-how-it-works/biorefinery-demo-plant/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 02.07.2024.
- Setra (2024): About the pyrolysis plant. Online verfügbar unter <https://www.setragroup.com/en/pyrocell/the-pyrolysis-plant/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- Shahbaz, Muhammad; Alherbawi, Mohammad; Okonkwo, Eric C.; Al-Ansari, Tareq (2024): Evaluating negative emission technologies in a circular carbon economy: A holistic evaluation of direct air capture, bioenergy carbon capture and storage and biochar. In: *Journal of Cleaner Production* (466). Online verfügbar unter <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.142800>.
- Shahbaz, Muhammad; AlNouss, Ahmed; Ghiat, Ikhlas; McKay, Gordon; Mackey, Hamish; Elkhalfifa, 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/a03492ab-2dbc767ef99aaa715df074f098423d8e/Ing-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-aHR0cHM6Ly93d3cuc2h1bGwuY29tLnFhL2VuL3Byb2R1Y3RzLXNlcnZpY2VzL3BIYXJsLmh0bWw, 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 (2024): Co-processing. Online verfügbar unter <https://www.shell.com/business-customers/catalysts-technologies/licensed-technologies/benefits-of-biofuels/co-processing.html>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- Shell (2021c): Shell pledges financial support 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.
- Shell Global (2024): Shell to build 100-megawatt renewable hydrogen electrolyser in Germany. Cologne. Online verfügbar unter <https://www.shell.com/what-we-do/hydrogen/latest-news-from-shell-hydrogen/shell-to-build-100-megawatt-renewable-hydrogen-electrolyser-in-germany.html>, zuletzt geprüft am 06.08.2024.
- Sherwin, Evan D. (2021): Electrofuel Synthesis from Variable Renewable Electricity: An Optimization-Based Techno-Economic Analysis. In: *Environmental science & technology* 55 (11), S. 7583–7594. DOI: 10.1021/acs.est.0c07955.
- Sievert, Katrin; Schmidt, Tobias S.; Steffen, Bjarne (2024): Considering technology characteristics to project future costs of direct air capture. In: *Joule* 8 (4), S. 979–999. DOI: 10.1016/j.joule.2024.02.005.
- Shiva Kumar, S.; Lim, Hankwon (2022): An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. In: *Energy Reports* 8, S. 13793–13813. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.10.127.
- Silva Green Fuel (2021): Demoanlegget. Online verfügbar unter <https://www.silvagreengreenfuel.no/demoanlegget/>, zuletzt geprüft am 22.11.2024.
- Silva Thomsen, Lars Bjørn; Anastasakis, Konstantinos; Biller, Patrick (2022): Wet oxidation of aqueous phase from hydrothermal liquefaction of sewage sludge. In: *Water research* 209, S. 117863. DOI: 10.1016/j.watres.2021.117863.
- 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. Anmelden: BRPI0702541-6A. Prioritätsdaten: 21.06.2007.
- 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. Anmelden: BRPI0702541-6A. Prioritätsdaten: 21.06.2007.
- Skoluda, Henning (2024): PV-Anlagen-Leistung pro m2 einfach berechnen! Hg. v. Greenhouse Media GmbH. Online verfügbar unter <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/photovoltaikanlage/leistung>, zuletzt geprüft am 02.02.2025.

- 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.
- SNPAA (2024): Le bioéthanol en France. Quelle dynamique pour 2024 ? Hg. v. SNPAA. Quelle dynamique pour 2024 ? Online verfügbar unter https://www.bioethanolcarburant.com/wp-content/uploads/2024/01/Conf-de-Presse-Bilan-BIO-ETHANOL-23-janvier-2024-def-bis_VF_compressed.pdf, zuletzt geprüft am 20.08.2024.
- Södra (2024): Inauguration of the biomethanol plant in Mönsterås. Online verfügbar unter <https://www.sodra.com/en/global/Bioproducts/biomethanol/inauguration-of-sodras-plant-for-biomethanol-in-monsteras/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 03.09.2024.
- Sotelo-Boyás, Rogelio; Liu, Yanyong; Minowa, Tomoaki (2011): Renewable Diesel Production from the Hydrotreating of Rapeseed Oil with Pt/Zeolite and NiMo/Al₂O₃ 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.
- Starck, Laurie; Pidol, Ludivine; Jeuland, Nicolas; Chapus, Thierry; Bogers, Paul; Bauldreay, Joanna (2016): Production of Hydro-processed 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.
- Statista (2024a): Number of fuel stations in Brazil from 2014 to 2022. Hg. v. Statista GmbH. Online verfügbar unter <https://www.statista.com/statistics/1156126/number-fuel-stations-brazil/>, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- Statista (2024b): Number of transport vessels in China from 2016 to 2022, by type. Hg. v. Statista GmbH. Online verfügbar unter <https://www.statista.com/statistics/1337260/number-of-vessels-in-china-by-type/>, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- Statkraft (2024): Silva Green Fuel. Online verfügbar unter <https://www.statkraft.com/about-statkraft/where-we-operate/norway/silva-green-fuel/>, zuletzt aktualisiert 2024, zuletzt geprüft am 03.12.2024.
- 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.
- 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.
- Store&Go (Hg.) (2019): The STORE&GO demonstration site at Troia, Italia. Online verfügbar unter <https://www.storeandgo.info/demonstration-sites/italy/index.html>, zuletzt aktualisiert am 2019, zuletzt geprüft am 02.09.2024.
- 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 (2018), 4, S. 542–558
- Sunfire (2024): Sunfire - Renewable Syngas (SynLink). Online verfügbar unter <https://www.sunfire.de/en/syngas>, zuletzt geprüft am 25.07.2024.
- 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/etdweb/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: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 115, S. 109355. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109355.
- Tang, Dan; Tan, Guang-Lei; Li, Guo-Wei; Liang, Jin-Guang; Ahmad, Shah Masood; Bahadur, Ayesha et al. (2023): State-of-the-art hydrogen generation techniques and storage methods: A critical review. In: *Journal of Energy Storage* 64, S. 107196. DOI: 10.1016/j.est.2023.107196.
- Tao, Ling; Markham, Jennifer N.; Haq, Zia; Bidy, Mary J. (2017): Techno-economic analysis for upgrading the biomass-derived ethanol-to-jet blendstocks. In: *Green Chem.* 19 (4), S. 1082–1101. DOI: 10.1039/c6gc02800d.
- TAZ (2024): Erster grüner H2 aus Krefeld. Grüner Wasserstoff aus Biogas. Internet. Online verfügbar unter <https://taz.de/Gruener-Wasserstoff-aus-Biogas/!6002876/>, zuletzt geprüft am 22.08.2024.
- Technip Energies (2023): Technip Energies Selected by Arcadia eFuels for the World's First Commercial Facility to Produce eFuels from Renewable Electricity and Captured CO₂. Online verfügbar unter <https://investors.technipenergies.com/news-releases/news-release-details/technip-energies-selected-arcadia-efuels-worlds-first-commercial/>, zuletzt geprüft am 12.08.2024.
- 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 (2020): TFZ-KOMPAKT 8. Rapsöl als Kraftstoff für Traktoren. Rapsöl als Kraftstoff für Traktoren. Online verfügbar unter https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/biokraftstoffe/dateien/tfz_kompakt_8_rapsoelkraftstoff_ges.pdf, zuletzt geprüft am 20.10.2024.
- TFZ (2021): Riesenweizengras (Agropyron elongatum). Online verfügbar unter <https://www.tfz.bayern.de/rohstoffpflanzen/mehrjaehrigekulturen/086025/index.php>, zuletzt geprüft am 03.12.2021.
- TFZ (2023): Biomethan. Hg. v. TFZ Technologie- und Förderzentrum. Online verfügbar unter <https://www.tfz.bayern.de/biokraftstoffe/biomethan/index.php>, zuletzt aktualisiert am 25.09.2024, zuletzt geprüft am 25.09.2024.
- TFZ (2024): FAQs - Häufig gestellte Fragen zu HVO. Hg. v. TFZ Technologie- und Förderzentrum. Online verfügbar unter <https://www.tfz.bayern.de/biokraftstoffe/efuels/337858/index.php>, zuletzt geprüft am 26.09.2024.
- The Royal Society (2019): Policy briefing: Sustainable synthetic carbon based fuels. Online verfügbar unter <https://royal-society.org/-/media/policy/projects/synthetic-fuels/synthetic-fuels-briefing.pdf>, zuletzt geprüft am 25.09.2024.
- 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.
- Thor Wismann, Sebastian; Larsen, Kasper-Emil; Mølgaard Mortensen, Peter (2022): Electrical Reverse Shift: Sustainable CO₂ Valorization for Industrial Scale. In: *Angewandte Chemie (International ed. in English)* 61 (8), e202109696. DOI: 10.1002/anie.202109696.
- Thrän, D.; Schindler, H.; Kornatz, P.; Nelles, Michael; Dotzauer, Martin (2022): Die Rolle von Biogas für eine sichere Gasversorgung in Deutschland. Stand der Biogasnutzung und Empfehlungen für ihren verbesserten Beitrag zur Versorgungssicherheit nach dem russischen Überfall auf die Ukraine. Stand der Biogasnutzung und Empfehlungen für ihren verbesserten Beitrag zur Versorgungssicherheit nach dem russischen Überfall auf die Ukraine. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Statements/Positionspapier_Biogas_Ukraine.pdf, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- 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. DOI: 10.1016/j.biortech.2014.10.011.

- Tönges, Yannic; Dieterich, Vincent; Fendt, Sebastian; Spliethoff, Hartmut; Burger, Jakob (2023): Techno-Economic Analysis of Large Scale Production of Poly(oxymethylene) Dimethyl Ether Fuels from Methanol in Water-Tolerant Processes. In: *Fuels* 4 (1), S. 1–18. DOI: 10.3390/fuels4010001.
- ToolFuel (2024): Herstellerfreigaben - ToolFuel Services GmbH. Hg. v. ToolFuel Services GmbH. Online verfügbar unter <https://toolfuel.eu/hersteller-oem-freigaben-synthetischer-diesel/>, zuletzt aktualisiert am 04.04.2023, zuletzt geprüft am 20.08.2024.
- Topsoe (2024): Topsoe enters agreement with Steeper Energy to introduce complete waste-to-biofuel solution. Online verfügbar unter <https://www.topsoe.com/press-releases/topsoe-enters-agreement-with-steeper-energy-to-introduce-complete-waste-to-biofuel-solution>, zuletzt aktualisiert am 21.10.2024, zuletzt geprüft am 21.10.2024.
- 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 (2022): Dieselkraftstoff. Sicherheitsdatenblatt. Hg. v. TotalEnergies. Sicherheitsdatenblatt. <https://dxm.content-center.totalenergies.com/api/wedia/dam/variation/xysh7dg731ta7g5sobce8wxgoe/original?download=true>, zuletzt geprüft am 21.10.2024.
- TotalEnergies (2024): La Mède: A Forward-Looking Facility. Online verfügbar unter <https://totalenergies.com/energy-expertise/projects/bioenergies/la-mede-total-first-biorefinery>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 22.08.2024.
- Transport & Environment (2024): The advanced and waste biofuels paradox: Availability and sustainability of advanced and waste biofuels. Online verfügbar unter https://www.transportenvironment.org/uploads/files/202407_TE_advanced_biofuels_report-1.pdf, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- 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>.
- Tsiropoulos, Ioannis; Nijs, Wouter; Tarvydas, Dalius; Ruiz, Pablo (2020): Towards net-zero emissions in the EU energy system by 2050. Insights from scenarios in line with the 2030 and 2050 ambitions of the European Green Deal. Insights from scenarios in line with the 2030 and 2050 ambitions of the European Green Deal. Luxembourg (JRC technical reports, JRC118592).
- TU Braunschweig (2024): Eröffnung und Tag der offenen Tür des Hydrogen Terminals Braunschweig. Forschung entlang der Wasserstoff-Wirkungsgradkette. Sauss, David; Engel, Bernd. Online verfügbar unter <https://magazin.tu-braunschweig.de/pi-post/eroeffnung-und-tag-der-offenen-tuer-des-hydrogen-terminals-braunschweig/>, zuletzt geprüft am 24.07.2024.
- Tzanetis, Konstantinos F.; Posada, John A.; Ramirez, Andrea (2017): Analysis of biomass hydrothermal liquefaction and biocrude-oil upgrading for renewable jet fuel production. The impact of reaction conditions on production costs and GHG emissions performance. In: *Renewable Energy* 113, S. 1388–1398. DOI: 10.1016/j.renene.2017.06.104.
- 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.
- U.S. Department of Agriculture (2024): Building a resilient biomass supply. A plan to enable the bioeconomy in America. A plan to enable the bioeconomy in America. Online verfügbar unter <https://www.usda.gov/sites/default/files/documents/biomass-supply-chain-report.pdf>, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- U.S. Department of Energy (2024): 2023 Billion-Ton Report: An Assessment of U.S. Renewable Carbon Resources. Online verfügbar unter https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-03/beto-2023-billion-ton-report_2.pdf, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- 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_barrierefrei.pdf, zuletzt geprüft am 05.01.2022.
- UBA (2022): Bekanntmachung gemäß § 5 Absatz 4 und 5 Satz 3 der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasreduzierung bei Kraftstoffen. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/banz_at_14.10.2022_b11.pdf, zuletzt geprüft am 04.09.2024.
- UBA (2023a): Bekanntmachung gemäß § 5 Absatz 4 und 5 Satz 3 der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasreduzierung bei Kraftstoffen. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/banz_at_14.10.2023_b11.pdf, zuletzt geprüft am 04.09.2024.
- UBA (2023b): Factsheet Luftverkehr. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/09_2023_factsheet_luftverkehr_im_ets_und_corsia.pdf, zuletzt geprüft am 01.11.2024.
- UBA (2024a): Energieverbrauch und Kraftstoffe. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/endenergieverbrauch-energieeffizienz-des-verkehrs#spezifischer-energieverbrauch-sinkt>, zuletzt geprüft am 03.07.2024.
- UBA (2024b): Klimaemissionen sinken 2023 um 10,1 Prozent – größter Rückgang seit 1990. UBA-Projektion: Nationales Klimaziel bis 2030 erreichbar. Hg. v. Umweltbundesamt. UBA-Projektion: Nationales Klimaziel bis 2030 erreichbar. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2024_03_13_em_entwicklung_in_d_ksg-sektoren_thg_v1.0.xlsx, zuletzt geprüft am 16.10.2024.
- UBA (2024c): Statistische Auswertung des Vollzugs der 38. BImSchV für das Verpflichtungsjahr 2023. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/statistische_auswertung_des_vollzugs_der_38bimschv_verpflichtungsjahr_2023.pdf, zuletzt geprüft am 20.11.2024.
- UBA (2024d): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (AGEE-Stat). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>, zuletzt geprüft am 13.09.2024.
- Ueckerdt, Falko; Bauer, Christian; Dirnaichner, Alois; Everall, Jordan; Sacchi, Romain; Luderer, Gunnar (2021): Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. In: *Nat. Clim. Chang.* 11 (5), S. 384–393. DOI: 10.1038/s41558-021-01032-7.
- 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.
- UIC (2023): Railway Statistics Synopsis. 2023 Edition. Hg. v. International Union of Railways. 2023 Edition. Online verfügbar unter https://uic-stats.uic.org/resources/help_resource/?id=10, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- UIC (2024): Railisa. UIC statistics. Hg. v. International Union of Railways. UIC statistics. Online verfügbar unter <https://uic-stats.uic.org/>, zuletzt geprüft am 22.05.2024.
- 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.
- Umweltbundesamt (2024): Bekanntmachung gemäß der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasreduzierung bei Kraftstoffen, vom 6. Oktober 2024. Hg. v. Bundesanzeiger. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/banz_at_24.10.2024_b11_0.pdf, zuletzt aktualisiert am 24.10.2024.

- UNCTADstat (2024): Merchant fleet by flag of registration and by type of ship. Hg. v. UNCTAD. Online verfügbar unter <https://unctadstat.unctad.org/datacentre/dataviewer/shared-report/ffb29632-34c8-49b3-8e14-93704cdffed>, zuletzt geprüft am 03.05.2024.
- UNFCCC (1992): United Nations Framework Convention on Climate Change. Hg. v. UNFCCC. Online verfügbar unter <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-convention/what-is-the-united-nations-framework-convention-on-climate-change>, zuletzt geprüft am 03.12.2021.
- UNICAdata (2024): Veículos automotores. Hg. v. UNICA. Online verfügbar unter <https://unicadata.com.br/listagem.php?idMn=147>, zuletzt geprüft am 19.08.2024.
- Unitrove (2024): Compressed Natural Gas (CNG) | Unitrove. Hg. v. Unitrove Limited. Online verfügbar unter <https://www.unitrove.com/engineering/gas-technology/compressed-natural-gas>, zuletzt geprüft am 25.09.2024.
- 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 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.
- UPM Biofuels (2024): Website. Online verfügbar unter <https://www.upm.com/de/businesses/upm-biofuels/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 22.08.2024.
- 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 (2022): Colombia. Biofuels Annual. Hg. v. USDA Foreign Agricultural Service. Biofuels Annual. Online verfügbar unter https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_Bogota_Colombia_C02022-0012.pdf, zuletzt geprüft am 20.08.2024.
- USDA (2024a): Biofuels Annual European Union. Online verfügbar unter https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42024-0024.pdf, zuletzt geprüft am 24.11.2024.
- USDA (2024b): India. Biofuels Annual. Hg. v. USDA Foreign Agricultural Service. Biofuels Annual. Online verfügbar unter https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_New%20Delhi_India_IN2024-0024.pdf, zuletzt geprüft am 20.08.2024.
- USDA (2024c): Thailand. Biofuels Annual. Hg. v. USDA Foreign Agricultural Service. Biofuels Annual. Online verfügbar unter https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_Bangkok_Thailand_TH2024-0032.pdf, zuletzt geprüft am 20.08.2024.
- Vakkilainen, Esa; Välimäki, Erkki (2009): Effect of Lignin Separation to Black Liquor and Recovery Boiler Operation.
- 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/syngas-FromBiomassvanderDrift.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.
- VCD (2021): Verkehrswende oder Mobilitätswende – was ist der Unterschied? VCD Definition Verkehrswende. Hg. v. VCD Verkehrsclub Deutschland e.V. VCD Definition Verkehrswende. Online verfügbar unter <https://www.vcd.org/artikel/verkehrswende-definition>, zuletzt geprüft am 18.09.2024.
- VCI (2024): Chemistry4Climate. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Ein Update. Unter Mitarbeit von Martin Kaspar, Florian Ausfelder und Frauke Bierau-Delpont. Hg. v. Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI). Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Ein Update. Online verfügbar unter <https://www.vci.de/vci/downloads/vci/publikation/broschueren-und-faltblaetter/2024-11-07-c4c-update-publikation-kurzfassung.pdf>, zuletzt geprüft am 05.02.2025.
- 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.
- Vela-García, Nicolas; Bolonio, David; Mosquera, Ana María; Ortega, Marcelo F.; García-Martínez, María-Jesús; Canoira, Laureano (2020): Techno-economic and life cycle assessment of triisobutane production and its suitability as biojet fuel. In: *Applied Energy* 268, S. 114897. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114897.
- Velocys (2024a): Altolto. Online verfügbar unter <https://velocys.com/projects/altalto/>, zuletzt geprüft am 27.08.2024.
- Velocys (2024b): Bayou Fuels. Online verfügbar unter <https://velocys.com/projects/bayou-fuels/>, zuletzt aktualisiert am 2024, zuletzt geprüft am 27.08.2024.
- Velocys (2024c): Sustainable fuel technology for a better future. Online verfügbar unter https://velocys.com/wp-content/uploads/2023/04/VLS_Factsheet_MAR23_1.pdf, zuletzt geprüft am 27.08.2024.
- Verbio (2018): VERBIO to acquire DuPont's Nevada, Iowa-based cellulosic ethanol plant. Online verfügbar unter <https://www.verbio.de/en/press/news/press-releases/deutsches-know-how-fuer-nachhaltige-mobilitaet-wandert-ab-verbio-uebernimmt-zellulose-ethanolanlage-von-dupont-in-usa/>, zuletzt aktualisiert am 08.11.2018, zuletzt geprüft am 03.07.2024.

- Verordnung (EU) 490/2013 (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. Verordnung (EU) 490/2013. In: *Amtsblatt der Europäischen Union (L 141)*, S. 6.
- 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.
- Voegele, Erin (17.09.2024): Fulcrum BioEnergy Files For Bankruptcy. Online verfügbar unter <https://ethanolproducer.com/articles/fulcrum-bioenergy-files-for-bankruptcy>, zuletzt geprüft am 04.12.2024.
- Vogelbusch Biocommodities GmbH (2024): The Bioprocess Company. Online verfügbar unter <https://www.vogelbusch-biocommodities.com/de/technologie-lizenzen/alkoholanlagen/bioethanolanlagen/>, zuletzt geprüft am 29.10.2024.
- Vogt, Eelco T. C.; Weckhuysen, Bert M. (2024): The refinery of the future. In: *Nature 629 (8011)*, S. 295–306. DOI: 10.1038/s41586-024-07322-2.
- 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. Prioritätsdaten: 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.
- Ways2H (2020): Website. Our process and products. Our process and products. Online verfügbar unter <https://ways2h.com/about-us/>, zuletzt geprüft am 03.12.2021.
- Wehnmann, Kai; Schultz, Karlotta (2024): Treibhausgas-Projektionen 2024. Unter Mitarbeit von Kirsten op de Hipt und Katja Purr. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/szenarien-fuer-die-klimaschutz-energiepolitik/integrierte-energie-treibhausgasprojektionen#2024>, zuletzt geprüft am 17.10.2024.
- Wernet, Gregor; Bauer, Christian; Steubing, Bernhard; Reinhard, Jürgen; Moreno-Ruiz, Emilia; Weidema, Bo (2016): Theecoinvent 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), ozone, nitrogen dioxide, sulfur dioxide and carbon monoxide. Hg. v. World Health Organization (WHO). Particulate matter (PM2.5 and PM10), ozone, 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.
- Whyte, Alasdair (2022a): Neste Porvoo, Finland. Online verfügbar unter <https://www.safinvestor.com/project/141894/neste-porvoo-finland/>, zuletzt aktualisiert am 17.12.2022, zuletzt geprüft am 22.08.2024.
- Whyte, Alasdair (2022b): World Energy Paramount, California. Online verfügbar unter <https://www.safinvestor.com/project/141939/world-energy-paramount-california/>, zuletzt aktualisiert am 18.12.2022, zuletzt geprüft am 22.08.2024.
- Widmann, B. A. (1994): Gewinnung und Reinigung von Pflanzenölen in dezentralen Anlagen - Einflussfaktoren auf die Produktqualität und den Produktionsprozess. München: Eigenverlag (Gelbes Heft, 51).
- Wiesmann, Frederik; Strauß, Lukas; Rieß, Sebastian; Manin, Julien; Wan, Kevin; Lauer, Thomas (2022): Numerical and Experimental Investigations on the Ignition Behavior of OME. In: *Energies 15 (18)*, S. 6855. DOI: 10.3390/en15186855.
- 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.
- Wilburn, Matt (2016): Hydrothermal Liquefaction and Upgrading of Municipal Wastewater Treatment Plant Sludge: A Preliminary Techno-Economic Analysis. Hg. v. Pacific Northwest National Laboratory. Online verfügbar unter https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-25464Rev1.pdf, zuletzt geprüft am 25.09.2024.
- 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.
- 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>.
- 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.
- World Economic Forum (2016): The new plastics economy. Rethinking the future of plastic. Hg. v. Ellen MacArthur Foundation and McKinsey & Company. Rethinking the future of plastic. Online verfügbar unter https://emf.thirdlight.com/file/24/_A-BkCs_skP18l_Am1g_JWxFrX/The%20New%20Plastics%20Economy%3A%20Rethinking%20the%20future%20of%20plastics.pdf.
- World Economic Forum (2020): Clean Skies for Tomorrow. Sustainable Aviation Fuels as a Pathway to Net-Zero Aviation. Online verfügbar unter https://www3.weforum.org/docs/WEF_Clean_Skies_Tomorrow_SAF_Analytics_2020.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2024.
- World Population Review (2024): World Population by Country 2024 (Live). Hg. v. World Population Review. Online verfügbar unter <https://worldpopulationreview.com/>, zuletzt geprüft am 06.05.2024.
- Worldbank (2024): World Development Indicators. Agricultural machinery, tractors. Agricultural machinery, tractors.
- Wormslev, Erik C.; Pedersen, Jakob Louis; Eriksen, Christian; Bugge, Rasmus; Skou, Nicolaj; Tang, Camilla et al. (2016): Sustainable jet fuel for aviation : Nordic perspectives on the use of advanced sustainable jet fuel for aviation: Nordisk Ministerråd. Online verfügbar unter <https://norden.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A956135&dswid=-1500>.
- 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/content/assets/d13875e9ed784f75bac90f000760e998/biofuel-mandates_fact-sheet6-biofuel.pdf, zuletzt geprüft am 13.05.2021.
- Writer, Staff (2011): Shell's Qatar Pearl GTL plant to reach full production mid-2012. Online verfügbar unter <https://www.arabianbusiness.com/industries/energy/shell-s-qatar-pearl-gtl-plant-reach-full-production-mid-2012-389449>, zuletzt geprüft am 29.10.2024.
- Wulf, Christina; Kaltschmitt, Martin: Hydrogen supply chains for mobility. Environmental and economic assessment. In: *Sustainability 10 (2018)UR* - <https://tore.tuhh.de/handle/11420/1700> (6), Art.-Nr. 1699. DOI: 10.3390/su10061699.

- Xin, Chunhua; Addy, Min M.; Zhao, Jinyu; Cheng, Yanling; Cheng, Sibio; Mu, Dongyan et al. (2016): Comprehensive techno-economic analysis of wastewater-based algal biofuel production: A case study. In: *Bioresource technology* 211, S. 584–593. DOI: 10.1016/j.biortech.2016.03.102.
- 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, 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.
- Young, John; McIlwaine, Fergus; Smit, Berend; Garcia, Susana; van der Spek, Mijndert (2023): Process-informed adsorbent design guidelines for direct air capture. In: *Chemical Engineering Journal* 456, S. 141035. DOI: 10.1016/j.cej.2022.141035.
- Yuan, Bomin; Braune, Maria; Gröngröft, Arne (2023): Liquid-Liquid Extraction of Caproic and Caprylic Acid: Solvent Properties and pH. In: *Chemie Ingenieur Technik* 95 (10), S. 1573–1579. DOI: 10.1002/cite.202200189.
- 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; 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.
- 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.
- Zhang, Wenting; Sun, Jiashu; Wang, Hongli; Cui, Xinjiang (2024): Recent Advances in Hydrogenation of CO₂ to CO with Heterogeneous Catalysts Through the RWGS Reaction. In: *Chemistry, an Asian journal* 19 (4), e202300971. DOI: 10.1002/asia.202300971.
- 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 bifunktionaler Membran. In: *Angew. Chem.* 128 (41), S. 12869–12873. DOI: 10.1002/ange.201604753.
- Zhu, Yunhua; Jones, Susanne B.; Schmidt, Andrew J.; Albrecht, Karl O.; Edmundson, Scott J.; Anderson, Daniel B. (2019): Techno-economic analysis of alternative aqueous phase treatment methods for microalgae hydrothermal liquefaction and biocrude upgrading system. In: *Algal Research* 39, S. 101467. DOI: 10.1016/j.algal.2019.101467.
- 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 (2024): Statistische Angaben über die Erfüllung der Treibhausgasquote. Quotenjahr 2022. Hg. v. Zoll. Quotenjahr 2022. Online verfügbar unter https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Treibhausgasquote-THG-Quote/Statistiken/statistiken_node.html, zuletzt geprüft am 09.08.2024.
- Zong, Shuang; Zhao, Xiufei; Jewell, Linda L.; Zhang, Yusheng; Liu, Xinying (2024): Advances and challenges with SOEC high temperature co-electrolysis of CO₂/H₂O: Materials development and technological design. In: *Carbon Capture Science & Technology* 12, S. 100234. DOI: 10.1016/j.ccs.2024.100234.
- ZVEI (2013): Spannungsklassen in der Elektromobilität. Hg. v. ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik und 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

Anhang 1 Umrechnungstabelle Energieeinheiten

Tab. A-1 Umrechnungstabelle Energieeinheiten

Energieeinheit	in Megajoule (MJ)	in Kilowattstunde (kWh)	in Petajoule (PJ)	in Megatonne Öleinheiten (Mtoe)
1 Megajoule (MJ)	1	0,2778	1e-9	2,388e-11
1 Kilowattstunde (kWh)	3,6	1	3,6e-9	8,599e-11
1 Petajoule (PJ)	1e9	2,778e8	1	2,388e-2
1 Terawattstunde (TWh)	3,6e9	1e9	3,6	8,599e-2
1 Exajoule (EJ)	1e12	2,778e11	1.000	23,88
1 Megatonne Öleinheiten (Mtoe)	4,187e10	1,163e10	41,868	1

Anhang 2 Annahmen Abschnitt 1.1 Endenergiebedarf

Kriterien für die Auswahl der Szenarien:

- Im Zieljahr muss die Region laut dem Szenario klimaneutral agieren.
- Das Zieljahr ist in Welt und EU-27 das Jahr 2050 und in Deutschland das Jahr 2045.
- Die Szenarien müssen den grenzüberschreitenden (internationalen) Verkehr einbeziehen.

Allgemeine Hinweise:

- Deutschland: Deutschland soll laut Bundes-Klimaschutzgesetz im Jahr 2045 klimaneutral agieren. Zur besseren Veranschaulichung gegenüber EU-27 und Welt wird der in den Szenarien angegebene Energiebedarf im Jahr 2050 dargestellt.

Spezifische Annahmen bei der Bewertung der verschiedenen Szenarien (Abbildung 1-1):

- Ariadne #2 (Deutschland): Der Energiebedarf des internationalen Seeverkehrs wird im Szenario nicht direkt aufgelistet. Jedoch kann angenommen werden, dass die Differenz des gesamten internationalen Verkehrs und des internationalen Luftverkehrs den internationalen Seeverkehr abbildet. Diese Differenz wird vollständig den Kraftstoffen zugeordnet.

- EU-27: Die Studie „Towards net-zero emissions in the EU energy system by 2050“ stellt den Energiebedarf für EU-28 (EU-27 + UK) dar. Der UK-Anteil wird auf Basis des EU-Endenergieverbrauchs aus dem Jahr 2019 subtrahiert (Quelle für EEV_UK₂₀₁₉ und EEV_EU-28₂₀₁₉: [Eurostat (2022a)]):

$$EEV_{EU-27} = EEV_{EU-28} * (1 - EEV_{UK_{2019}} / EEV_{EU-28_{2019}})$$
- DNV (Welt): Der Energiebedarf ergibt sich aus der Differenz zwischen dem gesamten verkehrsbedingten Energiebedarf und der Summe Strombedarf bzw. Wasserstoff. Der Energiebedarf wird in spezifischen Regionen zugeordnet und muss für die weltweite Betrachtung jeweils addiert werden.
- Mittelwert (AM): Für die drei Regionen Deutschland, EU-27 und Welt wird entsprechend der Mittelwert aus den jeweiligen Szenarien, aufgeschlüsselt nach Kraftstoff, Wasserstoff und Strom, berechnet.
- Die Verkehrsleistung der EU-27-Staaten im Jahr 2050 kann auf Basis der betrachteten Literaturquelle nicht ermittelt werden. Die in Tabelle 1-1 dargestellten Zahlen für die EU stellen die im Mittel vergleichbaren Bedarfsspannen von Deutschland und Welt dar.

Tab. A-2 Auflistung verwendeter Szenarien

Name	Literaturquelle	Szenario	Szenario-Region	Szenario-Jahr
Agora	[Kopernikus Projekt Ariadne (2022)], (Tab „Verkehr_EEV)	SKN-Agora-KNDE2045	Deutschland	2045
BDI	[Kopernikus Projekt Ariadne (2022)], (Tab „Verkehr_EEV)	BDI - Klimapfade 2.0 Zielpfad	Deutschland	2045
dena	[Kopernikus Projekt Ariadne (2022)], (Tab „Verkehr_EEV)	dena - KN100	Deutschland	2045
Ariadne #1	[Kopernikus Projekt Ariadne (2022)], (Tab „Verkehr_EEV)	Ariadne - REMIND-Mix	Deutschland	2045
Ariadne #2	[Kopernikus Projekt Ariadne (2022)], (Tab „Verkehr_EEV)	Ariadne - REMod-Mix	Deutschland	2045
Ariadne #3	[Kopernikus Projekt Ariadne (2022)], (Tab „Verkehr_EEV)	Ariadne - TIMES PanEU-Mix	Deutschland	2045
BMWK	[Fraunhofer ISI (2023)]	LFS 045-Strom	Deutschland	2045
EC #1	[Tsiropoulos (2020)], (Figure 30 und 31)	EC LTS 1.5Tech	EU-28	2050
EC #2	[Tsiropoulos (2020)], (Figure 30 und 31)	EC LTS 1.5Life	EU-28	2050
JRC	[Tsiropoulos (2020)], (Figure 30 und 31)	JRC GECO 1.5C	EU-28	2050
LCEO	[Tsiropoulos (2020)], (Figure 30 und 31)	LCEO Zero Carbon	EU-28	2050
IFS #1	[Tsiropoulos (2020)], (Figure 30 und 31)	IFS 1.5C	EU-28	2050
IFS #2	[Tsiropoulos (2020)], (Figure 30 und 31)	IFS 2C	EU-27	2050
IEA	[IEA (2021c)]	Net-Zero Emissions by 2050 Roadmap	Welt	2050
DNV	[DNV (2023b)]	Pathway to Net Zero Emissions	Welt	2050

Anhang 3 Heizwerte ausgewählter Energieträger

Tab. A-3 Heizwerte ausgewählter Energieträger

Kraftstoffart	BImSchG [DV THG-Quote (2016)]	RED II
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 Dieselmotorkraftstoff	36 MJ/l	36 MJ/l bzw. 43 MJ/kg
Wasserstoff		120 MJ/kg

Anhang 4 Ressourcenkategorien für Biokraftstoffe

In der Tabelle A-4 sind die Rohstoffkategorien gemäß RED II und deren nationaler Umsetzung im Rahmen der THG-Quote aufgeführt. Die Tabelle dient der Konkretisierung der Inhalte aus Abschnitt 5.1 sowie von Abbildung 5-1.

Tab. A-4 Rohstoffkategorien und entsprechende Biomassen zur Herstellung von Biokraftstoffen gemäß RED II und THG-Quote

Konventionelle Biokraftstoffe	Abfallbasierte Biokraftstoffe
Nahrungs- und Futtermittelpflanzen: Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen oder Ölpflanzen, die als Hauptkulturen auf landwirtschaftlichen Flächen produziert werden	Rohstoffe gemäß Annex IX B der RED II (bzw. 38. BImSchV, Anhang 4) gebrauchtes Speiseöl tierische Fette der Kategorien 1 und 2 <i>Neu gemäß delegierter Richtlinie (EU) 2024/1405:</i> geschädigte Pflanzen kommunales Abwasser außer Klärschlamm Zwischenfrüchte wie Zweitfrüchte und Deckpflanzen [...] soweit sie nicht für die Herstellung von Biokraftstoffen <u>für den Luftverkehrssektor verwendet</u> werden Pflanzen, die auf stark degradierten Flächen angebaut werden (keine food/feed), soweit sie nicht für die Herstellung von Biokraftstoffen <u>für den Luftfahrtsektor verwendet</u> werden
Fortschrittliche Biokraftstoffe Rohstoffe gemäß Annex IX A der RED II (bzw. 38. BImSchV, Anhang 1) 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 (engl.: Palm Oil Mill Effluent, POME) und leere Palmfruchtbündel Tallölpech, Rohglycerin, 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 <i>Neu gemäß delegierter Richtlinie (EU) 2024/1405:</i> Fuselöle aus der Alkoholdestillation Rohmethanol aus Kraftstoff, der aus der Zellstoffherstellung stammt Zwischenfrüchte wie Zweitfrüchte und Deckpflanzen [...] soweit sie für die Herstellung von Biokraftstoffen <u>für den Luftverkehrssektor verwendet</u> werden Pflanzen, die auf stark degradierten Flächen angebaut werden (keine food/feed), soweit sie für die Herstellung von Biokraftstoffen <u>für den Luftverkehrssektor verwendet</u> werden Cyanobakterien	Sonstige Biokraftstoffe Rohstoffe ohne explizite Zuweisung zu einer der anderen Kategorien (für Deutschland gemäß BLE) Beispiele gemäß [BLE (2024d)]: Zum Verzehr ungeeignete Stoffe (Obst, Gemüse, Getreide); Abfälle aus der Nahrungsmittelproduktion, Küchen- und Kantinenabfälle, Markt- und Verarbeitungsabfälle der Holzverarbeitung, Abfallholz; Abfälle aus Herstellung technischer Alkohole, der Bioethanolherstellung, der Biodieselherstellung

Anhang 5 Ressourcenbasis von genutzten fortschrittlichen und abfallbasierten Biokraftstoffen in Deutschland

In Tabelle A-5 sind die Nutzungen von fortschrittlichen, abfallbasierten und sonstigen Biokraftstoffen nach den jeweiligen Rest- und Abfallstoffen aufgliedert. Zudem sind die Biokraftstoffmengen nach den Anteilen der Energieträger für das Jahr 2023 aufgeschlüsselt. Bei fortschrittlichen Biokraftstoffen (RED II, Anhang IX A) nehmen die Top-3-Abfall- bzw. Reststoffkategorien, also Biodiesel/hydriertes POME-Öl, Biodiesel/HVO und Biomechan aus Industrieabfällen sowie Biomethan aus Gülle, bereits 89 % der Nutzungsmengen ein. Mit der steigenden Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe sind diese insgesamt von 6 PJ auf 65 PJ im Zeitraum von 2020 bis 2023 angewachsen. Bis 2030 könnte die Einsatzmenge von fortschrittlichen Biokraftstoffen auf schätzungsweise mind. 100 PJ steigen (Unterquote + Übererfüllung) [BMUV (2023b); Schröder (2022)]. Abfallbasierte Biokraftstoffe (RED II, Anhang IX B) werden hingegen vor allem von Biodiesel/HVO aus gebrauchten Speiseölen dominiert und sind von 2022 bis 2023 stark eingebrochen. Sonstige Biokraftstoffe, welche nicht Teil A oder B zuzuordnen sind, hatten im Jahr 2023 einen Anteil von 4 PJ.

Tab. A-5 Nutzung von fortschrittlichen und abfallbasierten Biokraftstoffen in 2020-2023 in Deutschland (in TJ) und nach Anteil des Energieträgers in 2023 (in %); Datenbasis: [BLE (2024a), (2024e)]

	2020	2021	2022	2023				
	Gesamt in TJ	Gesamt in TJ	Gesamt in TJ	Gesamt in TJ	davon Bio-methan ²⁰	davon Bio-methanol	davon Bio-diesel/HVO	davon Bio-ethanol
Fortschrittliche Biokraftstoffe aus Abfällen und Reststoffen (Teil A)	6.288	9.119	28.235	64.797				
3 (Bioabfälle aus privaten Haushaltungen)	94	59	645	727	34 %	66 %		
4 (Biomasse-Anteil an Industrieabfällen)	1.112	3.463	7.310	41.763	4 %		96 %	1 %
5 (Stroh)	129	302	371	204	41 %			59 %
6 (Gülle und Klärschlamm)	184	228	1.886	4.168	100 %			
7 (Abwasser aus Palmölmühlen und leere Palmfruchtbündel)	3.290	2.835	12.878	11.508			100 %	
9 (Rohglycerin)	47	697	1.277	1.456	2 %		98 %	
15 (Biomasse-Anteile an Abfällen und Reststoffen aus der Forstwirtschaft) – v. a. hydriertes Tallöl	1.433	1.495	3.431	4.091			97 %	3 %
Sonstige (Summe Ziffern 2, 8, 10, 11 und 16)	1	41	435	880	11 %	-	34 %	56 %
Anteil Top-3-Abfälle/Reststoffe (Ziffern 4, 7 und 6/15)	93 %	85 %	84 %	89 %				
Biokraftstoffe aus Abfällen und Reststoffen (Teil B)	39.473	30.982	36.281	15.456				
Gebrauchte Speiseöle	29.286	24.249	30.010	15.456			100 %	
Sonstige (nicht Teil A/B)	10.188	6.733	6.271	3.958			100 %	
Abfälle und Reststoffe Gesamt	45.761	40.102	64.516	84.212				
Abfälle und Reststoffe mit Herkunft Deutschland	9.920	10.531	13.017	11.980				
Abfälle und Reststoffe mit Herkunft Deutschland	22 %	26 %	20 %	14 %				

²⁰ Inklusive Biogas und verflüssigtem Biomethan

Anhang 6 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)]

Welt | Produktion diverser Biomasse (2018)

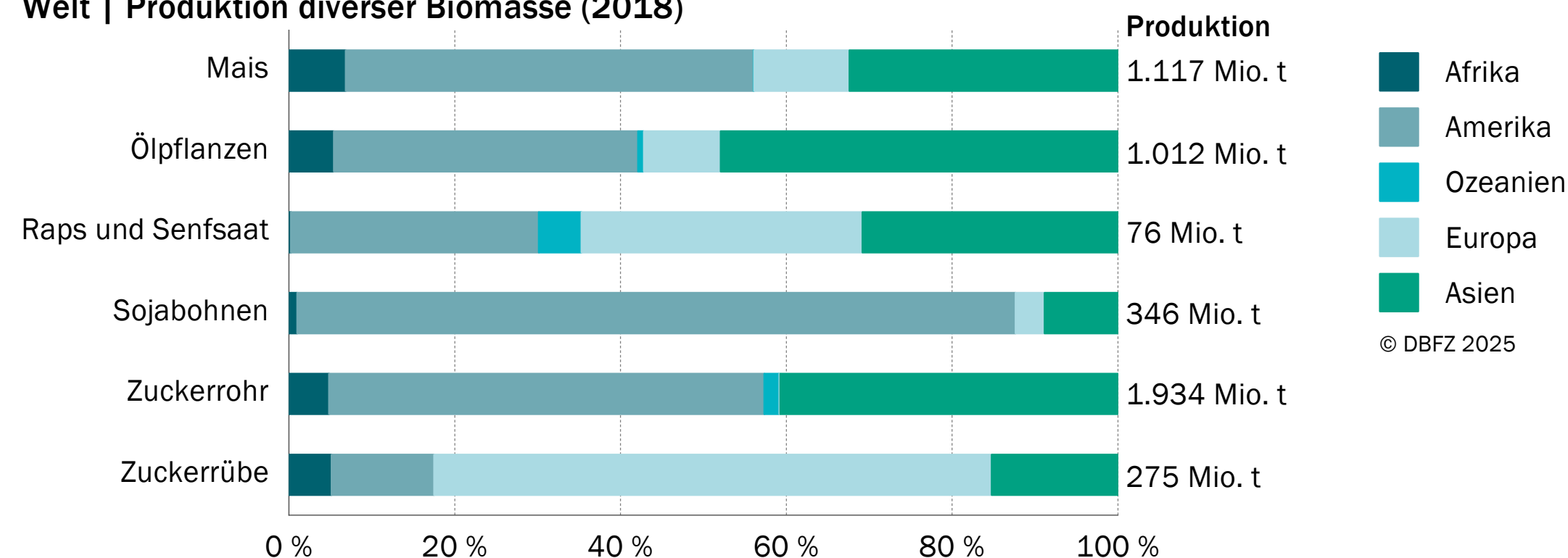


Abb. A-1 Globale Produktion geeigneter Nutzpflanzen im Jahr 2018, Datenbasis: [FAO (2021)]

Anhang 7 Ressourcenherkunft der in Deutschland verwendeten Biokraftstoffe

Abbildung A-2 zeigt die Herkunft der Biomasse (bezogen auf den Energiegehalt der Kraftstoffe), die zur Herstellung von in Deutschland im Jahr 2020 genutzten Biokraftstoffen verwendet wurde. 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, wie 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). Drei Biomassen stammen hauptsächlich aus Deutschland: Zuckerrüben (91,9 %), Gerste (85,5 %) und Silomais (100 %). [BLE (2021a)]

DE | Ressourcenherkunft der in DE verwendeten Biokraftstoffe (2020)

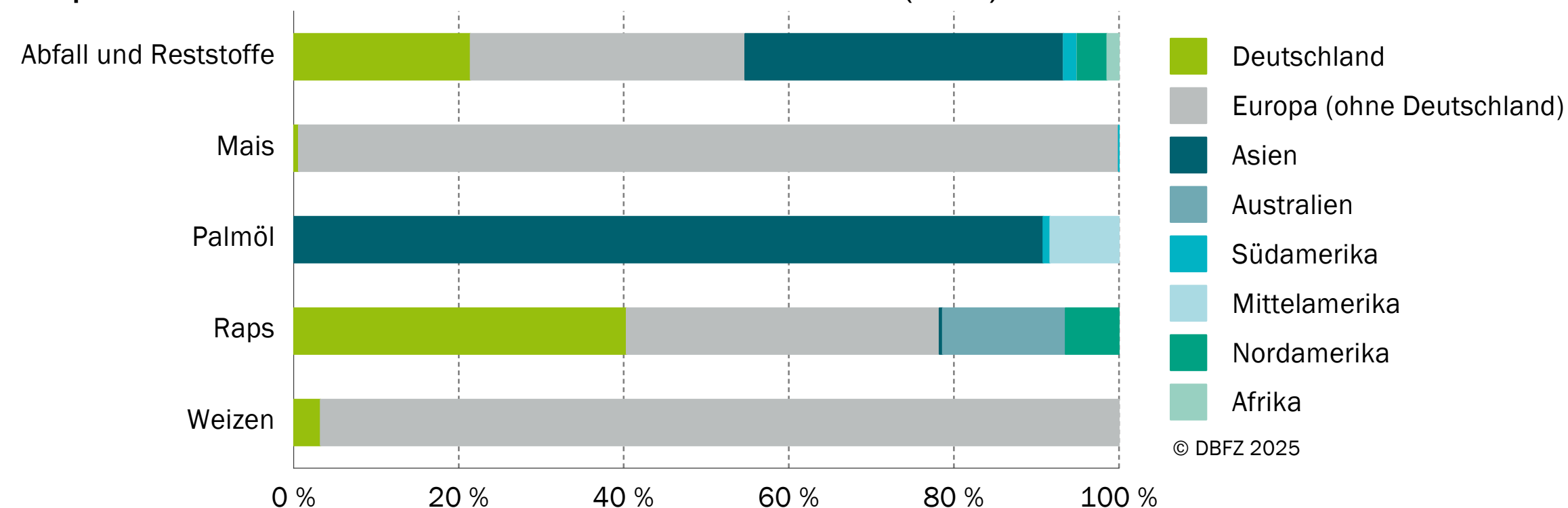


Abb. A-2 Biomasseherkunft der in Deutschland genutzten Biokraftstoffe im Jahr 2020, Hinweis: energiebezogene Verteilung, Datenbasis: [BLE (2021a)]

Abbildung A-3 zeigt die Rohstoffherkunft im Jahr 2023: Der überwiegende Teil der Anbaubiomasse sowie der sonstigen Biomasse stammt weiterhin aus Deutschland und Europa, Biomassen gemäß der Anhänge IX A und IX B hingegen überwiegend aus Asien. Insgesamt kommen 52 % der Biomasse aus Deutschland und Europa. [BLE (2024c)]

DE | Ressourcenherkunft der in DE verwendeten Biokraftstoffe (2023)

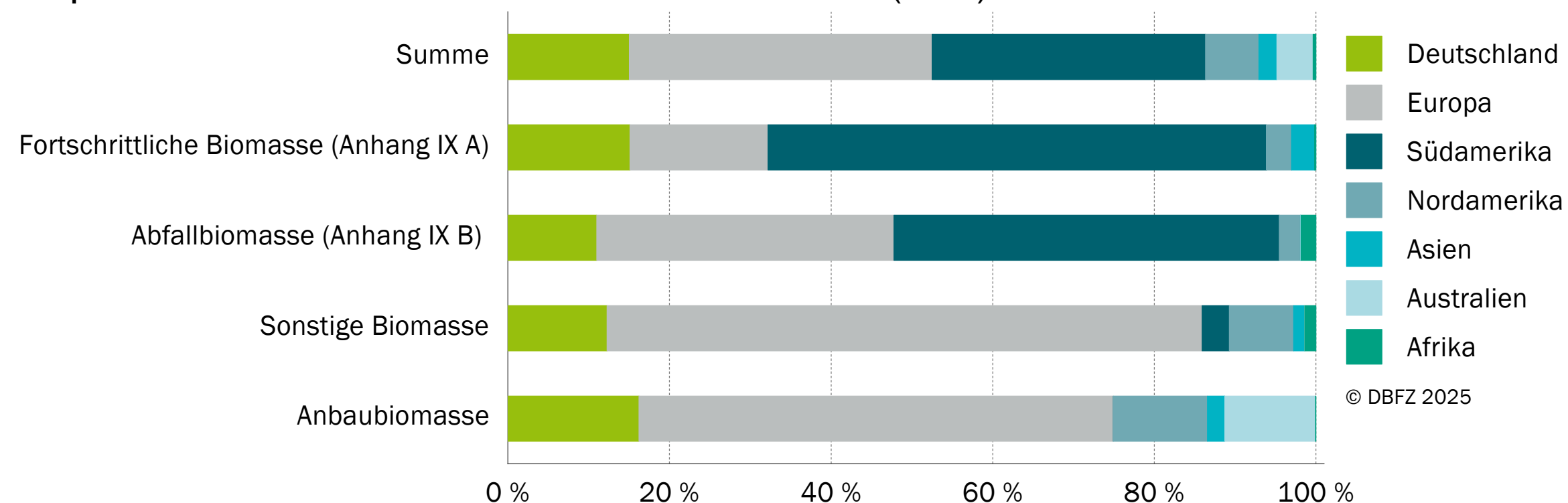


Abb. A-3 Biomasseherkunft der in Deutschland genutzten Biokraftstoffe im Jahr 2023, Hinweis: Verteilung bezogen auf den Energiegehalt der Biokraftstoffe, Datenbasis: [BLE (2024c)]

Abbildung A-4 zeigt die Produktionsherkunft der in Deutschland im Jahr 2023 eingesetzten Biokraftstoffe. Es wird deutlich, dass Deutschland und Europa hier etwas stärker vertreten sind: Insgesamt werden 67 % der Biokraftstoffe hier produziert. [BLE (2024c)]

DE | Produktionsstandorte der in DE verwendeten Biokraftstoffe (2023)

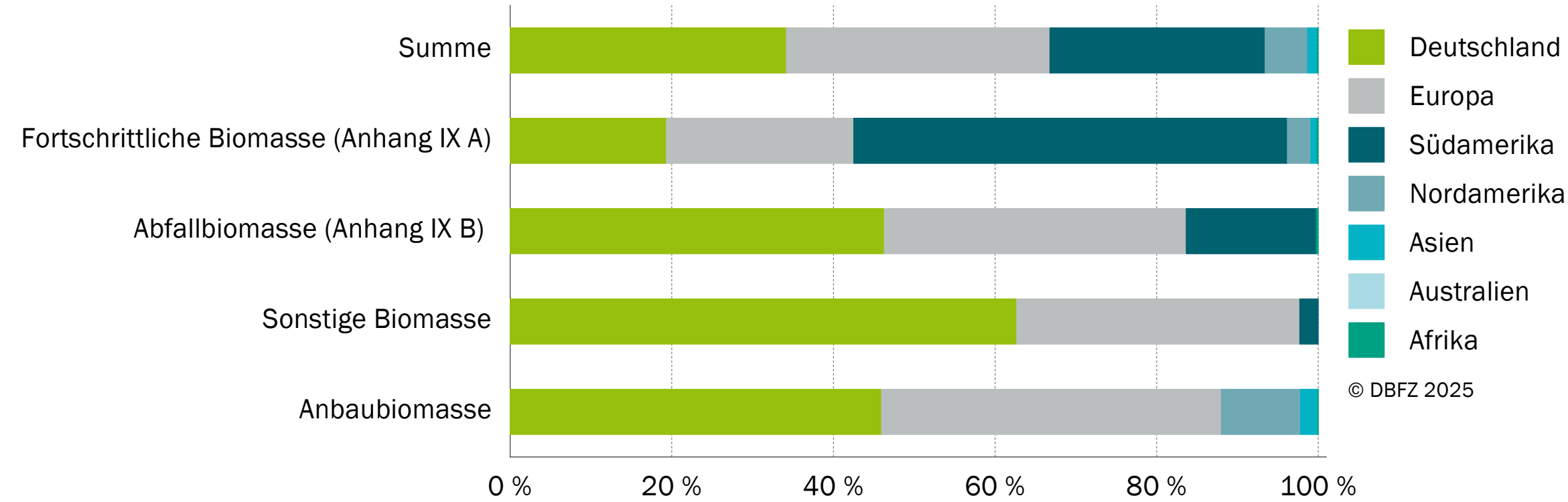


Abb. A-4 Produktionsherkunft der in Deutschland genutzten Biokraftstoffe im Jahr 2023, Hinweis: Verteilung bezogen auf den Energiegehalt der Biokraftstoffe, Datenbasis: [BLE (2024c)]

Anhang 8 Ressourcenbasis für die in Deutschland genutzten Kraftstoffe FAME und HVO-Diesel

Abbildung A-5 zeigt die Entwicklung der Ressourcenbasis für die biogenen Dieselsubstitute FAME und HVO von 2011 bis 2023. Die zwischenzeitlich stark schwankenden Palmölanteile sind mittlerweile aufgrund der Vorgaben gemäß 38. BImSchV, § 13b auf Null zurückgegangen. Die verwendete Rapsölmenge ist zunächst stark gesunken, blieb in den vergangenen Jahren auf konstantem, allerdings vergleichsweise niedrigem Niveau. Stark zugenommen haben die Abfallöle – zunächst vor allem Alt-speiseöle, inzwischen überwiegend Abfallöle aus Industrie-prozessen.

DE | Ressourcen zur Erzeugung von FAME und HVO in Mio. t

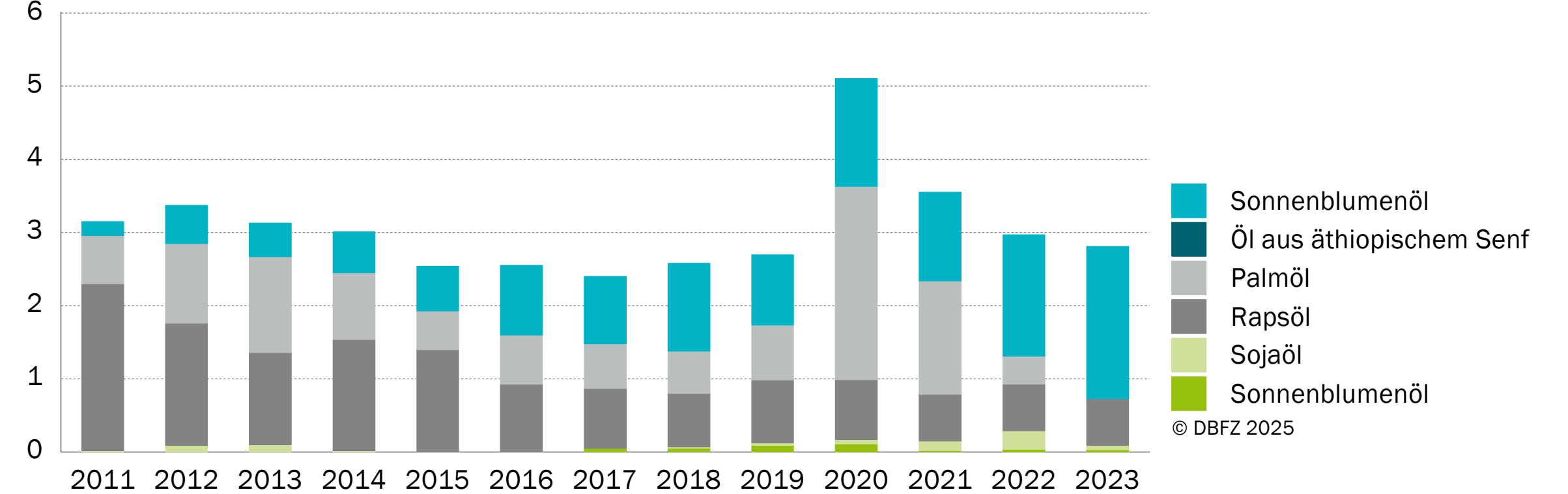


Abb. A-5 Ressourcenbasis von den in Deutschland genutzten Kraftstoffen FAME und HVO; eigene Berechnung auf Basis von: [BLE (2012), (2013), (2014), (2015), (2016), (2017), (2018), (2019), (2020), (2021a), (2024c); Dietrich (2017); Majer (2015)]

Anhang 9 Ressourcenbasis für in Deutschland als Kraftstoff genutztes Bioethanol

Abbildung A-6 zeigt die Entwicklung der Ressourcenbasis für Bioethanol als Beimischkomponente im Ottokraftstoff in Deutschland. In den Jahren bis 2011/2012 wurde noch etwa jeweils 30 % des Ethanol basierend auf Zuckerrüben, Weizen und Mais bereitgestellt. Danach hat vor allem die Zuckerrübe an Bedeutung verloren. Seit dem Jahr 2019 nimmt vor allem die Nutzung von auf Zuckerrohr basierendem Ethanol deutlich zu. Inzwischen basiert etwa die Hälfte des als Kraftstoff in Deutschland genutzten Ethanol auf Mais (49 % im Jahr 2023), etwa ein Drittel auf Weizen und anderen Getreiden (31 %), 15 % auf Zuckerrohr und nur noch 2 % auf Zuckerrübe. Die Verteilung in Abbildung A-6 stellt sich etwas anders als im Text beschrieben dar, da die Mengen auf Rohstoffe in Tonnen Frischmasse bezogen sind.

DE | Ressourcen zur Erzeugung von Bioethanol in Mio. t

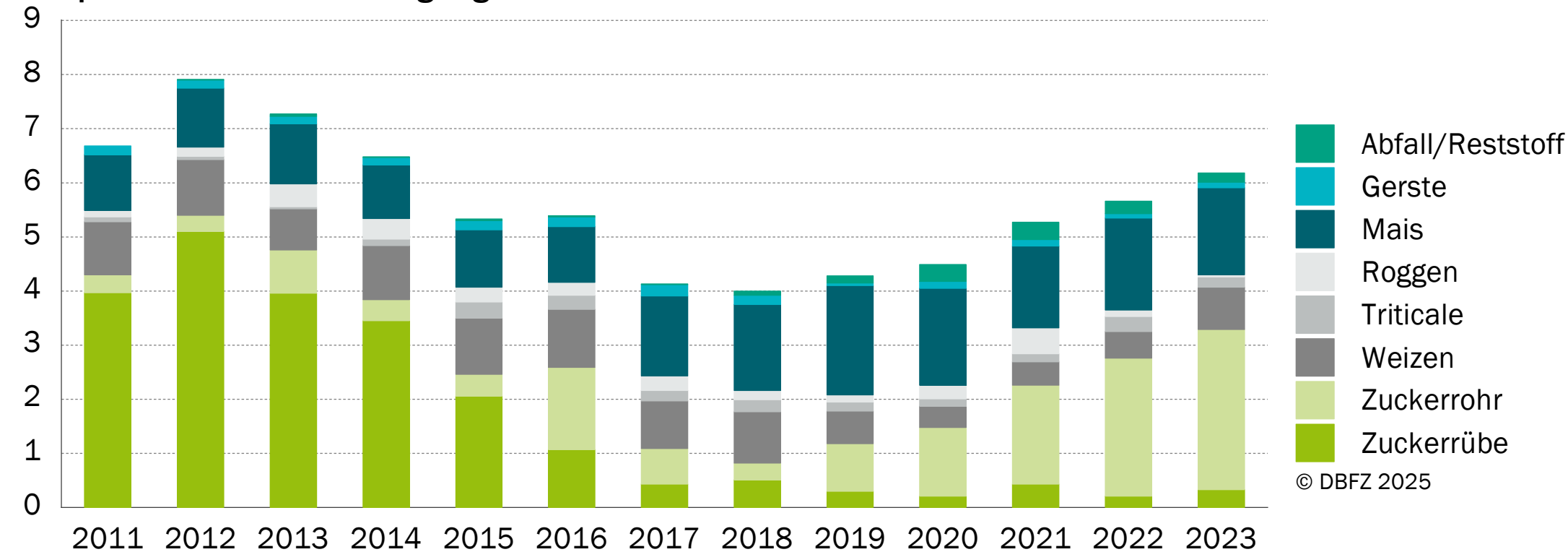


Abb. A-6 Ressourcenbasis von in Deutschland als Kraftstoff genutztem Bioethanol; eigene Berechnung auf Basis von: [BLE (2012), (2013), (2014), (2015), (2016), (2017), (2018), (2019), (2020), (2021a), (2024c); Meisel (2015)]

Anhang 10 Ressourcenbasis für in Deutschland produziertes Biomethan

Die in den Jahren 2022 und 2023 erheblich gestiegenen Mengenanteile resultieren aus dem verstärkten Einsatz von Gülle und Industrieabfällen. Gülle hat einen sehr niedrigen Trockensubstanzgehalt und daher einen entsprechend niedrigen Methanertrag, bezogen auf Frischmasse. Ausgehend von einem ebenfalls eher hohen durchschnittlichen Wassergehalt der Industrieabfälle wurde bei dieser Berechnung eine Schlempe angesetzt.

DE | Ressourcen zur Produktion von Biomethan in kt (Frischmasse)

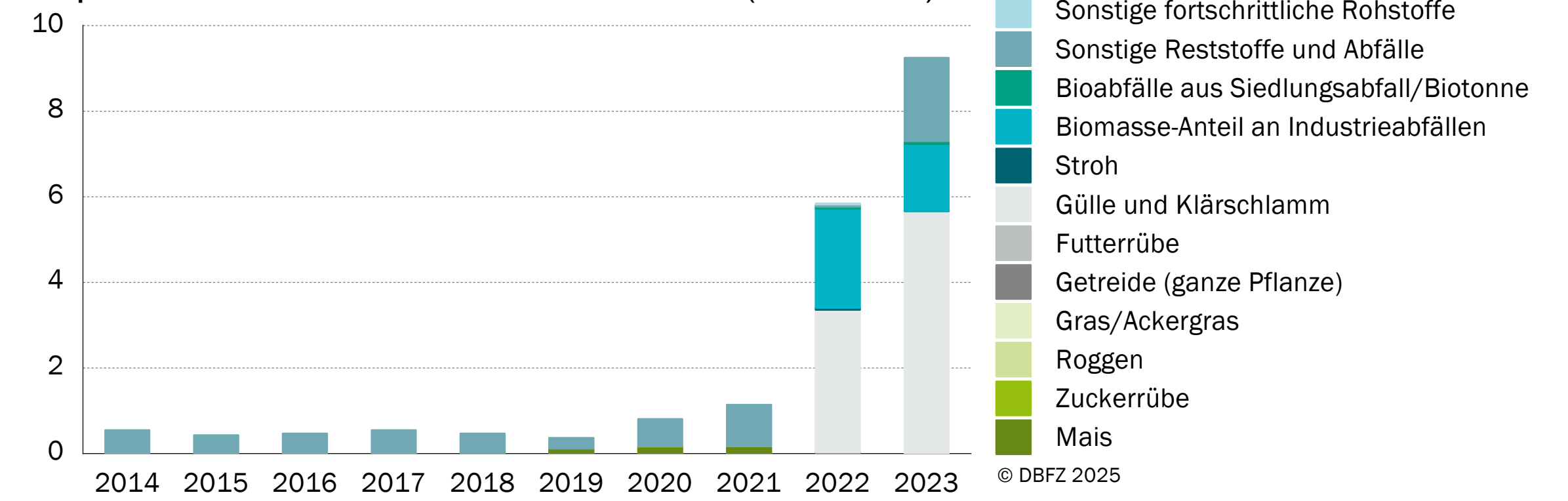


Abb. A-7 Ressourcenbasis von in Deutschland produziertem Biomethan als Kraftstoff (bezogen auf Frischmasse); Hinweis: deutlich variierende Wassergehalte der spezifischen Einsatzstoffe, Datenbasis: [BLE (2012), (2013), (2014), (2015), (2016), (2017), (2018), (2019), (2020), (2021a), (2024c); Oehmichen (2015)]

Anhang 11 Ressourcenbasis für in der EU genutzten Biodiesel (FAME) und HVO-Diesel

In Abbildung A-8 ist die Entwicklung der Ressourcenbasis für die Produktion von FAME und HVO-Diesel in Europa seit 2011 dargestellt. FAME wird in Europa größtenteils aus Rapsöl hergestellt. In dem abgebildeten Zeitraum von 2011 bis 2023 haben sich Altspeisefette (UCO) als zweite dominante Ressource etabliert und nahmen im Jahr 2023 einen Anteil von knapp 25 % ein.

Bei der Produktion von FAME aus Ölpflanzen entstehen Nebenprodukte wie Raps- und Sojaschrot, welche als Eiweißfuttermittel eingesetzt werden. Im Jahr 2020 fielen ca. 13,4 Mio. t an Nebenprodukten bei der Produktion von FAME in der EU an.

EU | Ressourcen zur Produktion von FAME und HVO in Mio. t

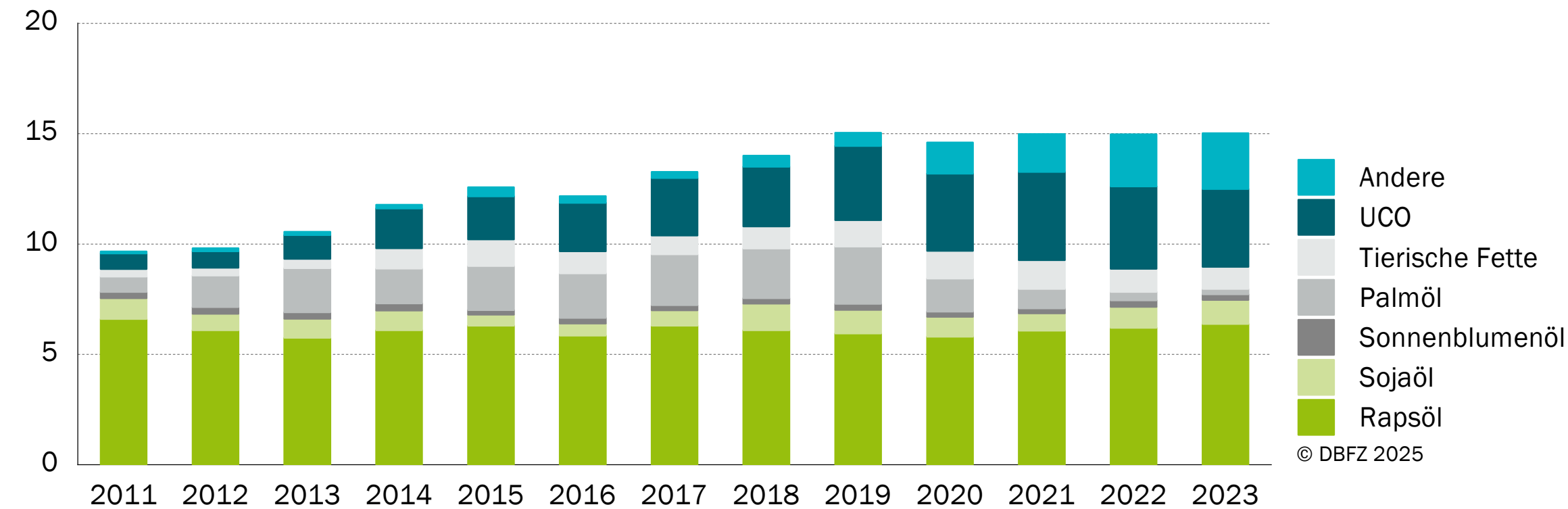


Abb. A-8 Ressourcenbasis für in der EU genutztes FAME und HVO; Datenbasis: [USDA (2013), (2016), (2018), (2020), (2024a)]

Anhang 12 Ressourcenbasis für in der EU als Kraftstoff genutztes Bioethanol

Die wesentliche Ressourcenbasis für die Herstellung von Bioethanol als Kraftstoff in der EU bilden Getreide, Zuckerrüben und Mais (Abbildung A-9). Im Jahr 2011 waren Zuckerrübe und Weizen die dominierenden Ausgangsstoffe. Im Jahr 2023 wurde nahezu die gleiche Menge an Rohstoffen eingesetzt wie 2011 – jedoch kam es über die Jahre hinweg zu massiven Verschiebungen in der Rohstoffbasis. Im Jahr 2023 dominierte Mais als Rohstoff, gefolgt von Zuckerrüben, Weizen und Triticale.

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.

EU | Ressourcen zur Produktion von Bioethanol in Mio. t

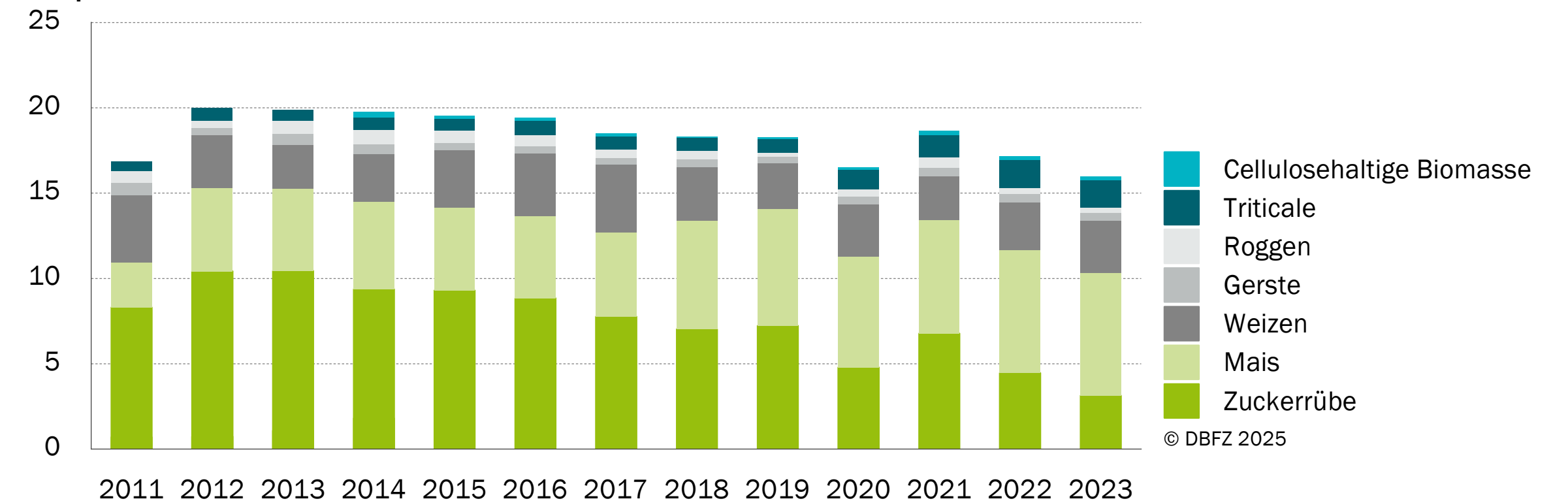


Abb. A-9 Ressourcenbasis für in der EU als Kraftstoff genutztes Bioethanol; Datenbasis: [USDA (2013), (2016), (2018), (2020), (2024a)]

Anhang 13 Ressourcenbasis für in EU Ländern genutzte fortschrittliche Biokraftstoffe

In der folgenden Tabelle A-6 wird die Ressourcenbasis der in den EU-Ländern (Top 10-Länder Endenergieverbrauch Verkehr und Gesamt) genutzten Ressourcen für fortschrittliche Biokraftstoffe anteilig dargestellt. Insgesamt dominieren Industrieabfälle sowie POME (Abwasser aus Palmölmühlen, engl.: Palm Oil

Mill Effluent). An dieser Stelle ist am Beispiel Deutschlands darauf hinzuweisen, dass es Unterschiede in den Daten gemäß [Eurostat (2024h)] sowie den Daten gemäß BLE (Tabelle A-5) gibt, welche mit Berichtserstattungspflichten an die EU basierend auf der Mineralölstatistik zusammenhängen. Die Mobili-

sierung agrarischer Reststoffe für fortschrittliche Biokraftstoffe ist insgesamt gering gegenüber den eigentlich hohen Potenzialen. Die Tschechische Republik (sowie Dänemark und Estland; nicht in Tabelle enthalten) weisen hohe Nutzungsanteile bei tierischen Exkrementen/Klärschlamm auf, während Schweden und

Norwegen hohe Nutzungsanteile bei forstwirtschaftlichen Reststoffen (v. a. Tallöl) haben. Belgien, Frankreich, Schweden, Dänemark, Slowakei und Norwegen weisen eher geringe bis keine POME-Anteile auf.

Tab. A-6 Ressourcenbasis für in EU-27-Ländern genutzte fortschrittliche Biokraftstoffe sowie Anteile von Anhang IX- und Anhang IX A-Biokraftstoffen im Jahr 2022 (nach Ländern mit höchstem Endenergieverbrauch im Verkehr); Datenbasis: [Eurostat (2024h)]

Top10-Länder Endenergieverbrauch Verkehr ⁽¹⁾	Anteil Biokraftstoffe nach Anhang IX an den Biokraftstoffen Gesamt	Anteil Biokraftstoffe nach Anhang IX A an den Biokraftstoffen nach Anhang IX	Aufteilung Biokraftstoffe nach Anhang IX A (a) bis (q)									Summe Rest ⁽²⁾
			(b) biogener Anteil Siedlungsabfälle	(c) Bioabfall	(d) biogene Industrie-abfälle	(e) Stroh	(f) Gülle, Mist und Klärschlamm	(g) POME	(i) rohes Glycerin	(k) Traubentrester und Weintrub	(o) Rückstände aus der Forstwirt- schaft	
EU-27⁽³⁾	38,8 %	41,8 %	0,7 %	7,0 %	46,8 %	0,3 %	6,3 %	29,5 %	1,4 %	1,7 %	5,0 %	1,2 %
Belgien	11,0 %	33,9 %	8,4 %	2,1 %	71,9 %	0,0 %	2,1 %	15,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,1 %
Tschechische Republik	26,4 %	50,8 %	2,3 %	0,0 %	43,1 %	0,6 %	43,9 %	6,2 %	2,0 %	0,0 %	0,0 %	1,9 %
Deutschland	37,8 %	42,0 %	0,5 %	0,7 %	33,0 %	1,6 %	7,5 %	39,3 %	6,1 %	0,1 %	9,8 %	1,4 %
Spanien	80,9 %	65,7 %	0,0 %	2,5 %	63,0 %	0,0 %	0,0 %	34,3 %	0,0 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %
Frankreich	10,9 %	41,0 %	0,0 %	0,9 %	45,4 %	0,0 %	1,7 %	17,5 %	0,0 %	31,0 %	1,3 %	2,1 %
Italien	93,5 %	41,7 %	0,4 %	21,2 %	37,6 %	0,1 %	2,8 %	34,1 %	0,0 %	0,4 %	0,0 %	3,3 %
Niederlande	76,2 %	36,0 %	1,3 %	2,2 %	65,3 %	0,0 %	9,9 %	20,7 %	0,4 %	0,0 %	0,0 %	0,1 %
Polen	2,5 %	8,4 %	100,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Portugal	78,7 %	35,9 %	0,0 %	0,0 %	48,7 %	0,0 %	1,8 %	45,5 %	3,5 %	0,0 %	0,0 %	0,5 %
Schweden	47,6 %	29,1 %	0,0 %	14,4 %	15,6 %	0,2 %	19,8 %	10,5 %	2,5 %	0,0 %	36,8 %	0,2 %
Norwegen	94,7 %	8,2 %	0,0 %	0,0 %	70,8 %	0,0 %	2,4 %	0,0 %	2,5 %	0,0 %	24,3 %	0,0 %

⁽¹⁾ Info zu fortschrittlichen Biokraftstoffen (Anhang IX Teil A): vier Länder ohne Daten für fortschrittliche Biokraftstoffe: Griechenland, Österreich, Kroatien, Rumänien; zwei Länder Nutzung ausschließlich POME: Lettland, Zypern; zwei Länder Nutzung ausschließlich biogene Industrieabfälle: Bulgarien, Malta; zwei Länder Nutzung ausschließlich Siedlungsabfälle: Polen, Island

⁽²⁾ (a) Algen, (h) Tallölpech, (j) Bagasse, (l) Nussschalen, (m) Spelzen, (n) Maiskolben/-kerne, (p) cellulosehaltiges Material, (q) anderes lignocellulosehaltiges Material

⁽³⁾ Im Jahr 2022 wurden in der EU insgesamt 722 PJ an Biokraftstoffen angerechnet, davon wurden 280 PJ dem Anhang IX zugerechnet.

Anhang 14 Ressourcenbasis für weltweit produzierten FAME und HVO-Diesel

Wie in Abbildung A-10 gezeigt, veränderte sich die Ressourcenbasis für die weltweite Produktion von FAME und HVO-Diesel vergleichsweise stark. Im Jahr 2011 waren Raps-, Soja- und Palmöl mit einem aufsummierten Anteil von über 80 % die dominanten Ressourcen. Im Jahr 2023 lag deren Anteil in Summe noch bei knapp 65 %. Den größten Anteil mit über 30 % hatten jedoch Abfall- und Reststoff wie UCO (Altfette) oder Industrieabfälle.

Welt | Ressourcen zur Produktion von FAME und HVO-Diesel in Mio. t

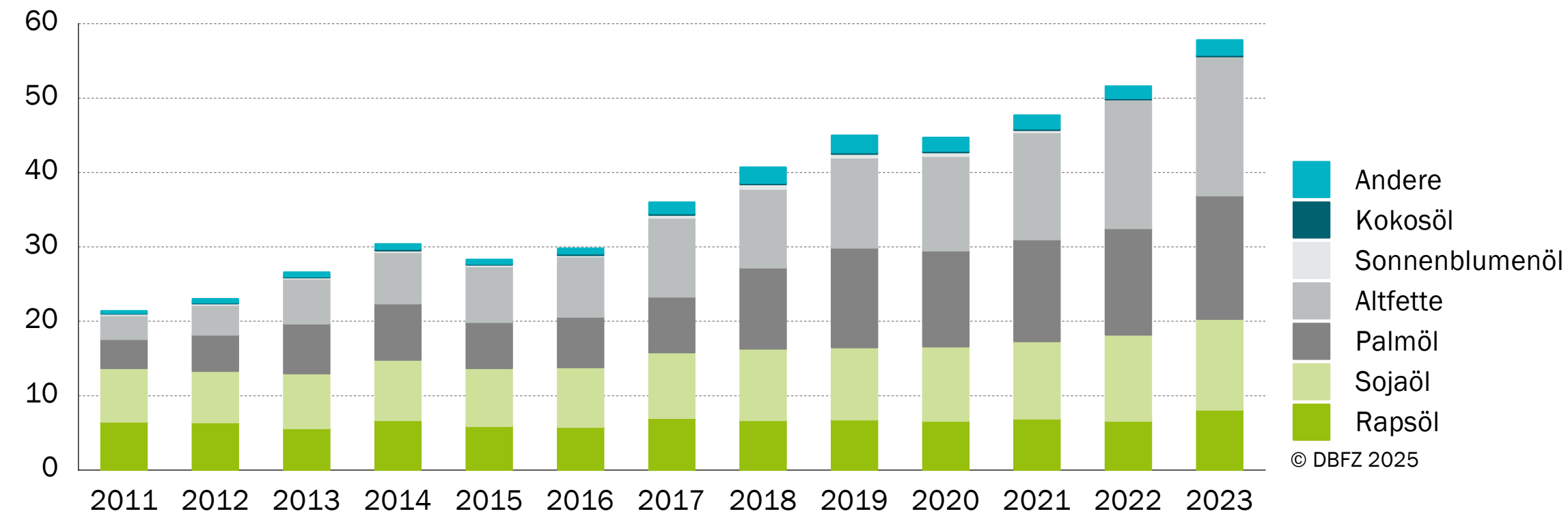


Abb. A-10 Ressourcenbasis von weltweit produziertem FAME und HVO; Datenbasis: [IHS Markit (2024d)]

Anhang 15 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. Im Jahr 2011 wurden ca. 94 % der weltweit genutzten Bioethanol-Ressourcen in Produktionsanlagen in den USA und Brasilien verarbeitet. Dieser Anteil ist auf etwa 85 % bis zum Jahr 2023 zurückgegangen.

Welt | Ressourcen zur Produktion von Bioethanol in Mio. t

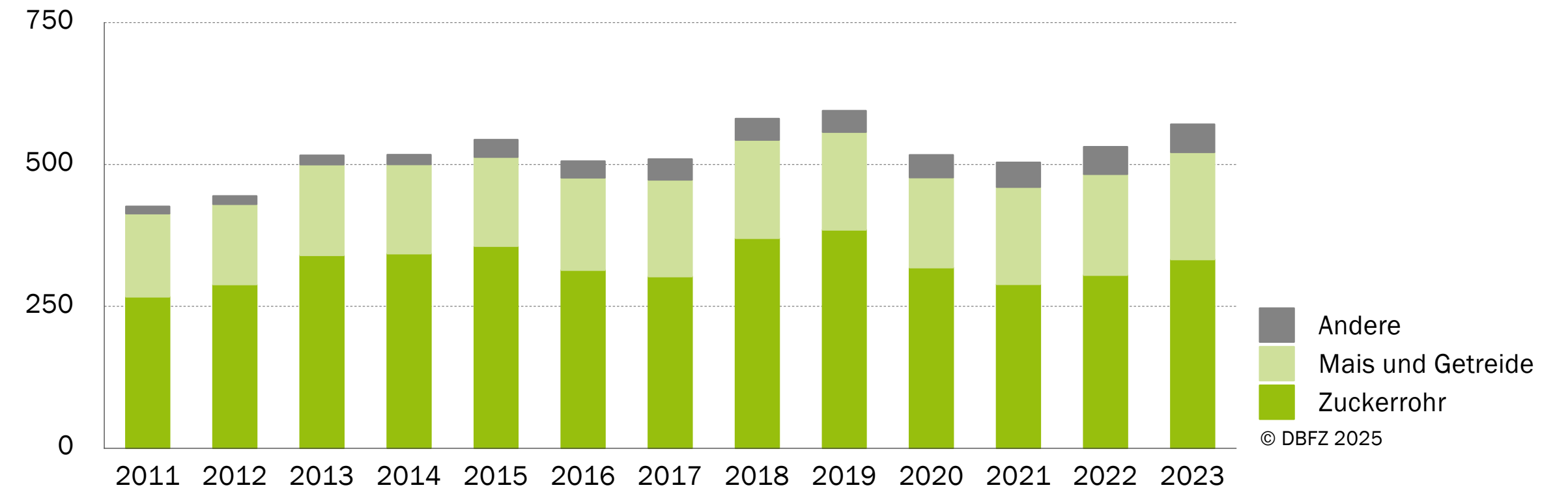


Abb. A-11 Ressourcenbasis des weltweit produzierten Bioethanols; Datenbasis: [IHS Markit (2024e)]

Anhang 16 Entwicklung der weltweiten Anbaufläche sowie spezifischer Flächenerträge

Die Abbildung A-12 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 Zu-

ckerfrüchte (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)].

Welt | Ernteerträge in t/ha

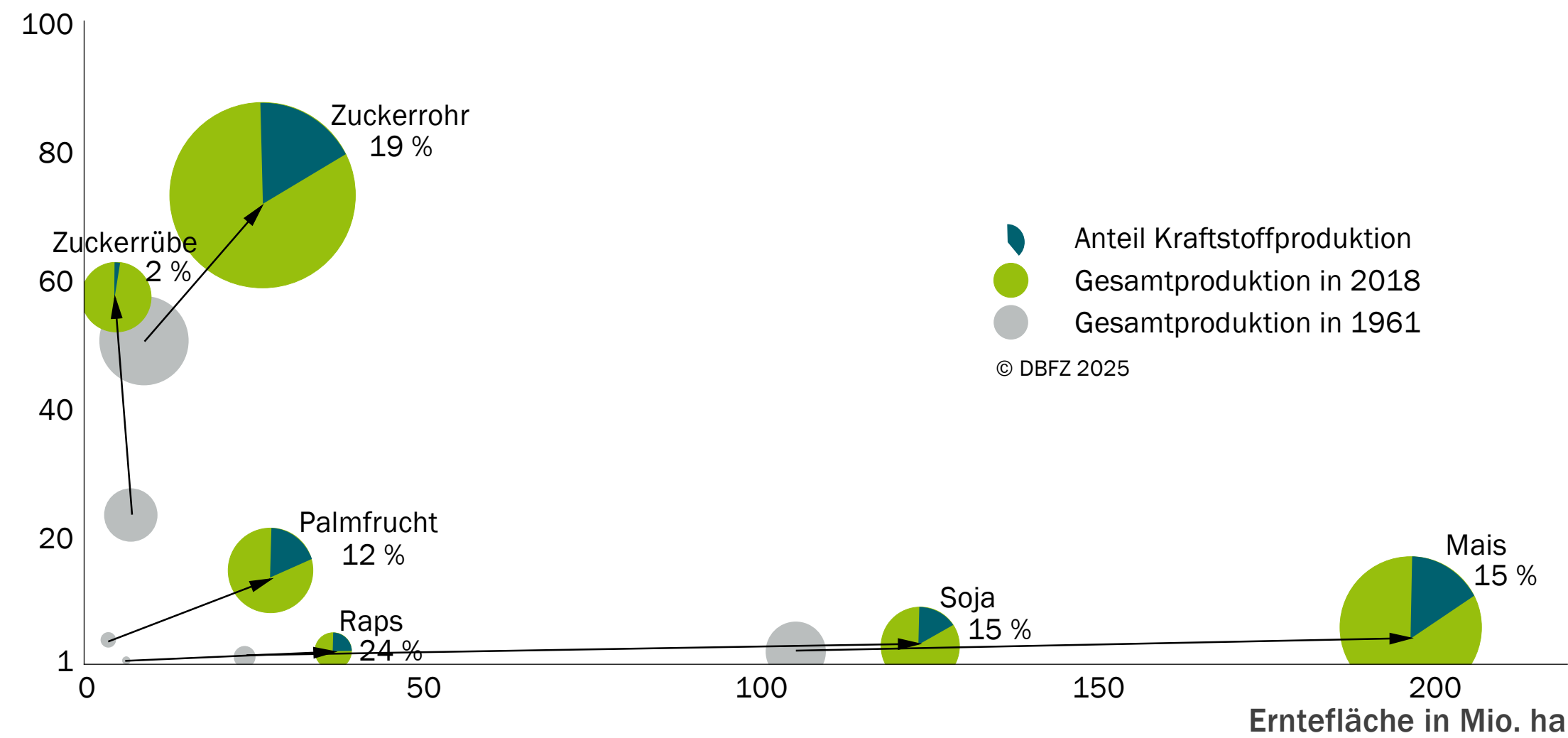


Abb. A-12 Weltweite Ernteflächen, Ernteerträge und Gesamtproduktion sowie Anteil der Nutzung für die Biokraftstoffproduktion für ausgewählte Biomassen in den Jahren 1961 und 2018; eigene Berechnung auf Basis [FAO (2021); IHS Markit (2024b)], Annahmen: Ölgehalt Sojabohnen: 21 % m/m; Ölgehalt Palmfrüchte: 23 % m/m; Ölgehalt Raps: 42,5 % m/m, Ernteerträge bezogen auf TS.

Anhang 17 Weltweite Nachfrage an Methanol

Die Produktion von Methanol und die Aufteilung der Nutzung in den Jahren 2016 bis 2021 (für das Jahr 2021 als Prognose) sind in Abbildung A-13 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 (2021); 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 das Jahr 2020 auf 153,1 Mio. t/a geschätzt wird, wie in Abbildung A-13 dargestellt ist [IRENA (2021); Schröder (2020b)].

Welt | Nachfrage von Methanol nach Anwendung in Mio. t

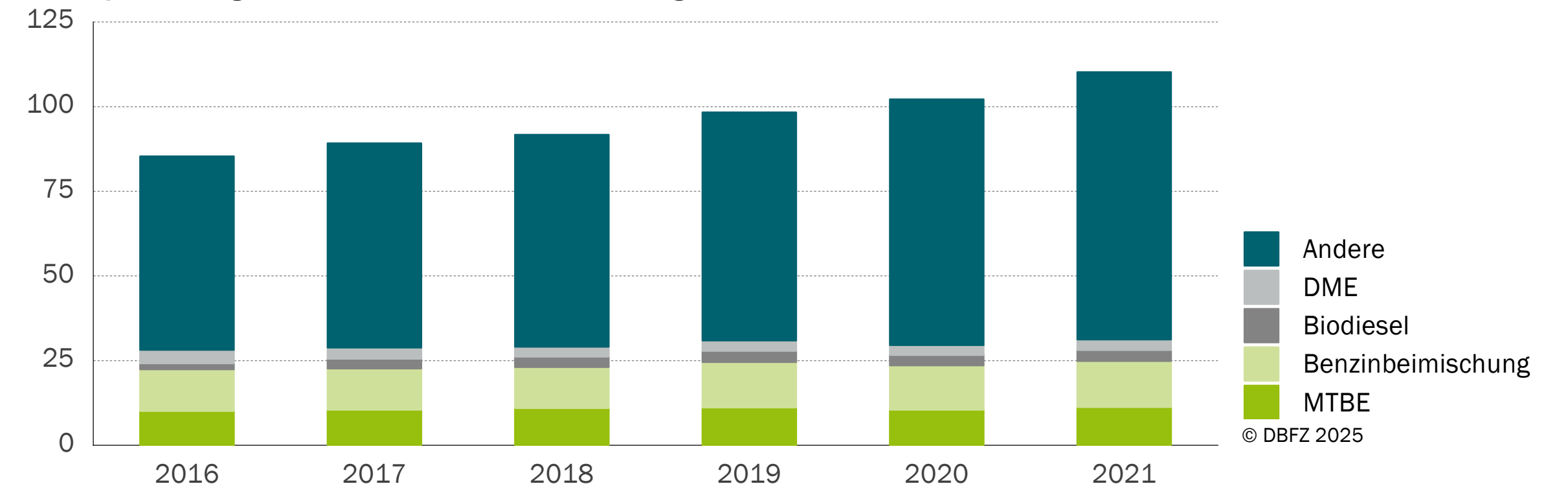


Abb. A-13 Weltweite Nachfrage an Methanol; Datenbasis: [Methanol Institute (2021)]

Anhang 18 Weltweite Maisproduktion und ihr Verwendungsbereich

Der weltweite Verbrauch von Mais im Zeitraum von 2012 bis 2021 ist in Abbildung A-14 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 auf in 55 % für die Futtermittelverwendung, 12 % für die Lebensmittelverwendung, 13 % für die Produktion von Bioethanol und 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)]

Welt | Maisproduktion nach Anwendung in Mio. t

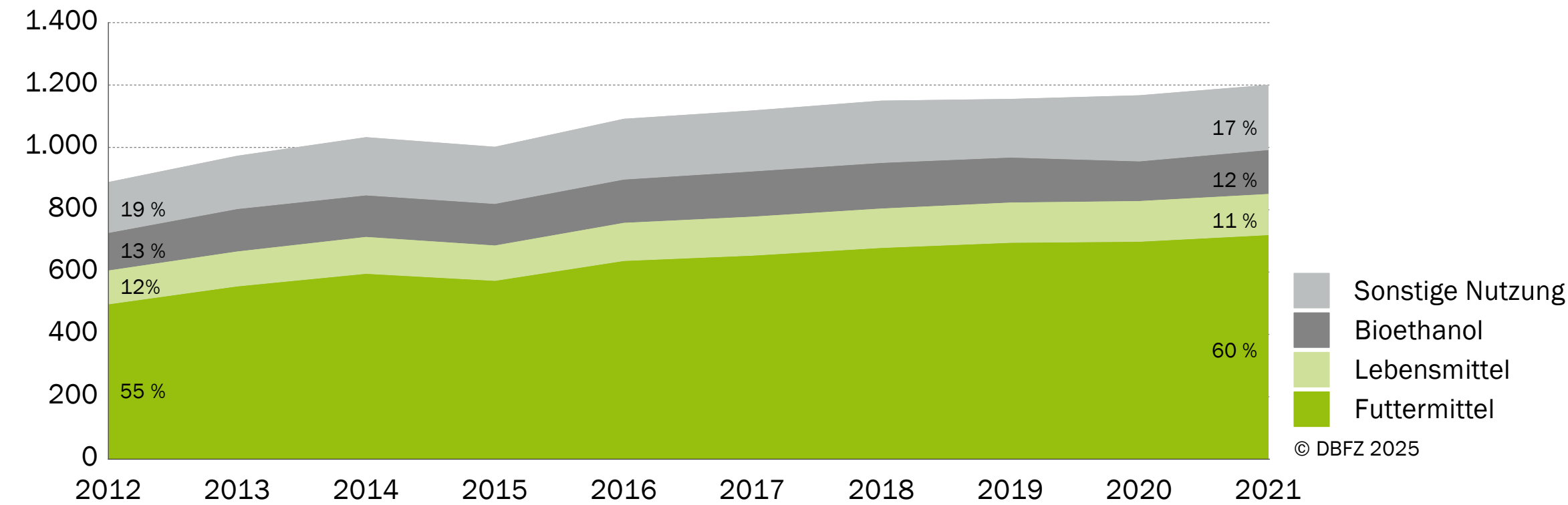


Abb. A-14 Weltweite Maisproduktion und ihr Verwendungsbereich; Datenbasis: [IGC (2021)]

Anhang 19 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 (Abbildung A-15), 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 Nahrungs-

mittelverwertung, 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)]

Welt | Palmölproduktion nach Anwendung in Mio. t

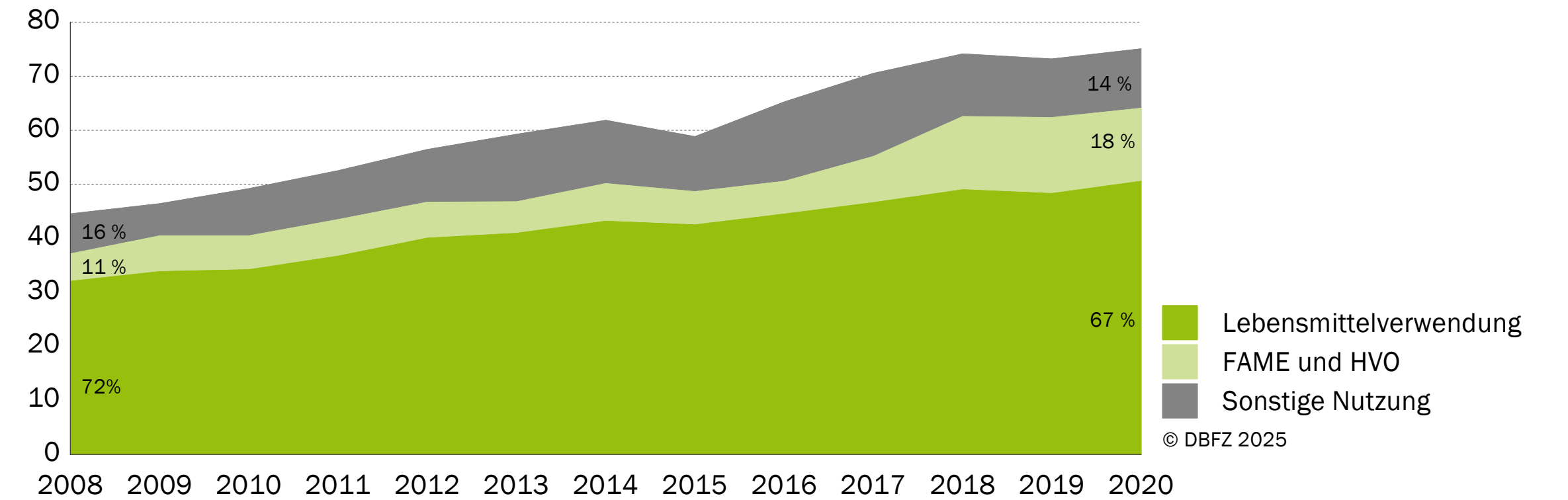


Abb. A-15 Weltweite Palmölproduktion und ihr Verwendungsbereich; Datenbasis: [USDA (2021)]

Anhang 20 Weltweite Produktion von Schwarzlauge

Der Energiegehalt von Schwarzlauge, als Nebenprodukt der Celluloseherstellung, kann innerhalb des Produktionsprozesses leicht variieren. Unter Einbeziehung des 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 Celluloseherstellungsprozess 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)].

Welt | Theoretische Produktionsmenge von Schwarzlauge in Mio. t

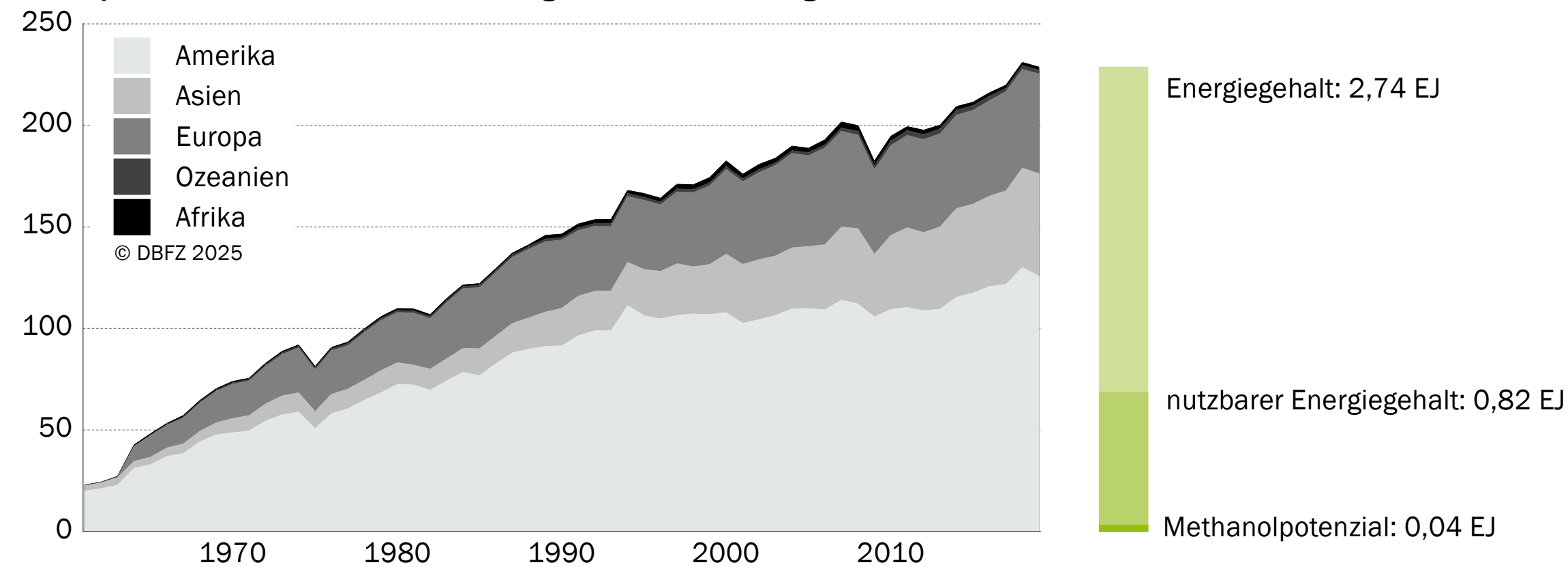


Abb.A-16 Abschätzung der weltweiten Produktion von Schwarzlauge nach Energiegehalt und der nutzbaren Menge für die Herstellung von Biokraftstoffen sowie Abschätzung des im Kraftprozess erzeugten Methanols; eigene Berechnung auf Basis von [FAO (2021); Kim (2019); Swedish Energy Agency (2008); Vakkilainen (2009)]

Anhang 21 Produktion erneuerbarer Strom

Tab. A-7 Nutzung von erneuerbarem Strom aufgeteilt nach Energiequelle im Jahr 2022, Datenbasis: [IRENA (2024)]

	Welt	Europa	Deutschland
Bioenergie	619 TWh	205 TWh	48 TWh
Geothermische Energie	97 TWh	13 TWh	0,2 TWh
Meeresenergie/Gezeitenkraftwerke	1 TWh	1 TWh	0 TWh
Solarenergie	1.294 TWh	237 TWh	60 TWh
Wasserkraftwerke (ohne Pumpspeicherwerke)	4.330 TWh	686 TWh	18 TWh
Windenergie	2.098 TWh	528 TWh	125 TWh
Summe	8.440 TWh (30,4 EJ)	1.669 TWh (6,0 EJ)	251 TWh (0,9 EJ)

Anhang 22 Biomassepotenziale Deutschland, EU und Global in Tonnen Trockenmasse, Kohlenstoff und Wasserstoff

Die in Tabelle A-8 zusammengefassten Biomassepotenziale bilden Daten für Deutschland, die EU und global gemäß Abbildung 5-12, Abbildung 5-13 und Abbildung 5-14 ab. Zunächst werden diese in Tonnen Trockenmasse zusammengefasst und anschließend mit Angaben zu durchschnittlichen Kohlen- und Wasserstoffgehalten für Biomasse gemäß [Vogt (2024)] als Biomassepotenzial in Kohlenstoff und Wasserstoff grob geschätzt.

Region	Studie	Potenzialebene	Einheit	2020	2030	2050
DE	BioRest	Technisches Biomassepotenzial (minus stoffliche Nutzung) - korrigiert LHV	Mt (TM)	68	69	69
		Davon Kohlenstoff	Mt	27	27	28
		Davon Wasserstoff	Mt	5	5	5
DE	Concawe	Bioenergiepotenzial	Mt (TM)		88	92
		Davon Kohlenstoff	Mt		35	37
		Davon Wasserstoff	Mt		6	6
DE	Concawe	Technisches Biomassepotenzial	Mt (TM)		146	154
		Davon Kohlenstoff	Mt		58	62
		Davon Wasserstoff	Mt		10	10
DE	DBFZ-ResDB	Mobilisierbares technisches Biomassepotenzial	Mt (TM)	29		
		Davon Kohlenstoff	Mt	12		
		Davon Wasserstoff	Mt	2		
DE	DBFZ-ResDB	Technisches Biomassepotenzial	Mt (TM)	113		
		Davon Kohlenstoff	Mt	45		
		Davon Wasserstoff	Mt	8		
DE	ENSPRESO	Bioenergiepotenzial	Mt (TM)	85	83	89
		Davon Kohlenstoff	Mt	34	33	36
		Davon Wasserstoff	Mt	6	6	6
DE	Searle	Mobilisierbares technisches Biomassepotenzial	Mt (TM)	35	47	
		Davon Kohlenstoff	Mt	14	19	
		Davon Wasserstoff	Mt	2	3	
EU	Concawe	Bioenergiepotenzial	Mt (TM)		785	843
		Davon Kohlenstoff	Mt		314	337
		Davon Wasserstoff	Mt		53	56
EU	Concawe	Technisches Biomassepotenzial	Mt (TM)		1252	1331
		Davon Kohlenstoff	Mt		501	533
		Davon Wasserstoff	Mt		84	89
EU	ENSPRESO	Bioenergiepotenzial	Mt (TM)	648	663	688
		Davon Kohlenstoff	Mt	259	265	275
		Davon Wasserstoff	Mt	43	44	46
EU	Searle	Mobilisierbares technisches Biomassepotenzial	Mt (TM)	183	178	
		Davon Kohlenstoff	Mt	73	71	
		Davon Wasserstoff	Mt	12	12	
Welt	IRENA	Mittelwert aus verschiedenen Studien (Bezug meist technisches Potenzial, teils nachhaltiges Potenzial)	Mt (TM)		7901	14040
		Davon Kohlenstoff	Mt		3160	5616
		Davon Wasserstoff	Mt		529	941

Tab. A-8
Biomassepotenziale Deutschland, EU und global in Tonnen Trockenmasse, Kohlenstoff und Wasserstoff, Datenbasis: [Imperial College London (2021); IRENA (2016); Naumann (2024a); Searle (2016)]; DBFZ-ResDB basierend auf [Brosowski (2019)]; BioRest und ENSPRESO basierend auf [Naumann (2024a)], Umrechnung in tTM basierend auf Heizwert in [Imperial College London (2021)]; Umrechnung in Kohlenstoff und Wasserstoff basierend auf [Vogt (2024)]

Anhang 23 Technologiebedarf Abschnitt 1

Energiebedarf:

Annahmen für die Berechnung der verfügbaren Biomasse:

- siehe Anhang 2

Tab. A-9 Im Abschnitt 1 verwendeter Endenergiebedarf im Verkehr

Region	Studie	Einheit	Kraftstoff	Wasserstoff	Strom
DE	Min (dena)	EJ	0,57	0,21	0,40
DE	AM	EJ	0,67	0,17	0,63
DE	Max (Ariadne #3)	EJ	0,92	0,33	0,52
EU	Min (IFS 1.5C)	EJ	2,8	0,6	1,6
EU	AM	EJ	4,4	1,5	1,8
EU	Max (LCEO Zero Carbon)	EJ	4,5	4,1	2,4
Welt	Min (IEA)	EJ	32	13	35
Welt	AM	EJ	59	8	29
Welt	Max (DNV)	EJ	86	3	23

Verfügbare Biomasse

Annahmen für die Berechnung der verfügbaren Biomasse:

- Vollumfängliche Nutzung der Biomassepotenziale, bevor nicht-biogene Ressourcen Anwendung finden,
- Technische Eignung für den Raffineriebetrieb,
- Vollständige Kohlenstoff- und Wasserstoffausbeute aus der Biomasse,
- Restlose Mobilisierbarkeit von Biomasse und
- Vereinfachte Summenformel entsprechend [Vogt (2024)] lautet $(CH_2O)_n$.
- Die Biomassepotenzialstudien aus Anhang 22 sind Grundlage der Bewertung.
- Wenn eine Studie die Potenziale für mehrere Jahre beschreibt, wird das spätest verfügbare Jahr verwendet (2050 > 2030 > 2020). Die Annahmenänderungen zwischen den einzelnen Jahren innerhalb einer Studie sind zumeist in Anpassungen des regulatorischen Rahmens begründet. Diese müssen entsprechend in der Umsetzung berücksichtigt werden.

- Für die Bewertung der Biomasse im Abschnitt 1.2 werden folgende Studien verwendet:

- DE: Searle (in 2030)
- EU: Searle (in 2030)
- Welt: IRENA (in 2050)

- Für die Bewertung der Biomasse im Abschnitt 1.3 werden folgende Studien verwendet:

- DE: Concawe (Bioenergiepotenzial in 2050)
- EU: Concawe (Bioenergiepotenzial in 2050)
- Welt: IRENA (in 2050)

- Die IRENA-Studie stellt zumeist ein technische Potenzial und teils ein nachhaltiges Potenzial dar, die Searle-Studie ein mobilisierbares technische Potenzial und die Concawe-Studie ein energetisches und technisches Potenzial. Für eine bessere Vergleichbarkeit zwischen Welt und DE bzw. EU wird im Abschnitt 1.2 das Potenzial mit dem Verhältnis zwischen mobilisierbaren und technischen Potenzial der Studie „DBFZ-ResDB“ (Faktor: 0,26) multipliziert und im Abschnitt 1.3 mit dem Verhältnis zwischen energetischen und technischen Potenzial der Studie „Concawe“ (Faktor: 0,62).

Voraussetzung dafür ist die Annahme, dass die mobilisierbaren, energetischen und technischen Potenziale von Deutschland bzw. EU rein rechnerisch auf Welt übertragbar sind. Mit dem Wissen, dass die Studien und die verschiedenen Potenziale eben nicht vergleichbar sind (z. B. ist das Biomassenutzungsverhalten von DE/EU nicht auf die Region Welt reproduzierbar), nehmen die Autoren an dieser Stelle bewusst einen nicht näher quantifizierbaren Fehler in Kauf.

Tab. A-10 In den Abschnitten 1.2 und 1.3 verwendeten Potenziale für Kohlenstoff und Wasserstoff

Region	Studie	Bemerkung	Stoff	Einheit	Wert	Bezugsjahr
DE	Searle	Mobilisierbares technisches Biomassepotenzial	Kohlenstoff	Mio. t	19	2030
DE	Concawe	Bioenergiepotenzial	Kohlenstoff	Mio. t	37	2050
DE	Searle	Mobilisierbares technisches Biomassepotenzial	Wasserstoff	Mio. t	3	2030
DE	Concawe	Bioenergiepotenzial	Wasserstoff	Mio. t	6	2050
EU	Searle	Mobilisierbares technisches Biomassepotenzial	Kohlenstoff	Mio. t	71	2030
EU	Concawe	Bioenergiepotenzial	Kohlenstoff	Mio. t	337	2050
EU	Searle	Mobilisierbares technisches Biomassepotenzial	Wasserstoff	Mio. t	12	2030
EU	Concawe	Bioenergiepotenzial	Wasserstoff	Mio. t	56	2050
Global	IRENA	Mobilisierungsszenario auf Basis von IRENA (Faktor 0,26)	Kohlenstoff	Mio. t	1.458	2050
Global	IRENA	Bioenergieszenario auf Basis von IRENA (Faktor 0,62)	Kohlenstoff	Mio. t	3.455	2050
Global	IRENA	Mobilisierungsszenario auf Basis von IRENA (Faktor 0,26)	Wasserstoff	Mio. t	244	2050
Global	IRENA	Bioenergieszenario auf Basis von IRENA (Faktor 0,62)	Wasserstoff	Mio. t	579	2050

Anlagenbedarf:

- Basisszenario:

- siehe Abschnitt 1.2

- Szenario #1:

- Anstieg des Kraftstoffbedarfs um 10 % des gesamten Endenergieverbrauchs gegenüber Basisszenario

- Szenario #2:

- Anstieg des Kraftstoffbedarfs um 10 % des gesamten Endenergieverbrauchs gegenüber Basisszenario
- Reduktion des Strombedarfs um 10 % des gesamten Endenergieverbrauchs gegenüber Basisszenario

- Szenario #3:

- Endenergieverbrauch sowie Aufteilung nach Kraftstoffe, Wasserstoff und Strom entsprechend des minimalen Endenergieverbrauchs der drei Regionen Welt, EU und Deutschland

- Szenario #4:

- Endenergieverbrauch sowie Aufteilung nach Kraftstoffe, Wasserstoff und Strom entsprechend des maximalen Endenergieverbrauchs der drei Regionen Welt, EU und Deutschland

- Szenario #5:

- keine Anrechenbarkeit von Biomasse, Bereitstellung von Kohlenstoff und Wasserstoff erfolgt nur über DAC bzw. strombasierte Prozesse

- Szenario #6:

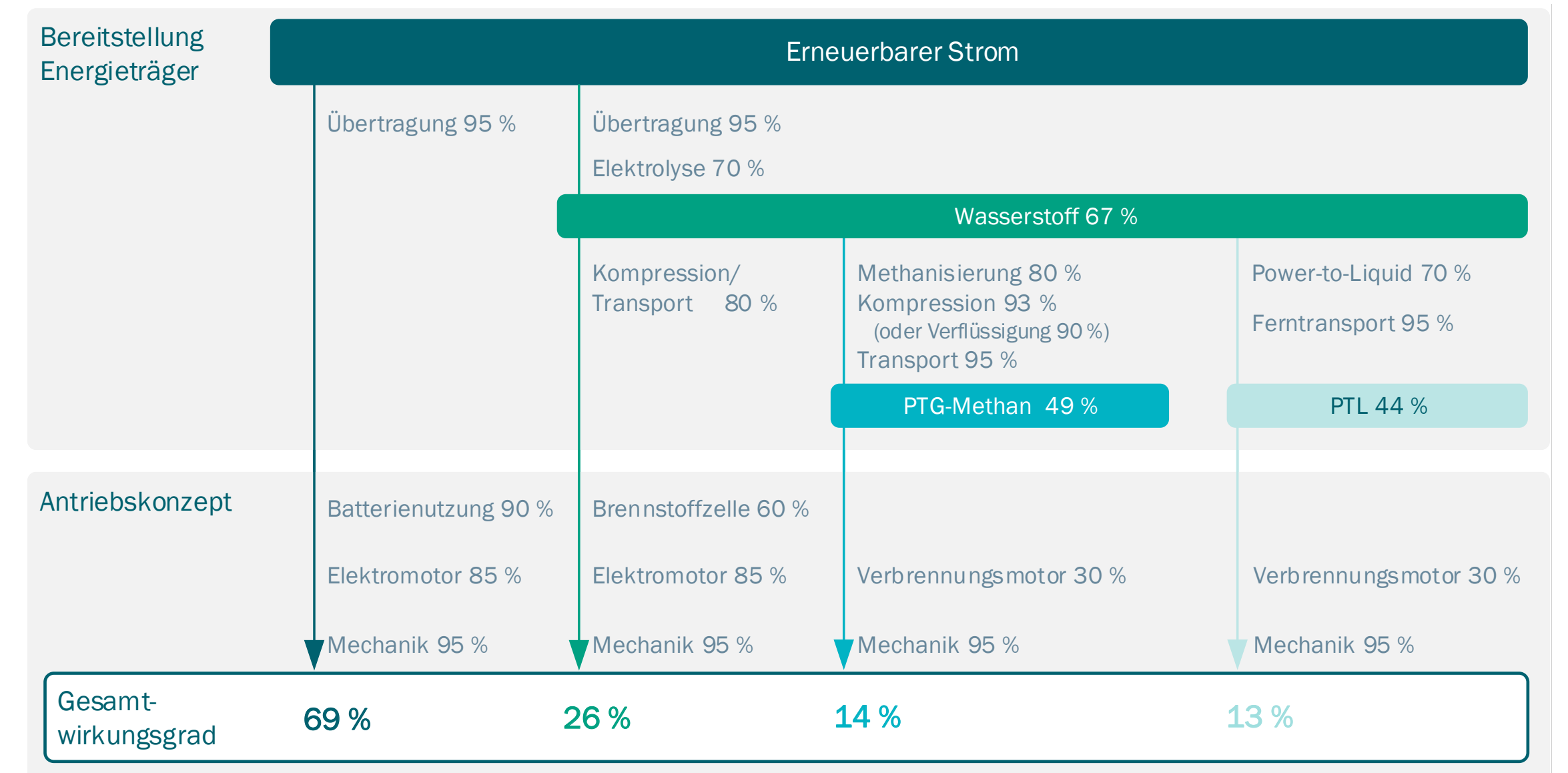
- Biomassepotenzial wird mit dem Bioenergiepotenzial für EU und Deutschland bzw. dem Bioenergieszenario für Welt bewertet

Tab. A-11 Anlagenbedarf für das Basisszenario und die Szenarien #1 bis #6

	Welt	EU	Deutschland
Raffinerien	687	51	8
Szenario #1	+16 %	+18 %	+25 %
Szenario #2	+16 %	+18 %	+25 %
Szenario #3	-46 %	-35 %	-13 %
Szenario #4	+46 %	+4 %	+38 %
Szenario #5	+0 %	+0 %	+0 %
Szenario #6	+0 %	+0 %	+0 %
DAC-Kollektoren	45 Mio.	5 Mio.	0,4 Mio.
Szenario #1	+40 %	+29 %	+72 %
Szenario #2	+40 %	+29 %	+72 %
Szenario #3	-100 %	-58 %	-36 %
Szenario #4	+111 %	+6 %	+108 %
Szenario #5	+144 %	+63 %	+188 %
Szenario #6	-100 %	-100 %	-100 %
Elektrolyseure	83 Tsd.	8 Tsd.	1 Tsd.
Szenario #1	+20 %	+17 %	+30 %
Szenario #2	+20 %	+17 %	+30 %
Szenario #3	-51 %	-46 %	-11 %
Szenario #4	+51 %	+37 %	+60 %
Szenario #5	+34 %	+18 %	+36 %
Szenario #6	-47 %	-67 %	-35 %
Windkraftturbinen	372 Tsd.	34 Tsd.	5 Tsd.
Szenario #1	+20 %	+18 %	+27 %
Szenario #2	+15 %	+13 %	+21 %
Szenario #3	-47 %	-45 %	-20 %
Szenario #4	+49 %	+32 %	+46 %
Szenario #5	+44 %	+23 %	+43 %
Szenario #6	-47 %	-65 %	-33 %
PV-Fläche	118 Tsd. km ²	11 Tsd. km ²	2 Tsd. km ²
Szenario #1	+20 %	+18 %	+27 %
Szenario #2	+15 %	+13 %	+21 %
Szenario #3	-47 %	-45 %	-20 %
Szenario #4	+49 %	+32 %	+46 %
Szenario #5	+44 %	+23 %	+43 %
Szenario #6	-47 %	-65 %	-33 %

Anhang 24 Gesamtwirkungsgrade strombasierter Energieträger

In Abbildung A-17 ist eine Abschätzung der Gesamtwirkungsgrade unterschiedlicher strombasierter Energieträger in Abhängigkeit vom Antriebskonzept dargestellt (Abbildung aus [Naumann (2022a)]). Die direkte Nutzung elektrischer erneuerbarer Energie im Verkehr stellt deren effizienteste Nutzungsform dar.



© DBFZ, 12/2021

Abb. A-17 Gesamtwirkungsgrade strombasierter Energieträger; Darstellung aus [Naumann (2022a)]