



Einsatz von alternativen Kraftstoffen

Hintergrundpapiere zu Regulatorik, Potenzialen und Technologien

Hintergrundpapier zu alternativen Kraftstoffen

Arbeitspapier

Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung des
Expertenbeirats für Klimaschutz in der Mobilität (EKM)

Hamburg, 01.08.2024

**Technische Universität Hamburg,
Institut für Umwelttechnik und
Energiewirtschaft (IUE)**

Eißendorfer Str. 40

21073 Hamburg, Germany

<https://www.tuhh.de/iue/home>

Prof. Dr. Martin Kaltschmitt

Phone: +49 40 42878 3208

Philipp Anstett

philipp.anstett@tuhh.de

Autorinnen und Autoren des Arbeitspapiers:

Technische Universität Hamburg, Institut für
Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE)

Philipp Anstett, Michael Schulthoff, Stefan Bube,
Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt

Fraunhofer Institut für System- und
Innovationsforschung (ISI)

Prof. Dr. Martin Wietschel

M-Five GmbH Mobility, Futures, Innovation,
Economics (M-Five)

Ines Haug

**Vorgeschlagene Zitierweise des
Arbeitspapiers:**

Anstett P., Bube S., Kaltschmitt M., Schulthoff M.,
Wietschel M., Haug I. (2024): *Einsatz von
alternativen Kraftstoffen: Regulatorik, Potenziale
und Technologien*. Hintergrundpapier für die
Arbeiten des EKM in 2024.

Inhaltsverzeichnis

Teil 1:	Regulatorischer Rahmen auf europäischer und nationaler Ebene	7
Teil 2:	Potenziale biogener Rohstoffe und Nachfragen nach strombasierten Energieträgern und Kraftstoffen	28
Teil 3:	Produktionsrouten und -technologien für erneuerbare Kraftstoffe	48

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Englische Definition	Deutsche Definition
AEL	Alkaline Electrolysis	Alkalische Elektrolyse
AEM	Anion Exchange Membrane	Anionenaustauschmembran
AEMEL	Anion Exchange Membrane Electrolysis	Anionenaustauschmembran-Elektrolyse
AtJ	Alcohol-to-Jet	Alkohol-zu-Kerosin-Verfahren
BAU	Business-as-Usual	Business-as-Usual
BImSchG/V	Federal Immission Control Act and associated ordinances	Bundes-Immissionsschutzgesetz und zugehörige Verordnungen
Bio-FT-SPK	Bio-based Fischer-Tropsch Synthetic Paraffinic Kerosene	Biobasiertes synthetisches Paraffin-Kerosin aus Fischer-Tropsch-Synthese
BKS	Biofuels	Biokraftstoffe
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage	Kohlenstoffabscheidung, -nutzung und -speicherung
CNG	Compressed Natural Gas	Compressed Natural Gas
DAC	Direct Air Capture	Direkte Luftabscheidung
DDGS	Dried Distillers Grains with Solubles	Getrocknete Brennereikörner (Tierfutter)
EE	Renewable Fuel	Erneuerbarer Kraftstoff
eFuels	Renewable fuel of non-biological origin	Strombasierter Kraftstoff
ELEC	Scenario with maximum possible electrification	Szenario mit maximal möglicher Elektrifizierung
EKM	Expert Council for Climate Protection in Mobility	Expertenbeirat für Klimaschutz in der Mobilität
ETBE	Ethyl-tert-butylether	Ethyl-tert-butylether
EU	European Union	Europäische Union
FAME	Fatty Acid Methyl Ester	Fettsäuremethylester
FT	Fischer-Tropsch	Fischer-Tropsch
FuelEU Maritime	FuelEU Maritime	FuelEU Maritime
H ₂	Hydrogen	Wasserstoff
HEFA	Hydro-processed Esters and Fatty Acids	Hydrobehandelte Ester und Fettsäuren
HFO	Heavy Fuel Oil	Schweröl
HTEL	High Temperature Electrolysis	Hochtemperaturelektrolyse
HVO	Hydrotreated Vegetable Oils	Hydrobehandelte Pflanzenöle

IEA	International Energy Agency	Internationale Energieagentur
IRENA	International Renewable Energy Agency	Internationale Agentur für Erneuerbare Energien
IX A / B	Annex IX Part A / B of RED II	Anhang IX Teil A / B der RED II
KSG	Climate Protection Act	Klimaschutzgesetz
KSPr	Climate Protection Programme of the German Federal Government	Klimaschutzprogramm der deutschen Bundesregierung
LNG	Liquefied Natural Gas	Liquefied Natural Gas
MER	With Extended Restrictions	Mit erweiterten Restriktionen
MeOH	Methanol-based	Methanolbasiert
Mt CO ₂ -Äq.	Million tons of CO ₂ Equivalent	Millionen Tonnen CO ₂ -Äquivalent
N-&FM	Biofuels from food and feed crops	Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermitteln
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
PEMEL	Polymer Electrolyte Membrane Electrolysis	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PJ	Petajoule	Petajoule
PtG	Power-to-Gas	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid	Power-to-Liquid
RED II	Renewable Energy Directive II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie II
RED III	Renewable Energy Directive III	Erneuerbare-Energien-Richtlinie III
REF 2050	Reference Scenario 2050	Referenzszenario 2050
ReFuelEU Aviation	ReFuelEU Aviation	ReFuelEU Aviation
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin	Erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs
SAF	Sustainable Aviation Fuel	Nachhaltiger Flugkraftstoff
SPK	Synthetic Paraffinic Kerosene	Synthetisches paraffinisches Kerosin
SRU	German Advisory Council on the Environment	Sachverständigenrat für Umweltfragen
THG	Greenhouse Gas	Treibhausgas
TM	Ton dry Matter	Tonne Trockenmasse
UCO	Used Cooking Oil	Altspeiseöle
UER	Upstream Emission Reductions	Upstream-Emissionsminderungen
XtL	X-to-Liquid	X-to-Liquid

Einsatz von alternativen Kraftstoffen

Teil 1:

Regulatorischer Rahmen auf europäischer und nationaler Ebene

Arbeitspapier

Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung des
Expertenbeirat für Klimaschutz in der Mobilität (EKM)

Hamburg, 01.08.2024

Autorinnen und Autoren des Arbeitspapiers:

Technische Universität Hamburg, Institut für
Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE)

Philipp Anstett, M.Sc.

Michael Schulthoff, M.Sc.

Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt

M-Five GmbH Mobility, Futures, Innovation,
Economics (M-Five)

Ines Haug

1 Einleitung

Für den Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor ist der regulatorische Rahmen von besonderer Bedeutung. Über verschiedene Rahmenwerke und Richtlinien werden dabei Vorgaben zum minimalen oder auch maximalen Einsatz von bestimmten Kraftstoffen (oftmals auf Basis der verwendeten Ausgangsrohstoffe) und auch das Gesamtambitionsniveau vorgegeben. In dieser Ausarbeitung wird der regulatorische Rahmen szenariobasiert untersucht und der notwendige Kraftstoffmix ermittelt, der zur Zielerfüllung führt.

2 Regulatorik

In folgendem Abschnitt werden zunächst die aktuellen regulatorischen Rahmenwerke vorgestellt. Des Weiteren werden die notwendigen Annahmen dargelegt, um im Rahmen einer Szenario-Analyse mögliche zukünftig nachgefragte Mengen an erneuerbaren Kraftstoffen zu ermitteln. Hierzu werden drei unterschiedliche Entwicklungen des Verkehrssektors unterstellt. Dabei wird zwischen der aktuellen europäischen und der nationalen Regulatorik unterschieden.

2.1 Europäische Rahmensetzung

Auf europäischer Ebene werden Vorgaben bezüglich des Einsatzes von erneuerbaren Energien von der EU (Europäische Union) für die Mitgliedsstaaten gemacht. Diese Vorgaben beziehen sich auf zu erreichende Gesamtziele und auch auf spezifische Ziele für Einzelsektoren wie den Verkehrssektor. Ein umfassendes regulatorisches Rahmenwerk hierfür ist die Renewable Energy Directive (RED), die in der letzten Fassung den Zeitraum von 2020 bis 2030 reguliert. In der RED II (formal bekannt als EU-Verordnung 2018/2001), wird u. a. für den Verkehrssektor bis zum Jahr 2030 ein Mindestanteil erneuerbarer Energien in Höhe von 14 % bezogen auf den Endenergieeinsatz im Straßen- und Schienenverkehr vorgegeben. Im Zuge der Bekanntgabe des europäischen „Green Deals“ werden allgemein die Zielambitionen der EU angehoben, wobei u. a. das Maßnahmenpaket „Fit for 55“ eingeführt wurde, das eine Revision bestehender und die Einführung neuer Rahmenwerke beinhaltet. Hierzu zählt die Revision der RED II (RED III) sowie auch die Einführung von ReFuelEU Aviation und FuelEU Maritime. Diese Rahmenregelwerke werden im Folgenden beschrieben (Europäische Union 2023c, 2023d, 2023e).

Im Rahmen der RED III, die im Oktober 2023 verabschiedet wurde und die RED II ersetzt, wird die Bezugsgröße der Vorgaben vom Straßen- und Schienenverkehr auf den gesamten Verkehrssektor ausgeweitet, inklusive des internationalen Luftverkehrs und der Seeschifffahrt. Als Gesamtziel für den Verkehrssektor werden zwei unterschiedliche Metriken eingeführt.

- Einerseits kann ein Mitgliedsstaat, wie bereits in der RED II, einen Anteil erneuerbarer Energien erfüllen – bis zum Jahr 2030 muss hiernach ein Anteil von 29 % am

Gesamtenergieverbrauch des Verkehrssektors erreicht werden. Dabei sind Mehrfachanrechnungen für bestimmte Optionen (Tabelle 1) nutzbar.

- Andererseits kann auch eine Treibhausgas-Minderungsquote (THG-Quote) von 14,5 % als Ziel angesetzt werden, jedoch ohne die Nutzung von Mehrfachanrechnungen. Die THG-Minderung berechnet sich dabei aus der Emissionsminderung der eingesetzten Kraftstoffe gegenüber einer fossilen Referenz (94 g CO₂-Äq./MJ). Die Emissionen, die mit dem Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe verbunden sind, beziehen sich auf Vorkettenemissionen, also die Emissionen (bzw. die Emissions-Äquivalente), welche beispielsweise beim Anbau von Energiepflanzen durch Flächennutzung, Düngung, aber auch Sammlung und Transport freigesetzt werden. Verbrennungsemissionen (d. h. die Emissionen, die durch den im Kraftstoff selbst gebundenen Kohlenstoff emittiert werden) werden für erneuerbare Kraftstoffe nicht berücksichtigt, da diese Emissionen keinen zusätzlichen Eintrag von Kohlenstoff in den atmosphärischen Kohlenstoffkreislauf bedeuten.

Tabelle 1: Optionen zur Erfüllung der Verpflichtungen und Anrechnungsfaktoren für die Berechnung des Anteils erneuerbarer Energien am gesamten Endenergieverbrauch des Verkehrs nach RED III (N-&FM – Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermitteln, IX A / B – Biokraftstoffe nach RED II Anhang IX Teil A bzw. B, RFNBO – strombasierte Kraftstoffe und Energieträger) (Europäische Union 2023c)

Kategorie	Anrechnungsfaktor ^a
N- & FM	1
IX B	2
IX A	2
RFNBO	2
Erneuerbarer Strom ^b in Straßenfahrzeugen	4
Erneuerbarer Strom ^b im Schienenverkehr	1,5
IX A Einsatz im Luftverkehr oder in Seeschifffahrt	1,2
RFNBO Einsatz im Luftverkehr oder in Seeschifffahrt	1,5

^a Nur wenn Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch als Zielsetzung genutzt wird

^b Entsprechend dem mittleren Anteil erneuerbarer Energien des Mitgliedsstaates in den davorliegenden zwei Jahren

Neben dem Gesamtziel gibt es auch Vorgaben zu den Optionen, die genutzt werden können, um dieses Ziel zu erreichen. Hierzu zählen die anrechenbaren erneuerbaren Kraftstoffe, aber auch Beschränkungen und Mindestvorgaben für die Nutzung verschiedener Rohstoffe. Die anrechenbaren Optionen sowie damit verbundene Ober- bzw. Unterquoten zeigt Tabelle 2.

Tabelle 2: Übersicht der Ober- und Unterquoten sowie zu erreichendes Ziel der RED III für das Jahr 2030. (N-&FM – Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermitteln, IX A / B – Biokraftstoffe nach RED II Anhang IX Teil A bzw. B, RFNBO – strombasierte Kraftstoffe und Energieträger) (Europäische Union 2023c)

Ausgangsrohstoff für alternativen Kraftstoff	RED III Vorgaben
N-FM ^{a,b} (in %)	7
IX B ^{a,b} (in %)	1,7
IX A / RFNBO ^{b,c} (in %)	5,5
davon mind. RFNBO ^{b,c} (in %)	1
Zu erreichendes Ziel (in %)	
Anteil erneuerbarer Energien (in %)	29 ^b
Zu erreichende THG-Minderung (in %)	14,5 ^d

^a Oberquote

^b Bezogen auf den Endenergieeinsatz im gesamten Verkehrssektor

^c Unterquote

^d Bezogen auf die Referenzemissionen des Jahres 2030

Die Unterquote ist dabei eine kombinierte Quote, nach der bis zum Jahr 2030 5,5 % des Endenergieeinsatzes des Verkehrssektors in Form von Biokraftstoffen aus Rohstoffen nach RED II Anhang IX Teil A (fortschrittliche Biokraftstoffe) und erneuerbaren flüssigen und gasförmigen Transportkraftstoffen nicht-biologischen Ursprungs (RFNBO, engl., Renewable Fuels of Non-Biological Origin) eingebracht werden müssen. Für RFNBO gilt dabei ein Mindestanteil von 1 %.

Die RED II definierte in ihrer ursprünglichen Fassung nicht explizit die Produktion von RFNBO. Aufgrund dieser Lücke wurde die RED II im Februar 2023 durch delegierte Rechtsakte erweitert, um eine spezifische Regulatorik für die Produktion von RFNBO einzuführen. Diese Rechtsakte decken wichtige Aspekte der Produktion strombasierter Kraftstoffe und Energieträger ab, insbesondere die Berechnung der Minderung von Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) sowie die Kriterien für den Strombezug. Die Rechtsakte bieten damit einen umfassenden Rahmen für die Bewertung und Förderung dieser Art von erneuerbaren Energieträgern. (Europäische Union 2023a, 2023b)

In dieser Ausarbeitung wird zunächst auf die Definition und Einordnung der für die Produktion von RFNBOs regulatorisch zulässigen Kohlenstoffquellen eingegangen. Für die spezifischen Strombezugskriterien, die ebenfalls eine wichtige Rolle für die Produktion von RFNBO spielen, wird auf den detaillierten Inhalt der delegierten Rechtsakte verwiesen.

Die EU-Verordnung 2023/1185, erlassen am 10. Februar 2023, beschäftigt sich mit der Methodik für die Bewertung von Treibhausgasemissionen von erneuerbaren flüssigen und gasförmigen Transportkraftstoffen nicht-biologischen Ursprungs sowie von recycelten Kohlenstoffkraftstoffen. Die Verordnung setzt folgende Schlüsselkriterien:

- Schwellenwert für Treibhausgaseinsparungen. Es wird ein Mindestschwellenwert von 70 % für Treibhausgaseinsparungen bei erneuerbaren Kohlenstoffbrennstoffen festgelegt. Der delegierte Rechtsakt legt eine umfassende Berechnungsgrundlage für diesen Schwellenwert fest (Europäische Union 2023b).
- Kohlenstoffquellen und deren Behandlung. Der Anhang Nr. 10 umfasst die Bewertung und Anrechenbarkeit der Treibhausgaseinsparung diverser Kohlenstoffquellen. Folgende

Bedingungen für das eingesetzte CO₂ bezüglich dessen Herkunft werden hervorgehoben (Europäische Union 2023b).

- Fossiles CO₂ und CCUS. CO₂, das aus einer in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführten Tätigkeit abgeschieden und in einem effektiven Kohlenstoffpreissystem berücksichtigt wurde, darf in die chemische Zusammensetzung des produzierten Kraftstoffs bis zum Jahr 2036 eingebunden werden. Diese Frist verlängert sich bis 2041 in Fällen, die sich nicht auf CO₂ aus der Verbrennung von Brennstoffen zur Stromerzeugung beziehen; hierunter fallen auch Prozessemissionen aus der Zementproduktion (Europäische Union 2023b).
- DAC (Direct Air Capture). Hierbei handelt es sich um CO₂, das direkt aus der Luft eingefangen wird (Europäische Union 2023b).
- Biogenes CO₂ und CCUS. Das eingefangene CO₂ stammt aus der Produktion oder der Verbrennung von Biokraftstoffen, Bioliquids oder Biomassebrennstoffen, die den Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien entsprechen, wobei die CO₂-Abscheidung keine Gutschriften für Emissionsersparnisse aus der CO₂-Abscheidung und -ersetzung gemäß den Anhängen V und VI der Richtlinie (EU) 2018/2001 erhalten hat (Europäische Union 2023b).
- RFNBO oder RCF CCUS. Das eingefangene CO₂ stammt aus der Verbrennung von erneuerbaren flüssigen und gasförmigen Transportkraftstoffen nicht-biologischen Ursprungs oder recycelten Kohlenstoffbrennstoffen, die den Treibhausgaseinsparungskriterien entsprechen (Europäische Union 2023b).
- CO₂ aus geologischen Quellen. Das eingefangene CO₂ stammt aus einer geologischen CO₂-Quelle und wurde zuvor natürlich freigesetzt (Europäische Union 2023b).
- Ausschluss bestimmter CO₂-Quellen. CO₂, das aus einem Kraftstoff gewonnen wird, der absichtlich zur spezifischen Erzeugung von CO₂ verbrannt wird, und CO₂, dessen Abscheidung bereits unter anderen Rechtsvorschriften eine Emissionsgutschrift erhalten hat, darf nicht einbezogen werden (Europäische Union 2023b).
- Berücksichtigung von Emissionen aus Inputs. Emissionen, die mit dem Einsatz von Elektrizität, Wärme und Verbrauchsmaterialien verbunden sind, werden ebenfalls in der Berechnung der Treibhausgaseinsparung berücksichtigt (Europäische Union 2023b).

Neben der RED III wurden im Rahmen von "Fit for 55" auch "ReFuelEU Aviation" und "FuelEU Maritime" auf den Weg gebracht, die speziell den Luftverkehr bzw. die Seeschifffahrt adressieren (Europäische Union 2023a, 2023b, 2023d, 2023e). Für den Luftverkehr wurden Beimischungsquoten von erneuerbaren Flugkraftstoffen (SAF, engl., sustainable aviation fuel) zum bisher eingesetzten fossilen Kerosin festgelegt. Hierfür können Biokraftstoffe nach RED II Anhang IX (Teil A und Teil B) und strombasierte Kraftstoffe genutzt werden (Abb. 1). In FuelEU Maritime wird die THG-Intensität von Schiffen reguliert und dabei müssen Minderungen gegenüber einer festgelegten Referenz

erreicht werden (Europäische Union 2023e). Hierbei können unterschiedliche Optionen genutzt werden – u. a. auch der Einsatz von alternativen Kraftstoffen (Abb. 2).

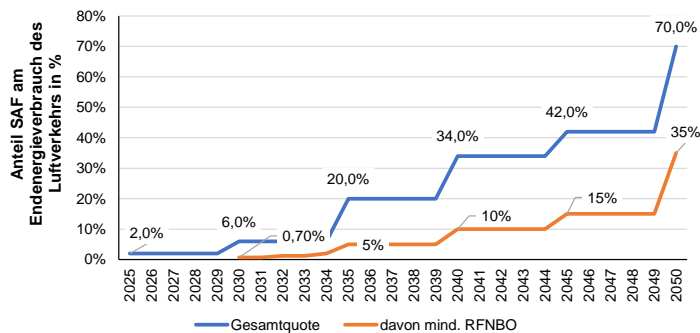


Abb. 1: Quotenverlauf von ReFuelEU Aviation zwischen den Jahren 2025 und 2050. (Blau: Gesamtquote für kombinierte Quote aus Biokraftstoffen nach RED II Anhang IX und RFNBO, Orange: Unterquote für verpflichtenden Mindestanteil für RFNBO) (SAF – Sustainable Aviation Fuel, RFNBO – strombasierte Kraftstoffe) (Europäische Union 2023d)

Die Nutzung von RFNBO kann bis zum Jahr 2033 bei der Berechnung der THG-Intensität doppelt angerechnet werden. Außerdem gibt es für RFNBO eine verbindliche Unterquote von 2 % für das Jahr 2034, wenn bis zum Jahr 2030 nicht mindestens 1 % des Energieverbrauchs über RFNBO gedeckt werden. Die eingesetzte Energiemenge wird nur dann vollständig innerhalb von FuelEU Maritime bilanziert, wenn die entsprechenden Fahrtwege auch innerhalb der EU liegen; bei Fahrten, die von außerhalb in die EU oder aus der EU nach außerhalb führen, werden nur 50 % der Energie bilanziert.

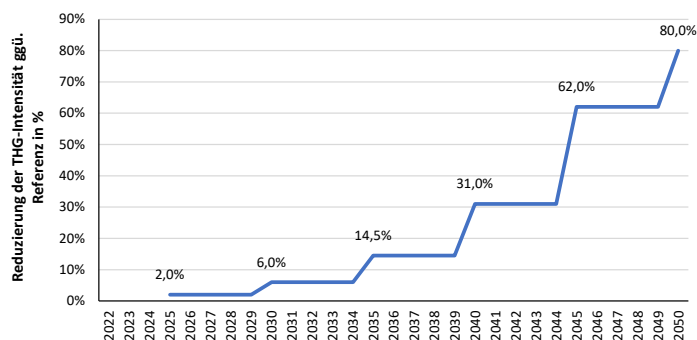


Abb. 2: Zu erreichende Minderung der Emissionsintensität nach FuelEU Maritime zwischen den Jahren 2025 und 2050. (Referenzwert: 91,16 g CO₂-Äq./MJ) (Europäische Union 2023e)

2.2 Nationale Regulatorik

Auf nationaler Ebene existieren zwei Regelwerke, welche die Entwicklung im Verkehrssektor maßgeblich steuern; das ist das Bundes-Immissionsschutzgesetz §37a-d (sowie die damit verbundenen Verordnungen, 36. bis 38. BImSchV, im Weiteren als BImSchG/V bezeichnet) und das Klimaschutzgesetz (KSG). (Deutsche Bundesregierung; 36. BImSchV 11/2/2021; 38. BImSchV (2023) 7/13/2023; BImSchG (2023) 7/26/2023)

Das BImSchG/V ist die Umsetzung der RED II in nationales Recht (eine Umsetzung der RED III steht derzeit noch aus). In Deutschland wurde bereits eine THG-Minderungsquote anstelle des Anteils erneuerbarer Energien genutzt, die jedoch die Nutzung von Anrechnungsfaktoren zulässt (Tabelle 3). Auch im BImSchG/V werden Ober- bzw. Unterquoten festgelegt.

Tabelle 3: Optionen zur Erfüllung der Verpflichtungen und Mehrfachanrechnungsfaktoren für die Erfüllungsoptionen mit Bezug auf den Endenergieverbrauch im Straßen- und Schienenverkehr nach BImSchG/V und Zielquote für das Jahr 2030. (N-&FM – Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermitteln, IX A / B – Biokraftstoffe nach RED II Anhang IX Teil A bzw. B, RFNBO – strombasierte Kraftstoffe und Energieträger) (36. BImSchV 11/2/2021; 37. BImSchV (2020) 12/21/2020; 38. BImSchV (2023) 7/13/2023; BImSchG (2023) 7/26/2023)

Rohstoff für Kraftstoff	Ober-/Unterquote (in %)	Anrechnungsfaktor
N- & FM	4,4 ^a	1
IX B	1,9 ^a	1
IX A	2,6 ^b	2
RFNBO	-	3
Strom in Straßenfahrzeugen	88 PJ ^d	3
Strom im Schienenverkehr		1
Upstream-Emissionsminderungen (UER)	1,2 ^c	-
Ziel THG-Minderungsquote	25 ^e	

^a Oberquote

^b Unterquote

^c Anrechenbar bis 2026; Bezugsgröße sind die Referenzemissionen des jeweiligen Jahres

^d Für die Anrechnung von Strom in Straßenfahrzeugen wurde ein absolutes Limit angegeben; bei Überschreitung dieses Limits wird ein Anpassungsmechanismus für die Anrechnung des Stroms ausgelöst

^e Bezugsgröße sind die Referenzemissionen gegenüber dem fossilen Komparator (94,1 kg CO₂-Äq./GJ)

Für Strom in Straßenfahrzeugen gibt es zudem eine gesonderte Anrechnungsgrenze, die bis zum Jahr 2030 auf 88 PJ ansteigt. Wird die im jeweiligen Jahr definierte Energiemenge überschritten, erfolgt ab dem übernächsten Erfüllungsjahr eine Erhöhung der THG-Quote um das 0,5- bis 1,5-fache der mit dem überschüssigen Strom geminderten THG-Emissionen (Gesetze im Internet 2024).

Im Klimaschutzgesetz (KSG) reguliert Deutschland die Emissionen, die pro Jahr ausgestoßen werden dürfen. Dabei gibt es für die Jahre 2020 bis 2030 neben einem Gesamtziel über alle Sektoren auch Sektor-scharfe Emissionspfade, die durch entsprechende Maßnahmen erreicht werden sollen. Für den gesamten nationalen Verkehrssektor sollen die Emissionen bis zum Jahr 2030 auf 85 Mt CO₂-Äq. sinken. (Deutsche Bundesregierung)

Betrachtet wird dabei ausschließlich der nationale Verkehrssektor (d. h. ohne internationalen Luftverkehr und Seeschifffahrt), also der Straßen- und Schienenverkehr, die

Binnenschifffahrt und der nationale Teil des Luftverkehrs. Es werden nur die Emissionen bilanziert, die direkt vom Verkehr ausgestoßen werden. Vorkettenemissionen, beispielsweise auch für die Erzeugung von Strom für Elektrofahrzeuge, werden innerhalb dieses Rahmenwerks nicht erfasst (sondern im Falle von Strom bereits im Sektor Energiewirtschaft) (Eggleston et al. 2006), was einen methodischen Unterschied zur nationalen Umsetzung der RED II darstellt.

Nach dem Jahr 2030 gibt es derzeit (Februar 2024) noch keine ausformulierten Emissionsminderungspfade für die Sektoren, sondern lediglich ein Gesamtziel bis 2040, das über alle Sektoren erreicht werden muss (88 % THG-Minderung gegenüber dem Referenzjahr 1990). Als übergreifendes Ziel enthält das KSG jedoch das Ziel, bis zum Jahr 2045 nach den Bilanzierungsregeln des KSG klimaneutral zu sein.

3 Regulatorisch angereizte Kraftstoffe

3.1 Annahmen

Der Zeitraum nach 2030 ist bisher nur sehr rudimentär in den vorgestellten Regularien enthalten. Um dennoch eine Abschätzung der potenziellen Kraftstoffnachfrage ermitteln zu können, werden hier die bestehenden Regularien als Rahmenbedingung angesetzt und fortgeschrieben.

Allgemein wird der Rahmen der europäischen Regulatorik angenommen; d. h., als Basis dient die RED III – und damit die Ober- bzw. Unterquoten für die unterschiedlichen Kraftstoff- und Energieträgeroptionen. Dabei wird die THG-Quote der RED III als Ziel für das Jahr 2030 vorgegeben, da diese auch der aktuell verwendeten deutschen Metrik entspricht. Analog zur bestehenden nationalen Regulatorik wird eine Begrenzung der Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermitteln auf 4,4 % unterstellt. Zusätzlich werden ReFuelEU Aviation und FuelEU Maritime angesetzt; hier werden konkrete Vorgaben bezüglich beizumischender erneuerbarer Kraftstoffmengen bzw. zu erreichender Minderung der THG-Intensität gemacht. (Anstett 2024)

Für die kombinierte Unterquote von 5,5 % für fortschrittliche Biokraftstoffe und RFNBO wird für den RFNBO-Mindestanteil von 1 % unterstellt, dass ggf. fehlende Mengen nach Erfüllung der Vorgaben von ReFuelEU Aviation und FuelEU Maritime im Straßenverkehr eingesetzt werden; d. h. in den Sektoren des Luftverkehrs und der Seeschifffahrt wird demnach kein Kraftstoffeinsatz außerhalb der regulatorischen Unterquoten realisiert. (Anstett 2024)

In ReFuelEU Aviation werden für zwei Perioden neben einem Mindestanteil für RFNBO auch Durchschnittswerte angegeben, die über die Perioden eingehalten werden müssen (

Tabelle 4); d. h. es wird ein Verlauf angenommen, der ein stetiges Steigen der Quote ermöglicht. Die Differenz zur Gesamtquote wird zunächst über Kraftstoffe nach RED II Anhang IX erfüllt. Dabei können sowohl Rohstoffe aus Teil A und Teil B genutzt werden, wobei letztere zuerst eingesetzt werden, da diese bereits heute verfügbar sind. Da die RED III den gesamten Verkehrssektor erfasst, fallen auch die im Flugverkehr eingesetzten Mengen von Biokraftstoffen nach RED II Anhang IX B unter die Obergrenze von 1,7 % des Endenergieverbrauchs; dadurch ist der Einsatz dieser SAF begrenzt. Wenn die maximale Menge dieser Biokraftstoffe eingebracht ist, werden ggf. darüber hinaus benötigte Mengen über fortschrittliche Biokraftstoffe (z. B. biogenes Fischer-Tropsch-Kerosin) eingesetzt. (Anstett 2024) Gegenüber dem Straßenverkehr, der die entsprechenden Rohstoffe nach RED II Anhang IX B heute in Form von FAME und HVO nutzt, wird der Luftverkehr priorisiert, da diese Mengen über eine verpflichtende Unterquote anfallen (d. h. eine Verfehlung der Quote mit Pönalen verbunden ist) und gleichzeitig vor allem zu Beginn des Regulierungszeitraums von ReFuelEU Aviation keine Alternativen verfügbar sind.

Tabelle 4: Vorgegebener Mindesteinsatz und angenommener Quotenverlauf für den Anteil von RFNBO an der Gesamtquote nach ReFuelEU Aviation für die Perioden 2030 bis 2031 und 2032 bis 2034.

Angaben in %	Gesamtquote	Mindesteinsatz RFNBO pro Jahr	Mindest-Durchschnitt über jeweilige Jahre	Angenommener Verlauf
2030	6	0,7	1,2	1,1
2031	6	0,7		1,3
2032	6	1,2	2	1,5
2033	6	1,2		2,0
2034	6	2		2,5

Die Minderungswirkung innerhalb der europäischen THG-Quote ist dabei vergleichbar zum Einsatz von HVO im Straßenverkehr, wo statt fossilem Kerosin Diesel ersetzt werden würde. (Anstatt 2024)

Für FuelEU Maritime wird exemplarisch eine Erfüllung rein über den Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen unterstellt. Der Großteil der Fahrten wird nur zur Hälfte bilanziert und daher wird der ausgewiesene Kraftstoffverbrauch nur zu 50 % berücksichtigt. (Anstatt 2024)

Abb. 3 zeigt den angenommenen Verlauf der Gesamtemissionen und der Emissionen des Verkehrssektors; dabei wird bei den Gesamtemissionen ab dem Jahr 2040 ein linearer Verlauf der Emissionen hin zur Klimaneutralität im Jahr 2045 unterstellt. Für den Verkehrssektor wird angenommen, dass nach dem Jahr 2030 der Sektorpfad bis 2045 entsprechend dem Anteil an den Gesamtemissionen aus dem Jahr 2030 verläuft. Weiterhin wird unterstellt, dass der nationale Verkehr im Jahr 2045 keine Rest-Emissionen zeigt, die in anderen Sektoren durch Negativ-Emissionen kompensiert werden müssten (Deutsche Bundesregierung) (Anm.: zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Textes (Februar 2024) ist die Reform des Klimaschutzgesetzes noch nicht verabschiedet; jedoch kann der angesetzte Minderungspfad auch weiterhin für den Verkehrssektor angesetzt werden). (Anstatt 2024)

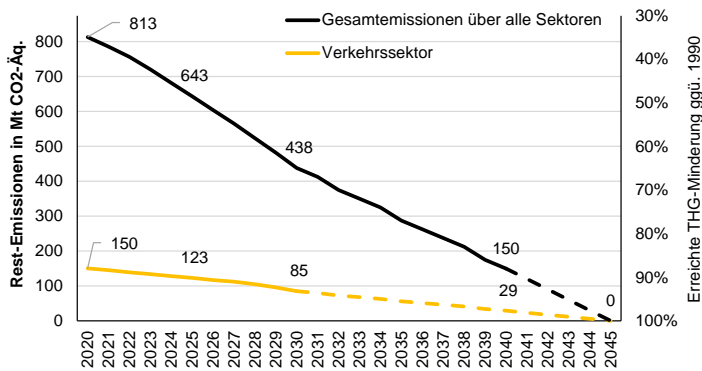


Abb. 3 Emissionsreduktion über alle Sektoren und für den Verkehrssektor nach dem Klimaschutzgesetz (KSG 2021). (gestrichelte Linien entsprechen Projektionen, ohne Berücksichtigung von bisher aufgetretenen Verfehlungen)

Der KSG-Pfad des Verkehrssektors (inkl. der angenommenen Projektion) wird erfüllt; daraus ergibt sich, welche Mengen ggf. zusätzlich zum europäischen Rahmengerüst notwendig sind. Da jedoch nur die Substitution fossiler Kraftstoffe im nationalen Verkehr bilanziert wird, tragen einige der eingesetzten erneuerbaren Kraftstoffe, beispielsweise im Rahmen von ReFuelEU Aviation oder FuelEU Maritime, nicht zum Erreichen der nationalen Zielsetzungen innerhalb des KSG bei. Für den Flugverkehr wird die in der Abb. 4 dargestellte Zusammensetzung bezüglich nationaler und internationaler Kerosinverbräuche unterstellt. Es wird außerdem angenommen, dass strombasierte Kraftstoffe analog zu biogenen Kraftstoffen im Rahmen des KSG vollständig als erneuerbar gelten. (Anstatt 2024)

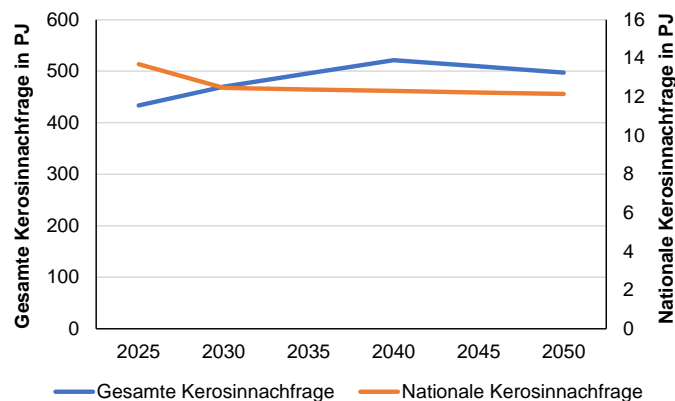


Abb. 4: Darstellung der Kerosinnachfrage im Luftverkehr sowie die davon im nationalen Luftverkehr eingesetzten Kerosinmengen für die Jahre 2025 bis 2050. (Daten: M-Five)

3.2 Szenariendefinition

Viele der Vorgaben und Zielsetzungen beziehen sich auf den Endenergieverbrauch des Verkehrssektors. Demnach sind die Ergebnisse zwingend als sensitiv gegenüber unterschiedlichen zukünftigen Entwicklungen im Verkehrssektor zu betrachten. Insbesondere die weitere Entwicklung der Elektromobilität im Straßenverkehr hat dabei große Auswirkungen, da diese Antriebsform mit deutlichen Effizienzsteigerungen

gegenüber Verbrennungsmotoren einhergeht. Nachfolgend werden drei Flotten- bzw. Energiegerüste betrachtet.

- **REF 2050.** Dieses Flottengerüst bildet den Regulatorik- und Maßnahmenstand bis August 2022 ab.
- **KSPr.** In diesem Flottengerüst werden auch die Maßnahmen aus dem Klimaschutzprogramm der Bundesregierung (KSPr) berücksichtigt.
- **ELEC.** Dieses Szenario baut auf dem KSPr Szenario auf, ist aber durch eine maximal mögliche Elektrifizierung geprägt; das 15 Mio. E-Pkw-Ziel der Bundesregierung wird erfüllt und die Elektromobilität wächst auch im Nutzfahrzeugbereich schneller.

Abb. 5 zeigt die Entwicklung der Energienachfrage über alle Teilbereiche des Verkehrssektors. Demnach sind für alle drei Szenarien-Gerüste die Sektoren Schienenverkehr, Binnenschifffahrt, Flugverkehr und Seeschifffahrt nahezu identisch. Außerdem ist für alle Gerüste der Straßenverkehr, gefolgt vom Flugverkehr und der internationalen Schifffahrt, der größte Nachfrager nach Energie.

- Der Gesamtenergiebedarf im Verkehrssektor sinkt für das Gerüst REF 2050 von rund 2 750 PJ im Jahr 2025 bzw. auf 1 750 PJ im Jahr 2050.
- Im Vergleich dazu geht im KSPr-Szenario die Energienachfrage von 2 550 PJ im Jahr 2025 auf 1 500 PJ im Jahr 2050 zurück.
- Die geringste Energienachfrage zeigt das Gerüst ELEC, bei dem die Energienachfrage zwischen den Jahren 2025 und 2050 von 2 100 PJ auf ebenfalls 1 500 PJ sinkt.

Dabei entfallen im Jahr 2025 rund 2 000 PJ auf den Straßenverkehr; diese Energienachfrage geht bis zum Jahr 2050 auf etwa 1 000 PJ (REF 2050) bzw. 780 PJ (KSPr bzw. ELEC) zurück. Der Luftverkehr steigt von 430 PJ im Jahr 2025 auf 520 PJ im Jahr 2040 und sinkt bis zum Jahr 2050 auf 500 PJ. In der Seeschifffahrt wächst der Energieverbrauch konstant von 150 PJ im Jahr 2025 auf 200 PJ im Jahr 2050.

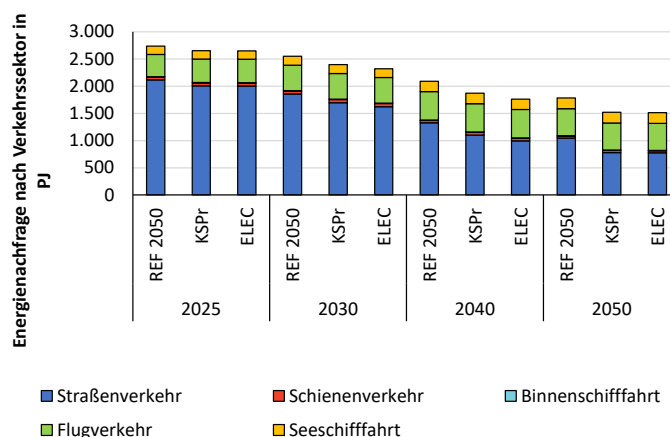


Abb. 5: Vergleichende Darstellung der drei Energiegerüste anhand der Energienachfrage nach den unterschiedlichen Verkehrssektoren für die Jahre 2025, 2030, 2040 und 2050. (Daten: M-Five)

Abb. 6 zeigt die Energienachfrage des Straßenverkehrs aufgeschlüsselt nach den Kraftstoffsorten bzw. den nachgefragten Energieträgern. Dabei wird hier nicht

unterschieden zwischen erneuerbaren oder fossilen Kraftstoffen; es ist nur die Nachfrage entsprechend den Antriebskategorien dargestellt. In allen Gerüsten zeigt sich für das Jahr 2025 die größte Nachfrage nach Benzin und Diesel. Diese Nachfrage reduziert sich mit der steigenden Elektrifizierung in allen Gerüsten, wobei Benzin zunächst schneller abnimmt, da Diesel auch im schweren Nutzfahrzeugbereich genutzt wird und die Elektrifizierung dort über der Zeit langsamer stattfindet. In den Gerüsten KSPr und ELEC stammt die Hälfte der Nachfrage im Jahr 2040 bereits aus der Elektromobilität (im Falle des KSPr auch unter Berücksichtigung von Brennstoffzellenfahrzeugen). Im Jahr 2050 zeigen sich schließlich die größten Unterschiede; während hier im REF 2050 noch knapp 600 PJ in Form von Benzin und Diesel nachgefragt werden, sind die Gerüste KSPr und ELEC fast vollständig elektrifiziert, wobei im KSPr noch 130 PJ über flüssige Kraftstoffe abgedeckt werden und in ELEC 70 PJ.

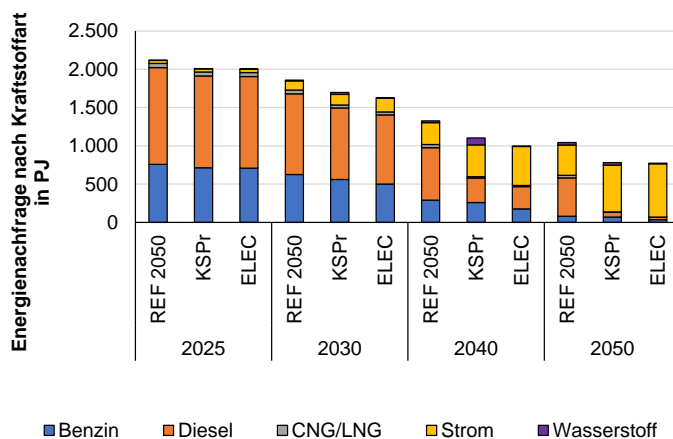


Abb. 6: Vergleichende Darstellung der Energiegerüste für die Nachfrage nach Kraftstoffen bzw. Energieträgern zur Versorgung des Antriebsmixes für den Straßenverkehr für die Jahre 2025, 2030, 2040 und 2050. (Daten: M-Five)

3.3 Ergebnisse der Kraftstoffauswertung

Unter Anlegung der vorgestellten Annahmen ergeben sich die nachfolgend dargestellten Kraftstoffnachfragen für die unterschiedlichen Szenarien. Zunächst werden die Kraftstoffnachfrage für ReFuelEU Aviation und FuelEU Maritime dargestellt, da sich diese nach gesonderten Regularien berechnen lassen und für alle Szenarien identisch ausfallen. Da die RED III den gesamten Verkehrssektor enthält, sind diese Mengen dort ebenfalls anrechenbar und in den entsprechend ausgewiesenen Mengen enthalten. Anschließend wird der Zeitraum zwischen den Jahren 2025 und 2050 im Rahmen des KSG ausgewertet und eine Übersicht der eingesetzten Kraftstoffe nach Art und Ressourcenkategorie gegeben. Die aufgezeigten Kraftstoffmengen geben nur an, welche Mengen im jeweils betrachteten Szenario regulatorisch notwendig wären; d. h. sie stellen keine Prognose für deren Verfügbarkeit oder tatsächlichen Einsatz dar.

ReFuelEU Aviation

Entsprechend der Annahmen ist in Abb. 7 die Nachfrage nach erneuerbarem Kerosin (bzw. Kerosin-ähnlichen Kraftstoffen) nach ReFuelEU Aviation zu sehen. Für die Biokraftstoffe nach RED II Anhang IX wird angenommen, dass zunächst – soweit möglich – der Bedarf an Kerosin-Substituten durch HEFA-SPK, hergestellt aus Altspeiseölen und -speisefetten, gedeckt wird und erst nach der Ausschöpfung dieser Option fortschrittliche Biokraftstoffe (z. B. als biogenes Fischer-Tropsch-Kerosin oder aus dem Alcohol-to-Jet-Pfad) genutzt werden.

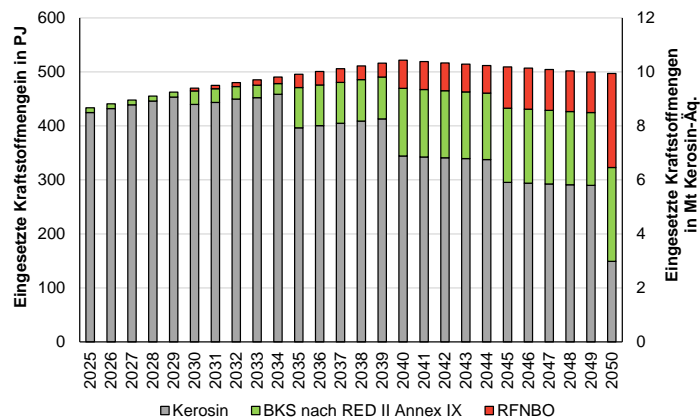


Abb. 7: Darstellung der nach ReFuelEU notwendigen Kraftstoffmengen zur Erfüllung der Unterquote unterteilt nach fossilem Kerosin, Biokraftstoffe nach RED II Annex IX und RFNBO. (BKS – Biokraftstoffe, RFNBO – Strombasierte Kraftstoffe)

FuelEU Maritime

Die exemplarische Erfüllung von FuelEU Maritime über einen Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe zeigt Abb. 8. Da aus dem Energiegerüst für die Seeschifffahrt keine Nachfrage für Schiffe mit alternativen Antrieben wie Ammoniak oder Methanol hinterlegt sind, kann eine Substitution der Kraftstoffe nur über erneuerbare Äquivalente der bisher genutzten fossilen Kraftstoffe unterstellt werden.

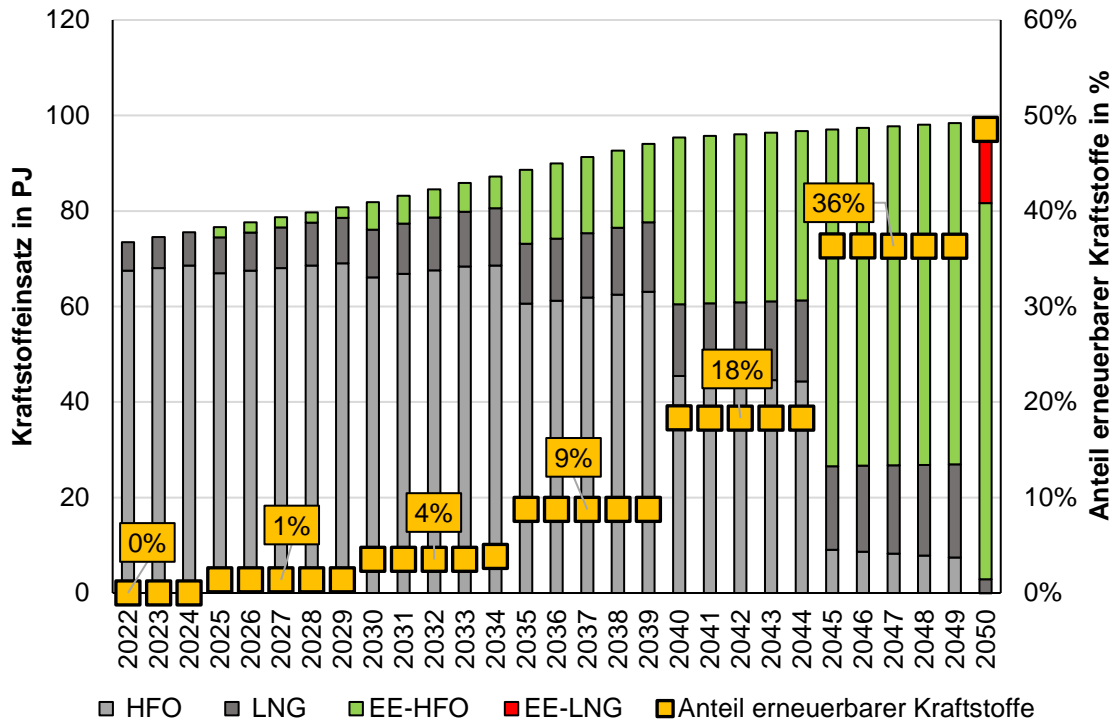


Abb. 8: Exemplarische Erfüllung der Vorgaben nach FuelEU Maritime zur Minderung der THG-Intensität durch den Einsatz strombasierter Kraftstoffe in der Seeschiffahrt. (Annahme: nur 50 % der ausgewiesenen Kraftstoffe in der Seeschiffahrt müssen unter FuelEU Maritime bilanziert werden). (EE – Erneuerbarer Kraftstoff, HFO – Heavy Fuel Oil, LNG – Liquefied natural gas)

RED III

Für die Auswertung der RED III wird zunächst das Jahr 2030 untersucht. In Abb. 9 ist der kumulierte Einsatz an Optionen zur Erfüllung der 14,5 % THG-Quote dargestellt. Der Unterschied zwischen den Flottengerüsten wird ebenfalls durch den Einsatz von Strom in Straßenfahrzeugen deutlich; er ist maßgeblich für die Unterschiede zwischen den Gerüsten verantwortlich.

- Im REF 2050 ist die größte Menge an erneuerbaren Kraftstoffen, 290 PJ im Jahr 2030, notwendig, um die europäische THG-Quote in Höhe von 14,5 % zu erfüllen.
- Im Gerüst ELEC, das am stärksten elektrifiziert ist, wird mit 200 PJ die geringste Menge erneuerbarer Kraftstoffe benötigt.

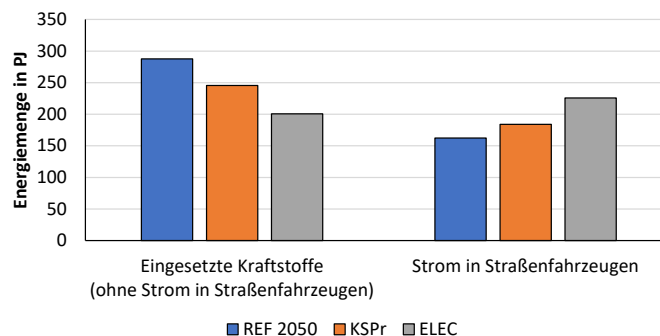


Abb. 9: Vergleichende Darstellung der durch die Rahmenbedingungen der RED III vorgegebenen Mengen erneuerbarer Kraftstoffe und berücksichtigter Strom in Straßenfahrzeugen für das Jahr 2030.

Abb. 10 zeigt die Aufteilung der eingesetzten Kraftstoffe entsprechend der regulatorischen Kategorien. Die Nachfragen nach Strom und Wasserstoff gehen aus den Flottengerüsten hervor (d. h. es werden spezielle Fahrzeuge – Batterie-elektrische Fahrzeuge bzw. Brennstoffzellenfahrzeuge – benötigt; diese Kraftstoffe können daher nicht unabhängig von den vorhandenen Fahrzeugen eingesetzt werden) und sind aus diesem Grund im Fall des Wasserstoffs separat von den RFNBO dargestellt. In allen Szenarien genügen die im Rahmen von ReFuelEU Aviation und FuelEU Maritime unterstellten Mengen an RFNBO zur Erfüllung des verpflichtenden RFNBO-Anteils an der kombinierten Unterquote der RED III.

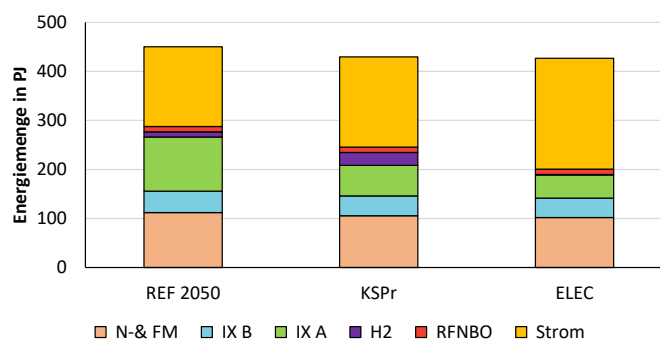


Abb. 10: Vergleichende Darstellung der verwendeten Kraftstoffkategorien für biogene und strombasierte Kraftstoffe und Energieträger, die im Rahmen der RED III zur Erfüllung der THG-Minderungsquote eingesetzt werden müssen im Jahr 2030. (N- & FM – Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermitteln, IX A / B – Biokraftstoffe nach RED II Anhang IX Teil A bzw. B, RFNBO – strombasierte Kraftstoffe)

Die Oberquoten für Kraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermitteln sowie für Kraftstoffe aus Rohstoffen nach RED II Anhang IX Teil B werden in allen Szenarien für das Jahr 2030 vollständig ausgenutzt. Um die THG-Quote in Höhe von 14,5 % zu erreichen, wird darüber hinaus ein Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen über die kombinierte Unterquote hinaus benötigt (Abb. 11). Dieser Mehr-Einsatz muss entweder in Form von fortschrittlichen Biokraftstoffen oder RFNBO erfolgen, da diese beiden Optionen nicht durch eine Oberquote limitiert sind. Es ist zu sehen, dass dieser Mehr-Einsatz mit dem Elektrifizierungsgrad sinkt. Für das Szenario REF 2050 werden 70 PJ über die Unterquote hinaus benötigt und im Szenario KSPr 40 PJ. Das Szenario ELEC benötigt zwar ebenfalls einen Mehr-Einsatz, jedoch mit 1 PJ nur in geringer Höhe.

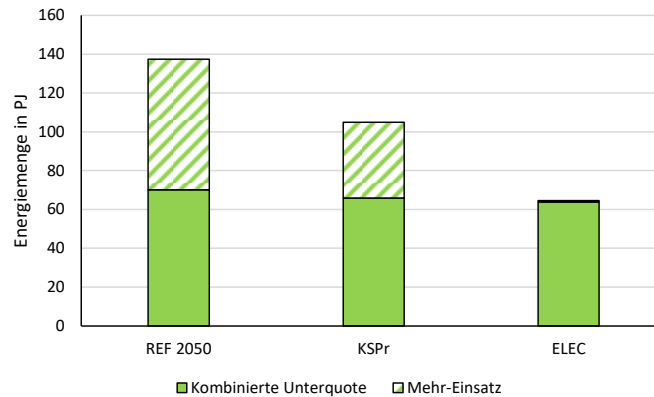


Abb. 11: Darstellung der eingesetzten Kraftstoffmengen innerhalb der kombinierten Unterquote der RED III sowie darüberhinausgehender Mehr-Einsatz von fortschrittlichen Biokraftstoffen und/oder strombasierten Kraftstoffen

Tabelle 5 gibt eine Übersicht zu den verschiedenen regulatorischen Rahmensetzungen für den Verkehrssektor im Rahmen der RED II bzw. RED III sowie die nationale Umsetzung der RED II. Hierfür wird jeweils der in Abb. 10 gezeigte Kraftstoffmix, der zur Zielerfüllung der RED III THG-Quote in Höhe von 14,5 % führt, nach den jeweiligen Bilanzierungsregeln ausgewertet.

Es ist zu sehen, dass in allen Szenarien der Anteil erneuerbarer Energien von 14 % im Straßen- und Schienenverkehr nach den Bilanzierungsregeln der RED II deutlich übertroffen wird. Nach dem Bilanzierungsrahmen der nationalen Umsetzung der RED II wird hingegen in keinem der Szenarien die THG-Quote in Höhe von 25 % erreicht. Dies liegt (neben einer unterschiedlichen Methodik bei der Bilanzierung) daran, dass die nationale Umsetzung der RED II nur Kraftstoffe im Straßen- und Schienenverkehr berücksichtigt. Für die RED II ist ebenfalls der Straßen- und Schienenverkehr die Bezugsgröße, jedoch können auch im Seeverkehr oder der Luftfahrt eingesetzte erneuerbare Kraftstoffe angerechnet werden. Es kann darüber hinaus beobachtet werden, dass in allen Szenarien die untersuchten Kraftstoffmixe zu einem Anteil erneuerbarer Energien über 29 % führen, wobei der Anteil für stärker elektrifizierte Gerüste höher ausfällt.

Tabelle 5: Übersicht der Auswertung der unterschiedlichen regulatorischen Rahmensetzungen je Szenario für das Jahr 2030 bei unterstellter Erfüllung der Mindestvorgaben der RED III entsprechend der Annahmen (EE – Erneuerbare Energien)

	REF 2050	KSPr	ELEC	Mindestvorgabe nach Regulatorik
EE-Anteil (RED II) (in %)	32,7	33,3	37,1	14,0
Nat. THG-Minderungsquote (in %)	23,2	24,0	22,1	25,0
EE-Anteil (RED III) (in %)	34,2	35,5	38,3	29,0

Nationales Klimaschutzgesetz

Im letzten Schritt der Kraftstoffauswertung wird nun zunächst überprüft, zu welchen Emissionsminderungen die vorgestellten Rahmenbedingungen führen, wenn die RED III (für das Jahr 2030) und ReFuelEU Aviation und FuelEU Maritime (bis zum Jahr 2050) erfüllt werden (siehe Abb. 7 bzw. Abb. 8) und ggf. auftretende Mehr-Emissionen gegenüber den Zielemissionen des KSG ausgewiesen. Anschließend wird der – sofern notwendig – zusätzliche Einsatz weiterer erneuerbarer Kraftstoffe innerhalb der Sektorengrenzen des KSG ermittelt, der zurück auf den KSG-Zielpfad führt. Die sich aus diesem Ansatz ergebenden Kraftstoffmengen sind somit keine Prognose für den tatsächlichen Einsatz, sondern eine Betrachtung der notwendigen Mengen zur Zielerfüllung der nationalen Regulatorik.

Abb. 12 zeigt die Mehr-Emissionen für das jeweilige Jahr und Flottengerüst gegenüber den KSG-Zielemissionen unter den genannten Annahmen sowie die entsprechende Menge erneuerbaren Diesels (d. h. die Substitution fossilen Diesels), um diese Mehr-Emissionen zu kompensieren. Zu sehen ist, dass insbesondere im REF 2050-Szenario deutliche höhere Emissionen auch bis zum Jahr 2050 auftreten, mit einer maximalen Abweichung von 59 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2045. Im Vergleich dazu zeigen zwar auch die Energiegerüste KSPr und ELEC zu hohe Emissionen – jedoch auf einem deutlich niedrigeren Niveau. Zur Kompensation der Mehr-Emissionen müssen aus heutiger Sicht vor allem fortschrittliche Biokraftstoffe und RFNBO genutzt werden, da sowohl Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermitteln als auch aus Rohstoffen nach RED II Anhang IX Teil B über eine Obergrenze in der RED II(I) begrenzt sind.

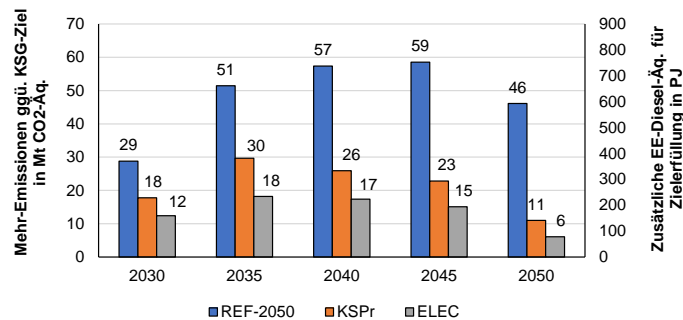


Abb. 12: Vergleichende Darstellung der drei Energiegerüst-Szenarien der resultierenden Mehr-Emissionen gegenüber den Zielemissionen nach dem unterstellten Emissionspfad nach dem Klimaschutzgesetz (KSG 2021). (KSG – Klimaschutzgesetz, EE – Erneuerbare Kraftstoffe)

Im Folgenden werden die Substitute fossiler Kraftstoffe daher "EE"-Kraftstoff genannt, wobei hier sowohl biogene als auch strombasierte Kraftstoffe eingesetzt werden können. Bis einschließlich des Jahres 2044 müssen nicht alle Kraftstoffe vollständig substituiert werden, sodass hier – im Rahmen des angenommenen Zielpfads nach dem KSG – nicht klar bestimmt werden kann, welche Kraftstoffsorte in welchem Maße substituiert wird. Ab dem Jahr 2045 müssen entsprechend der Annahmen hingegen alle fossilen Kraftstoffe vollständig durch erneuerbare Kraftstoffe und Energieträger ersetzt werden.

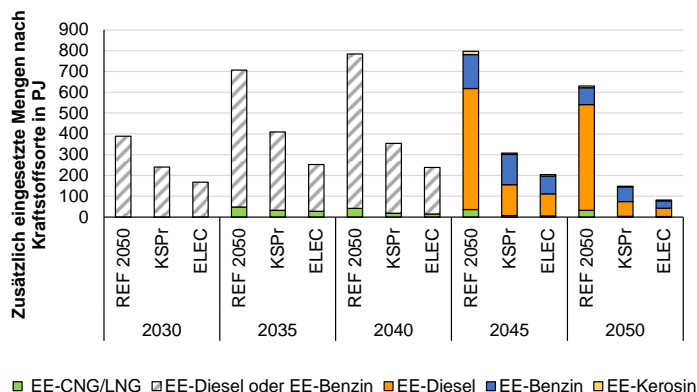


Abb. 13: Vergleichende Darstellung der zur Erfüllung der nach dem KSG notwendigen zusätzlichen Mengen an fortschrittlichen Biokraftstoffen und/oder strombasierter Kraftstoffe. (CNG / LNG – Compressed bzw. Liquefied Natural Gas, EE – Erneuerbarer Kraftstoff)

Aus Abb. 13 kann ein möglicher Mix der zusätzlich einzusetzenden Kraftstoffe nach Sorten entnommen werden. Dabei wird zunächst CNG/LNG substituiert, da (Bio-)Methan voraussichtlich eine höhere Verfügbarkeit als flüssige fortschrittliche oder strombasierte (Bio-)Kraftstoffe aufweist. Kerosin, das innerhalb des nationalen Flugverkehrs genutzt wird, wird erst ab dem Jahr 2045 ersetzt. In den Jahren 2045 und 2050 ist ein deutlicher Unterschied zwischen dem REF 2050 und KSPr bzw. ELEC sichtbar, da im REF 2050 noch eine hohe Dieselnachfrage besteht, die vor allem aus dem schweren Nutzfahrzeugbereich stammt – der wiederum in den beiden anderen Energiegerüsten KSPr und ELEC schneller und zu größeren Teilen elektrifiziert wird.

4 Literaturverzeichnis

36. BImSchV (11/2/2021): Sechsenddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Durchführung der Regelungen der Biokraftstoffquote). In : BGBl. I S. 4932.
37. BImSchV (2020) (12/21/2020): Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote). In : BGBl. I S. 1195.
38. BImSchV (2023) (7/13/2023): Achtunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes^{1,2} (Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen - 38. BImSchV). In : BGBl. 2023 I Nr. 200.
- Anstett, Philipp (2024): Dissertation in Vorbereitung (unveröffentlicht).
- BImSchG (2023) (7/26/2023): Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge. In : BGBl. 2023 I Nr.202.

Deutsche Bundesregierung: Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). Available online at <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/>.

Eggleston, Simon; Buendia, Leandro; Miwa, Kyoko (2006): 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories. Intergovernmental panel on climate change. Hayama-machi (Kanagawa-ken): The Institute for Global Environmental Strategies.

Europäische Union (2023a): Delegierte Verordnung (EU) 2023/... der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr.

Europäische Union (2023b): Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe.

Europäische Union (2023c): RICHTLINIE (EU) 2023/2413 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES.

Europäische Union (2023d): Verordnung (EU) 2023/2405 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr (Initiative ReFuelEU Aviation). Available online at <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX:32023R2405>.

Europäische Union (2023e): Verordnung (EU) 2023/1805 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 über die Nutzung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Kraftstoffe im Seeverkehr und zur Änderung der Richtlinie 2009/16/EG. Available online at <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1805/oj?locale=de>.

Gesetze im Internet (2024): 10. BImSchV. Available online at https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_10_2010/, updated on 2/5/2024.

Einsatz von alternativen Kraftstoffen

Teil 2:

Potenziale biogener Rohstoffe und Nachfragen nach strombasierten Energieträgern und Kraftstoffen

Arbeitspapier

Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung des
Expertenbeirat für Klimaschutz in der Mobilität (EKM)

Hamburg, 01.08.2024

Autorinnen und Autoren des Arbeitspapiers:

Technische Universität Hamburg, Institut für
Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE)

Philipp Anstett, M.Sc.

Michael Schulthoff, M.Sc.

Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt

Fraunhofer Institut für System- und
Innovationsforschung (ISI)

Prof. Dr. Martin Wietschel

1 Einleitung

Dieses Hintergrundpapier beschäftigt sich mit den Potenzialen biogener Rohstoffe und der Nachfrage nach strombasierten Energieträgern und Kraftstoffen. Dabei wird für Bioressourcen darauf eingegangen, wie Biomasse klassifiziert werden kann und welche Biomasse nach regulatorischen Aspekten (siehe Hintergrundpapiere zum regulatorischen Rahmen und zu möglichen Kraftstoffproduktionsrouten) zukünftig voraussichtlich besonders relevant sind. Während biogene Ressourcen durch das Aufkommen beschränkt sind, sind die Limitationen für strombasierte Energieträger in den nächsten Jahren nicht über Stromerzeugungspotenziale erneuerbarer Energien sondern über Markthochlaufgeschwindigkeiten gegeben, die an dieser Stelle daher ebenfalls thematisiert werden.

2 Betrachtung biogener Potenziale

2.1 Verfügbare Bioressourcen

Bioressourcen können in verschiedene Gruppen unterteilt werden, die sich z. B. nach der Art der Verfügbarmachung, der Eigenschaften der jeweiligen Biomassen oder auch der regulatorischen Einordnung richten. Dabei umfassen diese Gruppen oftmals unterschiedliche Bioressourcen; d. h. vor einer Potenzialanalyse muss zunächst eine Begriffsdefinition vorgenommen werden.

Biomasse kann nach der Art der Verfügbarmachung in drei Unterkategorien unterteilt werden: primäre, sekundäre und tertiäre Biomasse (Kaltschmitt and Stampfer 2024).

- Primäre Biomasse entsteht durch die direkte Nutzung von Sonnenenergie über den Prozess der Photosynthese. Dazu zählen hauptsächlich pflanzliche Materialien wie land- und forstwirtschaftliche Erzeugnisse (z. B. Bäume, Holz, Energiegräser, halmgutartige Biomasse) sowie pflanzliche Rückstände und Nebenprodukte aus der Land- und Forstwirtschaft sowie der weiterverarbeitenden Industrie (z. B. Stroh, Waldrestholz, Restholz aus Industrieprozessen) (Kaltschmitt and Stampfer 2024).
- Sekundäre Biomasse erhält ihre Energie indirekt von der Sonne; sie entsteht durch den Abbau oder Umbau organischer Substanzen in höheren Organismen wie z. B. Tieren. Dazu gehören sämtliche tierischen Biomassen und deren Exkremente (z. B. Gülle und Festmist) (Kaltschmitt and Stampfer 2024).
- Tertiäre Biomasse resultiert aus einem oder mehreren technischen Weiterverarbeitungsschritten von primärer und teilweise auch sekundärer Biomasse. Zu dieser Kategorie zählen Biomasse-basierte Produkte wie u. a. Papier und Zellstoff, Holzprodukte wie beispielsweise Stühle, Schokolade und z. B. Kleidung aus Baumwolle (Kaltschmitt and Stampfer 2024).

Alternativ dazu kann Biomasse auch nach den Eigenschaften in Bezug auf die weiteren Verarbeitungsmöglichkeiten unterteilt werden. Typisch ist beispielsweise eine Unterteilung

in öl- und fetthaltige, zucker- und stärkehaltige sowie lignocellulosehaltige Biomasse (Dögnitz et al. 2022). Zudem kommen biogene Stoffströme vor, die nicht eindeutig nur einer dieser Kategorien zugeordnet werden können, sondern die eine Mischung aus unterschiedlichen Biomassen enthalten (z. B. Haushaltsabfälle) (Kaltschmitt and Stampfer 2024; Kaltschmitt and Neuling 2018).

- Öl- und fetthaltige Bioressourcen werden (neben der Nahrungs- und Futtermittelproduktion) oft genutzt, um erneuerbare Kraftstoffe über physikalisch-chemische Umwandschritte (z. B. Pressen / Extrahieren für Pflanzenöle und eine anschließende chemische Umwandlung wie die Umesterung zur Herstellung von Biodiesel (FAME, fatty acid methyl ester)) für die Beimischung oder Substitution beispielsweise von Diesel zu erzeugen. Typische Vertreter dieser Kategorie sind in Deutschland Raps als Anbaubiomasse oder auch Altspeiseöle und -speisefette (UCO, used cooking oil) (DBFZ Nr. 44, (Kaltschmitt and Neuling 2018; Dögnitz et al. 2022)).
- Zucker- und stärkehaltige Biomasse können über biochemische Umwandlungsverfahren wie die alkoholische oder die anaerobe Fermentation zu Bioethanol oder Biogas bzw. -methan verarbeitet werden. Typische biogene Ressourcen sind hier z. B. Anbaubiomasse wie Mais oder Weizen; aber auch der entsprechende organische Anteil an den Haushaltsabfällen kann beispielsweise dafür genutzt werden (Kaltschmitt and Neuling 2018; Dögnitz et al. 2022).
- Auch lignocellulosehaltige Biomasse wie z. B. Stroh kann mit biochemischen Umwandlungsverfahren zur Ethanol- und Biogas- bzw. Biomethan-Erzeugung genutzt werden, sofern die darin enthaltene (Hemi-)Cellulose zu Zuckern aufgebrochen werden kann (Neuling et al., 2018). Alternativ dazu kann feste Biomasse auch über eine thermochemische Gaserzeugung in ein Synthesegas (Gemisch aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff) überführt und daraus anschließend Kraftstoffe synthetisiert werden (Dögnitz et al. 2022; Kaltschmitt and Stampfer 2024).

Während eine bestimmte Biomasseeigenschaft typischerweise mit gewissen Umwandlungsschritten verknüpft wird (z. B. öl- / fetthaltige Bioressourcen mit physikalisch-chemischen Umwandlungsverfahren), sind oft auch weitere Zuordnungen möglich; beispielsweise können thermo-chemische Umwandlungen wie die Pyrolyse (z. B. zu Pyrolyseöl) oder die Gaserzeugung (z. B. zu Synthesegas) auf eine Vielzahl von Ausgangsrohstoffen angewandt werden. Auch eine Kombination bzw. Verkettung von Umwandlungsverfahren ist möglich.

2.2 Begriffsdefinitionen und Einordnung

In der Analyse der Biomassepotenziale wird zwischen verschiedenen Kategorien unterschieden, wobei technische, wirtschaftliche und ökologische Beschränkungen berücksichtigt werden (Hoefnagels and Germer 2017).

1. Theoretisches Potenzial: Maximale Gesamtmenge an terrestrischer Biomasse innerhalb definierter biophysikalischer Grenzen.

2. Technisches Potenzial: Verfügbarer Anteil des theoretischen Potenzials unter aktuellen technologischen und räumlichen Einschränkungen.
3. Mobilisierbares Potenzial: Ungenutzter Teil des technischen Potenzials.
4. Wirtschaftliches Potenzial: Unter Wirtschaftlichkeitsaspekten realisierbarer Teil des technischen Potenzials.
5. Umsetzungspotenzial: Teil des wirtschaftlichen Potenzials, der unter aktuellen gesellschaftspolitischen Bedingungen realisierbar ist.
6. Nachhaltiges Umsetzungspotenzial: Teil des Potenzials, der zusätzlich weitergehende ökologische, wirtschaftliche und soziale Nachhaltigkeitskriterien erfüllt.

Abb. 14 illustriert die Komplexität und Wechselbeziehungen zwischen den verschiedenen Biomassepotenzial-Kategorien. Sie zeigt, dass das theoretische Potenzial, das die gesamte mögliche Biomassemenge repräsentiert, sich erheblich von dem technischen und vor allem dem Umsetzungspotenzial unterscheiden kann.

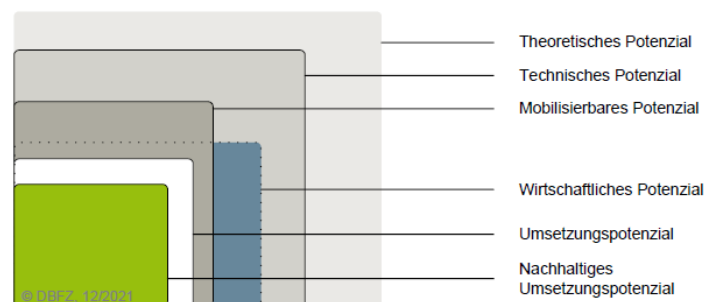


Abb. 14: Hierarchie und Überschneidungen der unterschiedlichen Kategorien von Ressourcenpotenzialen (Hoefnagels and Germer 2017)

2.3 Ressourcenpotenziale biogener Rohstoffe zur Biokraftstoffherzeugung (Deutschland / EU / Welt)

Im Folgenden werden die Bioressourcenpotenziale in Deutschland, Europa und global erläutert; dabei wird insbesondere auf Rohstoffpotenziale aus Rückständen, Nebenprodukten und Abfällen eingegangen. Tabelle 5 fasst die technischen Potenziale aus den Studien für Deutschland, Europa und weltweit zusammen und führt die darin enthaltenen Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle auf.

2.3.1 Deutschland-weite Potenziale

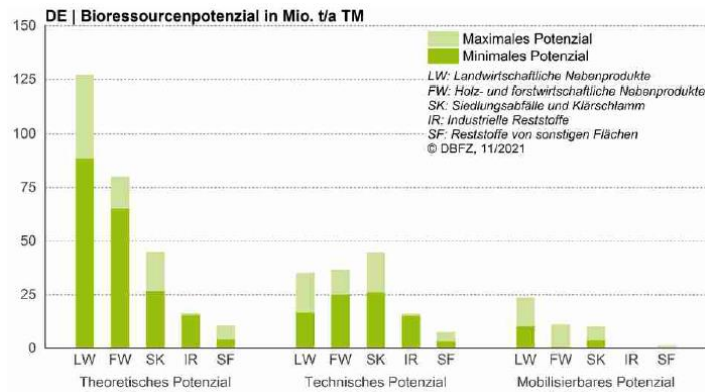


Abb. 15: Verfügbares Bioressourcenpotenzial aufgeteilt nach Hauptstoffkategorien in Deutschland ohne biogene Hauptprodukte (Dögnitz et al. 2022)

Abb. 15 gibt einen Überblick über das verfügbare Bioressourcenpotenzial in Deutschland mit dem Bezugsjahr 2015, basierend auf Einschätzungen des DBFZ (Dögnitz et al. 2022). Die Darstellung zeigt eine deutliche Reduktion des Potenzials bezogen auf die unterschiedlichen Potenzialkategorien: von einem theoretischen Potenzial von insgesamt 199 bis 278 Mio. t/a hin zu einem mobilisierbaren Potenzial von 14 bis 45 Mio. t/a, das bisher ungenutzt ist; bei letzterem haben insbesondere landwirtschaftliche Nebenprodukte einen großen Anteil. Diese könnten potenziell einer der im Hintergrundpapier zu Kraftstoffproduktionsrouten vorgestellten Konvertierungsrouten zugeführt werden, um Biokraftstoffe herzustellen (ohne Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen mit anderen Sektoren).

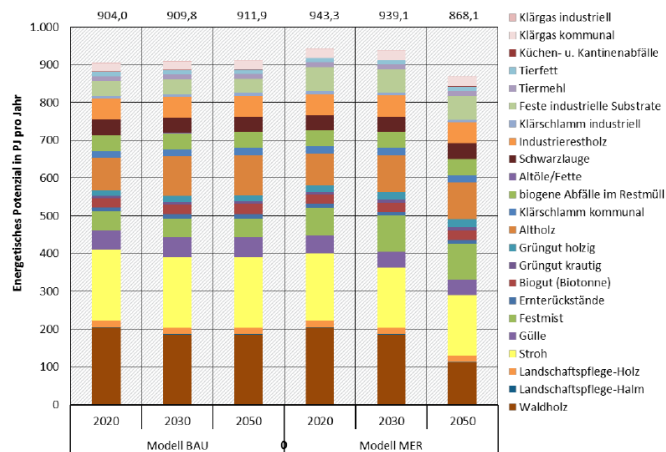


Abb. 16: Energetisches Potenzial an Rückständen, Nebenprodukten und Abfällen für die Modelle BAU und MER für 2020, 2030 und 2050 (Umweltbundesamt 2019)

Abb. 16 illustriert das energetische Potenzial von biogenen Rückständen, Nebenprodukten und Abfällen in Deutschland. In (Umweltbundesamt 2019) werden zwei Szenarien, "Business-as-Usual" (BAU) und "Mit erweiterten Restriktionen" (MER), für die Jahre 2020, 2030 und 2050 betrachtet. Im MER-Szenario für das Jahr 2020 ist ein leicht höheres Aufkommen festzustellen (+3,5 %), bedingt durch eine intensivere Nutzung von Festmist

und festen industriellen Substraten im Vergleich zum BAU-Szenario. Ab 2030 wirken sich die erweiterten Restriktionen im MER-Szenario vor allem auf Waldholz und Stroh aus; dadurch liegt das Potenzial etwa 5 % unter dem des BAU-Szenarios des Jahres 2020. Die größten Einzelpotenziale sind dabei bei Waldrestholz (185 PJ), Stroh (160 bis 190 PJ), Festmist (50 bis 95 PJ) und Altholz (100 bis 105 PJ) zu finden.

2.3.2 Europäische Biomassepotenziale



Abb. 17: Verfügbares Bioressourcenpotenzial aufgeteilt nach Hauptrohstoffkategorie in Europa (Dögnitz et al. 2022)

Abb. 17 basierend auf der Studie von Dögnitz et al. (2022) und (Hoefnagels and Germer 2017), zeigt das verfügbare Bioressourcenpotenzial in Europa, aufgeteilt nach Hauptrohstoffkategorien für die Jahre 2020, 2030 und 2050. Die forstwirtschaftlichen Nebenprodukte zeigen demnach das höchste Potenzial mit einer Spanne zwischen 3 und 11 EJ/a; dabei ist eine leicht ansteigende Tendenz im Zeitverlauf zu beobachten. Energiepflanzen zeigen eine steigende Tendenz bis 2030, danach wird keine weitere Steigerung des Potenzials erwartet. Summiert ergibt sich ein minimales Potenzial in Höhe von 8 EJ/a und ein maximales Potenzial zwischen 19 und 21 EJ/a für die dargestellten Jahre, wobei 4,4 bis 16 EJ/a auf Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle entfallen.

2.3.3 Weltweite Biomassepotenziale

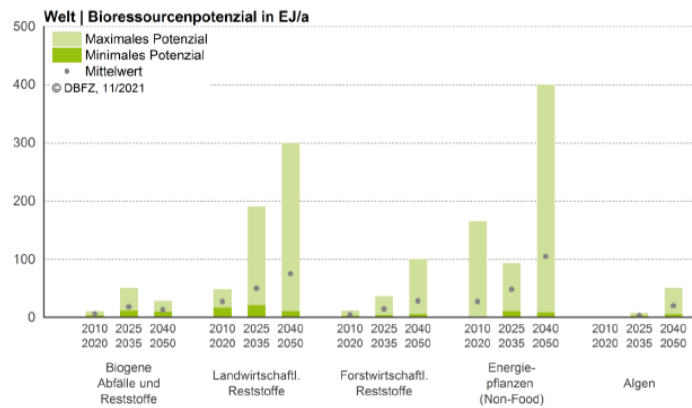


Abb. 18: Verfügbares Bioressourcenpotenzial aufgeteilt nach Hauptrohstoffkategorien weltweit (Dögnitz et al. 2022)

Abb. 18 stellt das globale Bioressourcenpotenzial aufgeteilt nach Hauptrohstoffkategorien dar. Die Analyse von (Dögnitz et al. 2022) von Studien aus dem Zeitraum 2007 bis 2014 zum weltweiten Bioressourcenpotenzial zeigt eine sehr große Bandbreite in den Ergebnissen, die aus unterschiedlichen Methoden und Potenzialkategorien resultieren. Global liegt das Bioressourcenpotenzial zwischen 45 und 375 EJ/a – mit einem Mittelwert von 135 EJ/a. Algenbiomasse trägt mit 2 bis 6 EJ/a dazu nur wenig bei. Ohne Energiepflanzen liegt das technische Potenzial bei 35 bis 240 EJ/a. Erst weitergehende Analysen können das erschließbare Potenzial und die optimale bzw. technisch und wirtschaftlich erschließbaren Mengen in den verschiedenen Sektoren konkret bestimmen.

Tabelle 6: Übersicht von technischen Biomassenpotenzialen in Deutschland, Europa und Welt.

Region	Technisches Potenzial	Zeitraum	Quelle
Deutschland	86-144 Mio.t TM	2015	(Dögnitz et al. 2022)
davon Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle	0,91 - 0,94 EJ/a	(2030 BAU-MER)	(Umweltbundesamt 2019)
Europa	8 - 21 EJ/a	2030	(Dögnitz et al. 2022)
davon Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle	4,6 – 15,9 EJ/a	2030	(Dögnitz et al. 2022)
Weltweit	45 bis 375 EJ/a	2025-2035	(Dögnitz et al. 2022)
davon Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle	34 – 276 EJ/a	2025-2035	(Dögnitz et al. 2022)

3 Betrachtung strombasierte Kraftstoffe

3.1 Begriffsdefinitionen und Einordnung

Unter strombasierten Kraftstoffen versteht man Kraftstoffe, die mit Hilfe von Strom hergestellt werden. Zu den strombasierten Kraftstoffen gehören Wasserstoff sowie Wasserstofffolgeprodukte (Derivate) in Form von Flüssigkraftstoffen (Power-to-Liquid (PTL)) und gasförmigen Kraftstoffen (Power-to-Gas (PtG)). Wasserstoff und seinen Derivaten

gelten global als wichtige zukünftige Energieträger, die in vielen Bereichen eingesetzt werden können.

Wasserstoff kann durch verschiedene Verfahren gewonnen werden, die mit einer unterschiedlichen Intensität von Treibhausgasemissionen (THG) verbunden sind. Diese werden oft mit einer Farbe gekennzeichnet, die von der Produktionstechnologie und der Energiequelle abhängt. Die wichtigsten Arten werden im Folgenden aufgeführt und kurz beschrieben:

Elektrisch erzeugter Wasserstoff ist Wasserstoff, der unabhängig von der Stromquelle durch Elektrolyse von Wasser hergestellt wird. Der gesamte Lebenszyklus der Treibhausgasemissionen bei der Herstellung von Wasserstoff auf der Basis von elektrischer Energie hängt von der Produktionsmethode und dem Kohlenstoffgehalt des zugrundeliegenden Strommixes ab.

Grüner Wasserstoff bezieht sich auf Wasserstoff, der durch Elektrolyse unter Verwendung von erneuerbarem Strom, unter anderem aus Wind- oder Sonnenenergie (PV), gewonnen wird. Die Treibhausgasemissionen über den gesamten Lebenszyklus sind minimal (nahezu Null). Grüner Wasserstoff kann auch aus Biomasse durch Dampfreformierung von Biogas hergestellt werden, wenn es die Nachhaltigkeitskriterien erfüllt.

Roter Wasserstoff wird durch Elektrolyse auf der Grundlage von Kernenergie (auch Hochtemperaturelektrolyse unter Nutzung der Prozesswärme von Kernkraftwerken) mit sehr geringen Treibhausgasemissionen gewonnen.

Grauer Wasserstoff macht den Großteil der derzeitigen Wasserstoffproduktion aus (75-90 %, siehe IEA 2019) und bezieht sich auf Wasserstoff, der aus fossilen Brennstoffen wie Erdgas durch Methan-Dampfreformierung (die derzeit vorherrschende Technologie) hergestellt wird. Der Prozess besteht aus zwei chemischen Hauptreaktionen, einer Reformierungsreaktion, bei der Methan mit Wasser bei hohen Temperaturen (700°C-1000°C) kombiniert wird, um Kohlenmonoxid und Wasserstoff zu erzeugen. In einigen Quellen wird auch Wasserstoff aus der Elektrolyse, die mit nicht erneuerbaren Energiequellen betrieben wird, als grauer Wasserstoff bezeichnet. Die Herstellung von Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen ist mit hohen Treibhausgasemissionen während des gesamten Lebenszyklus verbunden.

Schwarzer Wasserstoff bezieht sich auf Wasserstoff, der durch Kohlevergasung hergestellt wird. Dieser Prozess hat sehr hohe Treibhausgasemissionen.

Blauer Wasserstoff bezieht sich auf Wasserstoff, der aus fossilen Brennstoffen hergestellt wird, deren CO₂-Emissionen durch CCUS (Carbon Capture, Utilization or Storage) reduziert werden. Blauer Wasserstoff berücksichtigt nicht notwendigerweise die vorgelagerten Methanemissionen, und es müssen unterschiedliche CO₂-Abscheidungseffizienzen (zwischen 70 und 95 %, siehe (Noussan et al.)) berücksichtigt werden. Blauer Wasserstoff wird gemäß der europäischen Wasserstoffpolitik als kohlenstoffarm angesehen (siehe (Erbach and Jensen 2021)).

Türkisfarbener Wasserstoff wird durch Pyrolyse hergestellt, d.h. durch Aufspaltung von Erdgas bei hohen Temperaturen in H_2 und festen Kohlenstoff. Der Kohlenstoff lässt sich leicht speichern und das Verfahren erfordert kein Wasser sowie weniger Energie als die Elektrolyse.

Weißer Wasserstoff bezieht sich auf Wasserstoff, der auf natürliche Weise entsteht. Er kann mit minimalen Treibhausgasemissionen aus unterirdischen Lagerstätten gewonnen werden.

Der Vorteil der Dampfreformierung gegenüber der Wasserelektrolyse liegt in dem geringeren Energiebedarf für die Spaltung des Ausgangsmoleküls. Der Energiebedarf (Reaktionsenthalpie) für die Spaltung des Wassermoleküls ist wesentlich höher als für das Methanmolekül. Solange der Gaspreis, einschließlich des CO_2 -Preises, niedriger ist als der Strompreis, ist die Dampfreformierung wirtschaftlicher. Auch dem blauen Wasserstoff wird ein beträchtliches Potenzial zugeschrieben und er wird häufig neben der Wasserelektrolyse und dem türkisfarbenen Wasserstoff als möglicher Produktionspfad angesehen. Der technologische Reifegrad von türkisfarbenem Wasserstoff ist jedoch gering und es ist noch nicht klar, ob sich diese Technologie durchsetzen wird. Die Erforschung und Gewinnung von weißem Wasserstoff steckt noch in den Anfängen, weshalb es derzeit schwierig ist, seine zukünftige Rolle vorherzusagen. Roter Wasserstoff könnte in einigen Ländern eine Rolle spielen, wird aber aus Kosten- und Akzeptanzgründen oft als nicht sehr relevant angesehen.

Die meisten Studien gehen davon aus, dass sich grüner Wasserstoff in Zukunft durchsetzen wird, ergänzt durch blauen Wasserstoff (siehe (Economic Commission for Europe 2022)). In Abb. 19 sind ausgewählte Produktionspfade von grünem Wasserstoff und Derivaten auf Basis erneuerbaren Stroms dargestellt.

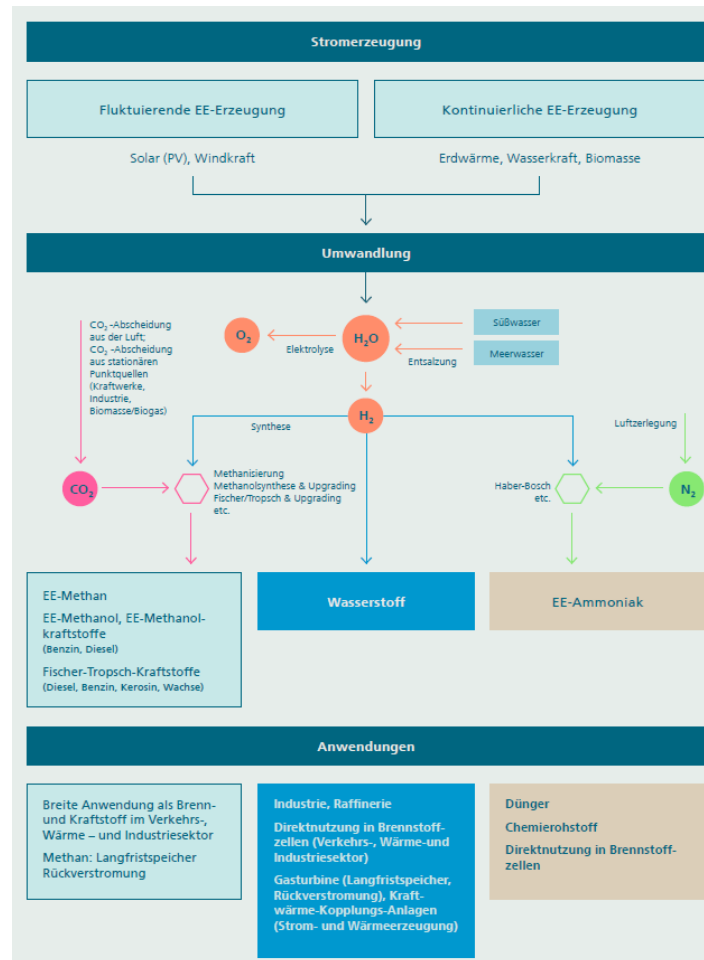


Abb. 19: Ausgewählte Umwandlungspfade von grünem Wasserstoff und Derivaten auf Basis erneuerbaren Stroms

3.2 Nachfrage nach strombasierten Kraftstoffen

(Riemer et al. 2022) zeigen auf der Basis der Auswertung vieler internationaler Studien, dass bei ambitionierten Klimazielen die globale Nachfrage nach Wasserstoff bis 2050 bei 4 bis 11 % am Endenergiebedarf liegen könnte, wenn man Ausreißer nicht beachtet. Aber selbst maximale Ausreißer sehen keinen Bedarf über 23 %. Die anvisierte Treibhausgasminderung ist dabei ein wesentlicher Treiber der Wasserstoffnachfrage.

Es gibt starke regionale Unterschiede: Für die EU könnte der Anteil bei bis zu 14 Prozent liegen, für China hingegen weist die Mehrheit der Szenarien nur einen Wasserstoffanteil von maximal 4 Prozent an der Endenergie aus.

Was konkrete Einsatzgebiete anbelangt, ist der Studie zufolge im Verkehrsbereich die größte Nachfrage für den Wasserstoff zu erwarten, in absoluten Zahlen wie auch relativ zum Gesamtenergiebedarf (16 Prozent weltweit). Der Verkehr ist aber auch der Sektor mit der größten Bandbreite und damit der größten Unsicherheit hinsichtlich des künftigen Wasserstoffeinsatzes. In Bereichen wie im internationalen Schiffs- und Flugverkehr sind H_2 -Syntheseprodukte gesetzt, in anderen großen Anwendungsfeldern wie bei Pkw und Lkw ist ein möglicher zukünftiger Wasserstoffeinsatz weniger klar. In anderen Bereichen wie

dem Industriesektor dürfte Wasserstoff in Summe in kleineren Mengen nachgefragt werden als im Verkehrssektor, die Nachfrageprognosen fallen hier niedriger aus. Wasserstoff gilt dort aber als »no regret«-Option, da für etliche industrielle Anwendungen keine Dekarbonisierungs-Alternativen existieren, wie zum Beispiel in der Eisen- und Stahlindustrie oder in der Grundstoffchemie. Im Bereich der industriellen Wärmeerzeugung gilt der Wasserstoffeinsatz als sehr unsicher, aufgrund potenzieller Alternativen auch für die Niedertemperaturwärme. Im Vergleich zu allen anderen Bereichen spielt Wasserstoff im Gebäudesektor in allen betrachteten Regionen die geringste Rolle – mit sehr kleinen Bandbreiten, was eine relativ robuste Aussage bezüglich einer geringen zukünftigen Bedeutung von Wasserstoff zulässt.

Für Deutschland sehen viele Szenarien höhere Anteile vor. Nach Einschätzung der Bundesregierung unter Auswertung der gängigen Szenarien wird für 2030 von einem prognostizierten Bedarf an Wasserstoff und Derivaten in Höhe von 95 bis 130 TWh ausgegangen, wobei rund 50 bis 70 Prozent (45 bis 90 TWh) durch Importe aus dem Ausland gedeckt werden. Bis 2045 steigt der Bedarf auf etwas 360-500 TWh für Wasserstoff sowie 200 TWh für Wasserstoffderivate ((Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024), was 25 % und 30% der Endenergienachfrage 2045 entspricht. Diese Bedarfe entstehen der Bundesregierung nach auf Basis des derzeitigen Kenntnisstands insbesondere bis 2030 in der Stahlindustrie, der Grundstoff- und der Petrochemie, in der Mobilität und Logistik sowie im Kraftwerksektor. In einem späteren Kapitel werden zwei Szenarien für Deutschland ausführlich vorgestellt.

3.3 Verfügbare Ressourcen und Stand des Markthochlaufes

Verschiedene Studien demonstrieren in ihren techno-ökonomischen Analysen, dass das globale erneuerbaren Potenzial ausreicht, um diesen prognostizierten globalen Wasserstoffbedarf durch grünen Wasserstoff zu decken (siehe (Franzmann et al. 2023) und (Shirizadeh B. et al. 2023)). Dies gilt selbst, wenn man deutlich einschränkende Kriterien zu Grunde legt und z.B. einen Ausschluss von Regionen mit Wasserstress oder von geopolitisch instabilen Regionen vornimmt (siehe (Pfennig et al. 2021) und (Forschungszentrum Jülich et al. 2023)).

Während das Potenzial vorhanden ist nimmt der weltweite Hochlauf trotz ambitionierter Ankündigungen erst langsam an Fahrt auf Wie die IEA in ihrem aktuellen Review (IEA 2023) aufzeigt, ist zuletzt die Zahl der angekündigten Projekte zur emissionsarmen Wasserstoffherzeugung deutlich angestiegen. Allerdings haben nur 4 % dieser potenziellen Produktion zumindest eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen. Auch die Zahl an Hersteller von Elektrolyseuren, die ehrgeizige Expansionspläne angekündigt haben, nimmt rasch zu. Derzeit sind aber nur 0,7 GW an Elektrolyseleistung weltweit installiert. (IEA 2023)

Es existieren aktuell noch eine Reihe an Hemmnissen: Die Interessen und die Politik möglicher Exportländer sind nicht immer auf einen Export orientiert und mögliche Investitionen werden durch fehlende Planungssicherheit gehemmt. Die Ausrüstungs- und

Finanzierungskosten steigen und Banken werden skeptischer (IEA 2023). Eindeutige Bekenntnisse zum Schaffen von Produktionskapazitäten einerseits und Abnahmezusicherungen vonseiten der Nutzer andererseits sind selten. Die Regulierung ist international unterschiedlich, was grenzübergreifende Vorhaben bremst. Verschiedene geopolitische Krisenherde schaffen neue Unsicherheiten. Welche Wirkung die bisherige Wasserstoffpolitik in der EU sowie die anderer großer Nachfrageländer auf den globalen Markthochlauf hat ist noch offen. Eine Kohärenz der internationalen Politiken im Rahmen von IEA, IRENA, OECD, G7 oder G20 besteht nur in Ansätzen, ist aber eine wichtige Voraussetzung.

Auch der Nationale Wasserstoffrat sieht vier Jahre nach der Formulierung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS), dass der Wasserstoffhochlauf in Deutschland stockt und der Standort läuft Gefahr, im internationalen Vergleich den Anschluss zu verlieren (Nationale Wasserstoffrat 2024).

Um allerdings 10% des weltweiten Endenergiebedarfes durch Wasserstoff und seinen Derivate decken zu können werden ca. 3500 GW Elektrolyseleistung benötigt. Weiterhin bräuchte man, wenn man die Nachfrage durch grünen Wasserstoff decken will, dafür ca. 4500 GW an Erneuerbarer Stromproduktionsleistung. Derzeit beträgt die weltweite gesamte installierte Erneuerbare Stromproduktion 3100 GW (Anteil Erneuerbare am Endenergieverbrauch weltweit 13.8 %). D.h. man müsste die installierte Erneuerbare Leistung im 130 % erhöhen, um allein den Bedarf nur für grünen Wasserstoff und seine Derivate abdecken zu können, ohne dass die Erneuerbaren z.B. zur Substitution bestehender fossiler Anlagen eingerechnet sind. Zusätzlich müssten für Wasserstoffderivate noch Direct Air Capture Anlagen, die ebenfalls nur mit Erneuerbaren zu betreiben sind, wenn man den treibhausgasneutral sein will, gebaut werden. Diese Anlagen sind derzeit noch nicht kommerziell verfügbar. Und auch entsprechend Syntheseanlagen müssten errichtet werden.

Eine anerkannte Methodik zur Abschätzung des künftigen möglichen Marktwachstums ist es, sich das Marktwachstum aus der Vergangenheit anzuschauen. In (Odenweller et al. 2022) wird gezeigt, dass die Versorgung mit grünem Wasserstoff kurzfristig knapp und langfristig ungewiss bleiben wird, selbst wenn die Elektrolysekapazität so schnell wächst wie die Wind- und Solarenergie in der Vergangenheit. Trotz des anfänglichen exponentiellen Wachstums wird grüner Wasserstoff ($\geq 75\%$) bis 2030 in der Europäischen Union und 2035 weltweit wahrscheinlich $< 1\%$ der Endenergie liefern können. Bis 2040 ist ein Durchbruch zu höheren Anteilen wahrscheinlicher, aber es herrschen große Unsicherheiten mit einer Interquartilsspanne von 3,2-11,2 % (EU) und 0,7-3,3 % (weltweit). Sowohl die kurzfristige Knappheit als auch die langfristige Ungewissheit behindern Investitionen in die Endanwendungen und die Infrastruktur von Wasserstoff. Historische Vergleiche deuten jedoch darauf hin, dass notfallähnliche politische Maßnahmen wesentlich höhere Wachstumsraten begünstigen könnten, was den Durchbruch beschleunigen und die Wahrscheinlichkeit der künftigen Verfügbarkeit von Wasserstoff erhöhen würde (siehe (Odenweller et al. 2022)).

Eine ähnliche Analyse speziell nur für eFuels durchgeführt zeigt eine vergleichbare Herausforderung (siehe (Ueckerdt and Odenweller 2023)). Die Studie kommt zu dem Schluss, dass derzeit etwa 60 neue E-Fuel-Projekte angekündigt, von denen nur etwa 1 Prozent mit einer finalen Investitionsentscheidung gesichert sind. Alle diese weltweiten Projekte entsprechen zusammen nur etwa 10 % der unverzichtbaren E-Fuel-Bedarfe Deutschlands (Flugverkehr, Schiffsverkehr und Chemie) (siehe (Ueckerdt and Odenweller 2023)).

3.4 Unsicherheiten

Derzeit herrscht noch eine große Unsicherheit bezüglich der Entwicklung der Wasserstoffpreise, die aber bezüglich der Konkurrenzfähigkeit entscheidend für den Markterfolg sind. Viele Studien arbeiten mit Herstellkosten, die aber künftige Marktpreise nicht oder nur unzureichend reflektieren. Aufgrund der Marktsituation – derzeit noch ein geringes Angebot und erwartete Nachfragesteigerung, wenn sie auch derzeit nur in Ansätzen zu erkennen ist - werden grüner Wasserstoff und Derivate kurz- und mittelfristig wahrscheinlich eher knapp und teuer sein. Dies wird von einer Reihe an Studien so eingeschätzt (siehe z.B. (SRU 2021), (Odenweller et al. 2022), (Ansari and Pepe 2023), (Wietschel et al.)).

Weiterhin benötigt der Aufbau der Produktionskapazitäten und der Transportinfrastrukturen Zeit. Die Herstellung von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten verlangt hohe Investitionen und über die gesamte Herstellungs-, Transport- und Einsatzkette fallen i.d.R. vergleichsweise hohe Energieverluste an, so dass Wasserstoff und seine Derivate im Vergleich eher etwas teurere Energieträger sein werden, zumindest kurz- und mittelfristig.

Aufgrund ihrer hohen Bedeutung für die Produktionskosten haben die Annahmen zu den notwendigen Investitionen in Erneuerbare, in die Elektrolyseure und in Verflüssigungsanlagen sowie deren Effizienz, Lebensdauern und die Kapitalkosten einen hohen Einfluss. Die verschiedenen Studien nehmen hier teilweise deutlich unterschiedliche Werte an, gerade auch was die künftige Entwicklung angeht. Diese ist aufgrund des noch vorhandenen Entwicklungspotenzials der meisten Anlagen mit hohen Unsicherheiten behaftet (siehe (Franzmann et al. 2023)). Ebenfalls mit Unsicherheiten behaftet sind die Kostendegressionen auf Grund von Größeneffekten (siehe (IEA 2020)). Die Auswahl der zugrunde gelegten Technologien, z.B. PEM-Elektrolyseure und/oder Hochtemperatur-elektrolyseure, ist ebenfalls ergebnisrelevant.

Auch berücksichtigen einige Studien nicht alle Kostenbestandteile, beispielsweise was die Transportkosten oder die Speicherkosten in Häfen angeht (die nach (IEA 2023) recht hoch sein können). (Franzmann et al. 2023) betonen den hohen Einfluss der Berücksichtigung der gesamten Prozesskette in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung auf die resultierenden Wasserstoffkosten, die oftmals unterbleibt, weshalb derartige Studien eher niedrigere Kosten ausweisen.

Ein weiterer Unterschied bei den Kostenbetrachtungen besteht in den Systemgrenzen. Wenn z.B. die Studien keine Rückkopplung mit dem gesamten Energiesystem betrachten,

werden alle günstigen Erneuerbaren-Potenziale ausschließlich zur Wasserstoffproduktion verwendet. Allerdings sollte nach (Dickel 2020) die Dekarbonisierung des Stromsektors Vorrang vor der Wasserstofferzeugung haben, da die direkte Nutzung von Strom zu geringeren Effizienzverlusten führt. Daher besteht mittelfristig die Möglichkeit, dass in einigen Regionen nicht genügend überschüssige Kapazitäten zur erneuerbaren Stromerzeugung zur Verfügung stehen, um den Wasserstoffmarkt zu bedienen. Wenn auch die heimische Wasserstoff- und Derivatennachfrage in den Produktionsländern nicht beachtet wird, so führt dies zur Überschätzung von günstigen Exportpotenzialen.

Weiterhin haben Regulierung, beispielsweise für Erneuerbare, oder Förderinstrumente für die Wasserstoff- und Derivateproduktion und den Transport einen Einfluss auf die Kosten.

3.5 Szenarien zu Wasserstoff- und Derivatennachfrage in Deutschland

Für Szenarien für künftige Wasserstoffbedarfe in der Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie (Bundesregierung 2023 2023) wird primär auf die Langfristszenarien zurückgegriffen (Sensfuß et al. 2023). Die Langfristszenarien liefern u.a. auch Grundlagen für die Systementwicklungsstrategie, die Plattform Klimaneutrales Stromsystem und die Verteilnetze der Zukunft.

Im Projekt werden im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz Szenarien für die zukünftige Entwicklung eines treibhausgasneutralen Energiesystems modelliert. Die Modellierung umfasst das gesamte Energiesystem, also übergreifend die Erzeugung von Strom, Wärme und Wasserstoff sowie die Nachfrage nach Energie in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Geräte. Die Energieinfrastrukturen (Strom und Gase) werden ebenfalls mit modelliert. Im Fokus der Analyse steht dabei nicht die Entwicklung eines einzelnen „Leitszenarios“, sondern die Untersuchung von unterschiedlichen Szenariowelten, um durch die vergleichenden Analysen Erkenntnisse über die Vor- und Nachteile alternativer Pfade für die Transformation des Energiesystems zu gewinnen. Somit können Pfadabhängigkeiten und robuste Entwicklungen auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität identifiziert werden.

In den Analysen der Langfristszenarien des Jahres 2022 wurden mehrere Szenarien berechnet. Die Ergebnisse der Langfristszenarien für das Szenario T45-Strom (günstige Annahmen für Stromerzeugung und -anwendungen) und T45-H₂ (günstige Annahmen für H₂-Erzeugung und -anwendungen) für das Jahr 2045 sind in folgenden Abbildungen dargestellt.

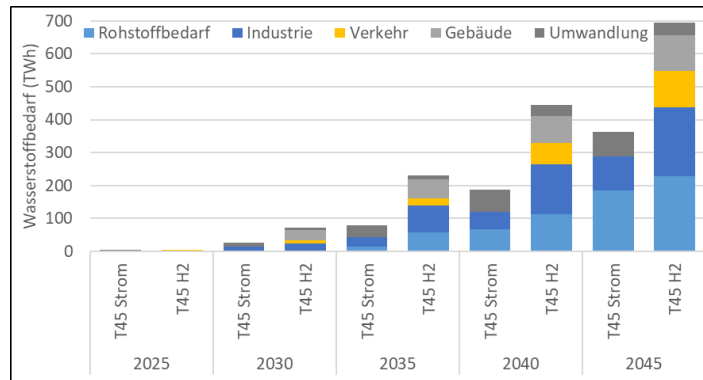


Abb. 20: Wasserstoffbedarfe in Langfristszenarien von Jahr 2025 bis 2045 (Quelle: (Sensfuß et al. 2023))

Abb. 20 vergleicht die Wasserstoffbedarfe der beiden Szenarien jeweils für die Jahre 2025, 2030, 2035, 2040 und 2045. In beiden Szenarien ist ein starker Anstieg des Wasserstoffbedarfes zu erkennen. Die Unterschiede zwischen den Szenarien sind deutlich und werden mit der Zeit größer - dies liegt an den zu Grunde liegenden Annahmen. Beide Szenarien können als Minimal- und Maximalnachfrage interpretiert werden. Zunächst wird in 2025 Wasserstoff in kleinen Mengen von rund 2- 6 TWh nachgefragt, bis 2030 erfolgt ein Anstieg auf 27 – 72 TWh. Dabei kommen über die Hälfte der Nachfrage im Strom-Szenario hauptsächlich der Industrie für die energetischen und stofflichen Bedarfe. Der Rest stammt aus dem Umwandlungssektor. Im Wasserstoffszenario kommt Wasserstoff bereit in 2025 im Verkehrssektor und in 2030 auch im Gebäude zum Einsatz. Ein deutlicher Hochlauf des gesamten Wasserstoffbedarfes zeigt sich nach 2030. Die Nachfrage erreicht 80 – 232 TWh in 2035, 188 - 444 TWh in 2040 und 363 - 694 TWh in 2045. Wasserstoff wird im Stromszenario weiterhin nur in der Industrie und im Energiesektor verwendet, während im Wasserstoffszenario der Wasserstoffeinsatz im Verkehr- und Gebäudesektor jeweils ca. 20% des gesamten Wasserstoffbedarfes ausmacht.

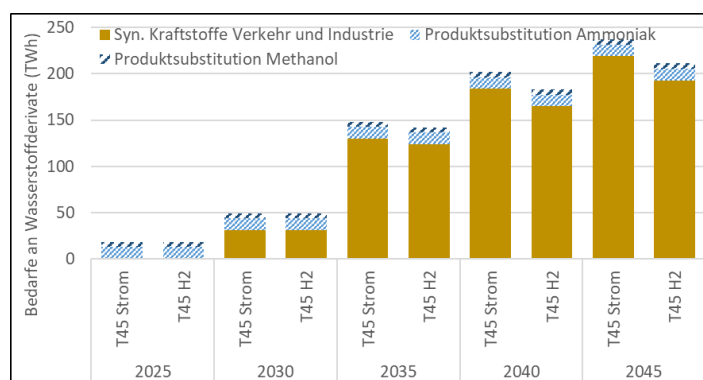


Abb. 21: Bedarfe an Wasserstoffderivate (inkl. Substitution der inländischen Produktion von Ammoniak und Methanol) in Langfristszenarien von Jahr 2025 bis 2045 (Quelle: (Sensfuß et al. 2023))

Abb. 21 zeigt die Entwicklung des Bedarfs und Wasserstoffderivaten. Neben der Nachfrage aus den Langfristszenarien ist hier auch die zusätzliche Nachfrage enthalten, die sich aus

einer Substitution der inländischen Produktion von Ammoniak und Methanol ergeben könnte. Wasserstoffderivate werden in beiden Szenarien erst in 2030 nachgefragt. Die Anwendung dieser Wasserstoffderivate beschränkt sich auf den Verkehrssektor (insbesondere den internationalen Luft- und Schiffverkehr) und die Industrie. Die nachgefragte Menge vervierfacht sich von 31 TWh in 2030 auf 124 – 130 TWh in 2035. Beide Szenarien erwarten einen weiteren Anstieg der Nachfrage auf 165 – 184 TWh in 2040 und 193 – 219 TWh in 2045. Im Extremfall, bei einer weitgehenden Umstellung auf synthetische Kraftstoffe bei weiteren Anwendungen, könnte die Nachfrage auch deutlich höher ausfallen, dies würde jedoch zumindest aus heutiger Sicht zur sehr viel höheren Kosten führen (Sensfuß et al. 2023).

3.6 Nutzungskonkurrenzen

Aus den vorangestellten Ausführungen wurde schon deutlich, dass trotz der skizzierten Unsicherheiten der aktuelle wissenschaftliche Kenntnisstand so ist, dass Wasserstoff und seine Derivate künftig eher knapp und teuer sein werden und dass der anvisierte Markthochlauf sehr ambitioniert und zeitintensiv ist. Deshalb erscheint es angebracht zu sein, dass eine Konzentration auf die Anwendungen erfolgt, die keine oder kaum wirtschaftliche Alternativen zu deren Einsatz haben, um die Klimaziele zu erreichen (siehe die Ausführungen zu den beiden Szenarien im vorangestellten Kapitel sowie Tabelle 7). Diese sind die Stahl- und Grundstoffchemie, der internationale Flug- und Schifftransport, Raffinerien sowie residuale Stromerzeugung. Wenn andere Bereiche wie Gebäudewärme oder der straßengebundene Verkehr in größeren Umfang einbezogen werden, führt dies möglicherweise zu Fehlallokationen und könnte die Preise für die anderen Sektoren unnötigerweise in die Höhe treiben. Volkswirtschaftlich bewertet wäre dies keine sinnvolle Strategie.

Tabelle 7: Übersicht relevanter Einsatzgebiete von Wasserstoff und Syntheseprodukten sowie Konkurrenzsituation (Quelle: In Anlehnung und mit eigenen Erweiterungen an (Ausfelder and Dura 2019))

Anwendungsbereich	Bisherige (fossil-basierte) Technologie/Energieträger	Direkte Elektrifizierungsoptionen	Wasserstoff/Synthese-Technologien/Energieträger	Sonstige erneuerbare Energieträger	
Verkehr					
PKW	Otto- und Dieselmotoren	Gasbetriebene PKW	Batteriebetriebene PKW	Brennstoffzellenfahrzeuge Synthetische Kraftstoffe	Biokraftstoffe
Lkw Verteilverkehr, kleine Gewichtsklassen	Otto- und Dieselmotoren Fahrzeuge	Gasbetriebene	Batteriebetriebene LKW	Brennstoffzellenfahrzeuge Synthetische Kraftstoffe	Biodiesel, aufgereinigtes Biogas
Lkw schwerer Straßen-güterverkehr	Dieselmotoren Gasbetriebene Fahrzeuge	Oberleitungen auf Autobahnen Batteriebetriebene LKW mit Hochleistungsladen	Brennstoffzellenfahrzeuge Synthetische Kraftstoffe	Biodiesel, aufgereinigtes Biogas	
Schieneverkehr	Elektrischer Antrieb Dieselmotoren	Elektrifizierung nicht-elektrifizierter Strecken	Brennstoffzellenantriebe Batteriebetriebene Synthetische Kraftstoffe	Biodiesel	
Flugverkehr, europäisch	Turbinen (Kerosin)	Batteriebetrieben (eingeschränkt)	Brennstoffzellenantriebe Synthetisches Kerosin	Biobasiertes Kerosin	
Flugverkehr, kontinental	Turbinen (Kerosin)	Keine Technologien absehbar	Synthetisches Kerosin	Biobasiertes Kerosin	
Schiffsverkehr, europäisch	Schiffsmotoren (Schweröl, Diesel), künftig mehr LNG	Batteriebetrieben (eingeschränkt)	Brennstoffzellenantrieb Synthetischer Diesel Synthetisches LNG	Biodiesel, aufgereinigtes Biogas	
Schiffsverkehr, international	Schiffsmotoren (Schweröl, Diesel), künftig mehr fossiles LNG	Keine Technologien absehbar	Synthetischer Diesel Synthetisches LNG	Biodiesel, aufgereinigtes Biogas	

Anwendungsbereich	Bisherige Technologie	Direkte Elektrifizierungsoptionen	Wasserstoff/Synthesetechnologien	Sonstige erneuerbare Energieträger
Industrie				
Industrielle Prozesswärme	Gasbrenner Dampf	Elektrodenkessel Induktionsheizung Plasmaprozeduren Widerstandsheizung Wärmepumpen	Synthetische Brennstoffe Wasserstoff	Biomasse/-gas
Stahl (Primärroute)	Oxygenstahl/Hochofenroute (Koks, Kohle, fossile Gase)	Nur Prozesswärme	Direktreduktion mittels Wasserstoffes/Synthesegas + Elektrolichtbogenöfen	Biomasse/-gas
Chemikalien	Erdöl- und erdgasbasierte Grundchemikalien	Nur Prozesswärme	Synthetische Grundstoffe	Biomasse/-gas
Ammoniak	Erdgasbasiert Erzeugung	Nur Prozesswärme	Wasserstoff (Kohlenwasserstoffe möglich)	Biomasse/-gas
Niedertemperaturwärme für Haushalte, Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen				
Niedertemperaturwärme	Öl, Gasheizung, Fernwärme	Wärmepumpen, Widerstandsheizung	Synthetisches Gas substituiert Erdgas	Biomasse/-gas
Stromversorgung				
Kurzfristige Stabilisierung des Stromnetzes, Bereitstellung von Flexibilität	Flexibler Kraftwerkeinsatz Demand Side Management (DSM)/Demand Side Response (DSR) Flexibilisierung der Nachfrage Netzausbau	Stromspeicher (Pumpspeicher, Batterien, ...)	Flexible Betriebsweise der Elektrolyse	Flexible Stromerzeugung aus Biomasse
Stabilisierung des Stromnetzes aufgrund strukturellen Fehlens erneuerbarer Stromerzeugung (z. B. Dunkelflaute)	Flexibler Kraftwerkeinsatz Demand Side Management (DSM)/ Demand Side Response (DSR) Konventionelle Speicher	Keine Technologien absehbar	Synthetisches Gas zur Rückverstromung in Kraftwerken oder Brennstoffzellen Wasserstoffspeicher Synthesegaspeicher	Flexible Stromerzeugung aus Biomasse
Sonstige Umwandlungssektor				
Raffinerie	Fossiler Wasserstoff (überwiegend Erdgas) zur z. B. Entschwefelung oder das Hydrocracken	Nur Prozesswärme (komplexe interne Energieflüsse)	Grüner Wasserstoff ersetzt fossilen Wasserstoff	Biomasse/-gas

4 Literaturverzeichnis

Ansari, D.; Pepe, J. M. (2023): Toward a hydrogen import strategy for Germany and the EU Priorities, countries, and multilateral frameworks. SWP Working Paper Nr. 01, June 2023.

Ausfelder, Florian; Dura, Hanna (2019): Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien. 2. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X).

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Ed.) (2024): Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate.

Bundesregierung 2023 (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie NWS 2023. Edited by Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

Dickel, R. (2020): Blue hydrogen as an enabler of green hydrogen: the case of Germany. OIES paper NG 159. Oxford Institute for Energy Studies. Available online at <https://www.oxfordenergy.org/publications/blue-hydrogen-as-an-enabler-of-green-hydrogen-the-case-of-germany/>, updated on 2020.

Dögnitz, Niels; Costa de Paiva, Gabriel; Hauschild, Stephanie; Meisel, Kathleen (2022): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. DBFZ Report Nr. 44. Edited by Jörg Schröder, Karin Naumann. Leipzig.

Economic Commission for Europe (2022): A comprehensive and science-based terminology, classification and taxonomy for hydro-gen. Committee on Sustainable Energy. 31st ed. Geneva.

Erbach, G.; Jensen, L. (2021): EU hydrogen policy. Hydrogen as an energy carrier for a climate-neutral economy. Edited by European Parliament. Available online at [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS_BRI\(2021\)689332_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS_BRI(2021)689332_EN.pdf), checked on 9/19/2022.

Forschungszentrum Jülich et al. (2023): H2 ATLAS-AFRICA. Available online at <https://www.h2atlas.de/de/>.

Franzmann, D.; Heinrichs, H.; Lippkau, F.; Addanki, T.; Winkler, C.; Buchenberg, P. et al. (2023): Green hydrogen cost-potentials for global trade. In *International Journal of Hydrogen Energy* 48 (85), pp. 33062–33076. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.05.012.

Hoefnagels, Ric; Germer, Sonja (2017): Supply potential, suitability and status of lignocellulosic feedstocks for advanced biofuels. D2.1 Report on lignocellulosic feedstock availability, market status and suitability for RESfuels.

IEA (2020): Energy Technology Perspectives 2020: OECD.

IEA (2023): Technology Perspectives 2023. Edited by IEA.

Kaltschmitt, Martin; Neuling, Ulf (2018): Biokerosene. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Kaltschmitt, Martin; Stampfer, Karl (2024): Energie aus Biomasse. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

Nationale Wasserstoffrat (2024): Wasserstoffhochlauf in Gefahr - Sofortmaßnahmen dringend erforderlich. Stellungnahme des Nationalen Wasserstoffrates.

Noussan, M.; Raimondi, P. P.; Scita, R.; Hafner, M.: The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition — A Technological and Geopolitical Perspective. In: Sustainability 13, p. 298. Available online at Verfügbar unter: <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/1/298>, checked on 9/19/2022.

Odenweller et al. (2022): Wasserstoff und die Energiekrise: fünf Knackpunkte. Ariadne Analyse: Kopernikus-Projekt Ariadne. Potsdamer Institut für Klimafolgenforschung (PIK).

Pfennig, M.; Bonin, M. von; Gerhardt, N. (2021): Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen. Teilbericht im Rahmen des Projektes: DeV-KopSys. Fraunhofer IEE.

Riemer, M.; Zheng, L.; Pieton, N.; Eckstein, J.; Kunze, R.; Wietschel, M. (2022): Future hydrogen demand: A crosssectoral, multiregional meta-analysis. HYPAT Working Paper 04/2022. Fraunhofer ISI. Karlsruhe.

Sensfuß et al. (2023): Langfristszenarien. Studie im Auftrag des BMWK. Available online at <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/dokumente/>.

Shirizadeh B. et al. (2023): Towards a resilient and cost-competitive clean hydrogen economy. the future is clean. In: Energy Environ. Sci., 2023, 16, 6094-6109.

SRU (2021): Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse. Stellungnahme des Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU).

Ueckerdt, F.; Odenweller, A. (2023): E-Fuels - Aktueller Stand und Projektionen. Edited by Potsdamer Institut für Klimafolgenforschung (PIK).

Umweltbundesamt (2019): BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor). Abschlussbericht. Umweltbundesamt (UBA). Heidelberg, Saarbrücken, Darmstadt.

Wietschel, M.; Weißenburger, B.; Rehfeldt, M.; Lux, B.; Zheng, L.; Meier, J.: Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse. HYPAT Working Paper 01/2023. Edited by Fraunhofer ISI. Karlsruhe.

Einsatz von alternativen Kraftstoffen

Teil 3:

Produktionsrouten und -technologien für erneuerbare Kraftstoffe

Arbeitspapier

Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung des
Expertenbeirat für Klimaschutz in der Mobilität (EKM)

Hamburg, 01.08.2024

Autorinnen und Autoren des Arbeitspapiers:

Technische Universität Hamburg, Institut für
Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE)

Philipp Anstett, M.Sc.

Michael Schulthoff, M.Sc.

Stefan Bube, M.Sc.

Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt

1 Einleitung

Im Folgenden wird eine Übersicht der wichtigsten Kraftstoffarten gegeben und entsprechende Kraftstoffsteckbriefe präsentiert. Derartige alternative erneuerbare Kraftstoffe umfassen diverse Kraftstoffsorten, deren Einsatzoptionen – aufgrund der jeweiligen Kraftstoff-spezifischen Eigenschaften – z. T. deutlich voneinander abweichen können. Dabei wurden im Jahr 2022 im Verkehrssektor vor allem Biokraftstoffe zur Beimischung zu fossilen Energieträgern eingesetzt; Reinkraftstoffe spielen nur eine untergeordnete Rolle (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung 2024).

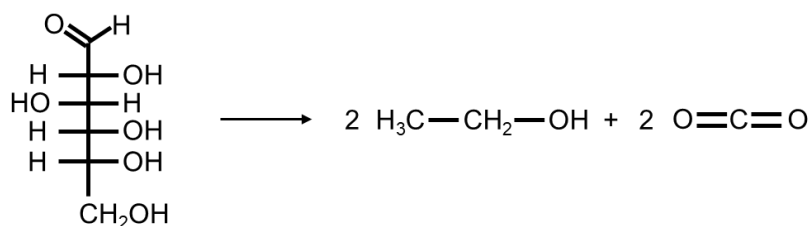
2 Erneuerbare Kraftstoffe

Bioethanol. Bei der Fermentation einer Zuckerlösung, die aus zucker- oder stärkehaltigen Ausgangsrohstoffen hergestellt werden kann, entsteht Bioethanol, der durch eine anschließende Destillation und Rektifikation sowie Absolutierung in Reinform verfügbar gemacht werden kann. Ausgangsmaterial dafür ist heute in Europa und Nordamerika meist Getreide (inkl. Mais) oder in Brasilien primär Zuckerrohr (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung 2024). Das primäre Nebenprodukt dieses Produktionsprozesses ist die sogenannte Schlempe, die typischerweise – getrocknet als DDGS (“Dried Distillers Grains with Solubles”) oder nur eingedickt – als Tierfutter genutzt wird (Kaltschmitt and Stampfer 2024). Alternativ dazu ist auch eine Biogasproduktion aus der Schlempe möglich; die unvergorene bzw. vergorene Schlempe kann dann (auch) als Dünger auf landwirtschaftliche Nutzflächen ausgebracht werden.

Bioethanol wird heute vor allem zu fossilem Benzin beigemischt und in Deutschland an Tankstellen als „E10“ angeboten. Dabei handelt es sich um einen Mix aus 90 Vol.-% fossilem Benzin und 10 Vol.-% Bioethanol. E10 erfüllt die geltende Kraftstoffnorm und ist somit in gängigen konventionellen Ottomotoren einsetzbar; diese Mischung besitzt jedoch aufgrund des geringeren Heizwertes von Ethanol im Vergleich zu fossilem Ottokraftstoff („Super“) einen 1,5 % niedrigeren Heizwert. Höhere Beimischungsquoten (z. B. E20 oder auch E100) sind technisch möglich; jedoch müssen für einen großflächigen Einsatz die Motoren von den Herstellern erst entsprechend freigegeben werden und die großflächige Verteilung dieses Kraftstoffs erlaubt werden (über die 10. BImSchV). E85, also 85 Vol.-% Ethanol im Kraftstoffgemisch, ist ebenfalls an ausgewählten deutschen Tankstellen erhältlich für Fahrzeuge, welche diesen Kraftstoff nutzen können. Aus Bioethanol wird z. T. auch ETBE (Ethyl-tert-butylether) hergestellt; dies ist ein Aditiv für Ottokraftstoffe zur Einhaltung der in der entsprechenden Norm geforderten Klopfestigkeit (Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e.V. 2024).

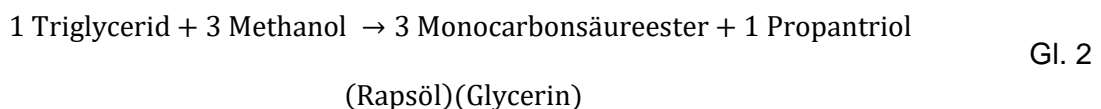
Zukünftig wird eine Ethanolproduktion aus Lignocellulose-haltigen Rückständen, Nebenprodukten und Abfällen (z. B. Getreidestroh) angestrebt. Erste Demonstrationsanlagen im industriellen Maßstab wurden hierfür gebaut, teilweise jedoch nach kurzer Betriebszeit aufgrund (erheblicher) technischer Schwierigkeiten wieder eingestellt. Derzeit (Sommer 2024) ist kein Projekt mit einer großtechnischen Umsetzung bekannt.

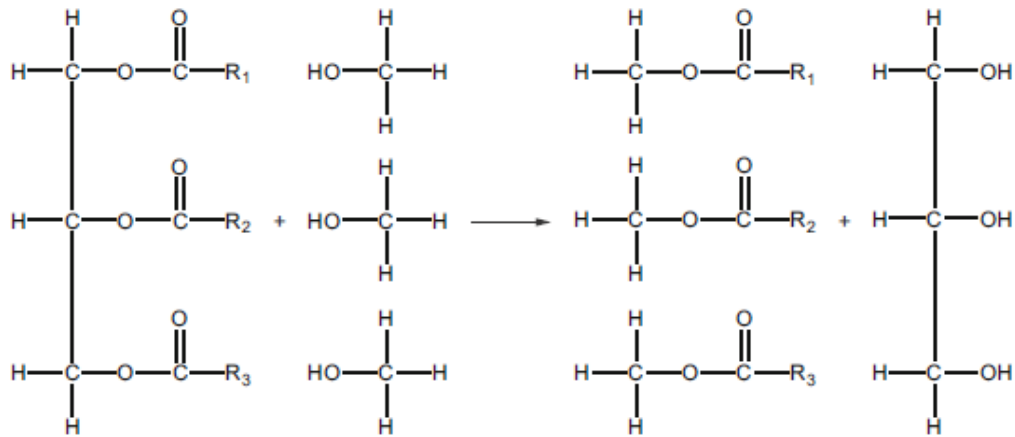
Bioethanol kann auch als Zwischenprodukt für die weitere Verarbeitung zu grünen Chemikalien oder auch weiteren Kraftstoffen dienen. Ein Beispiel für eine derartige Weiterverarbeitung zu einem anderen Kraftstoff ist das AtJ-Verfahren (Alcohol-to-Jet), bei dem Ethanol zu einem paraffinischen synthetischen Kerosin umgewandelt wird. Eine im Rahmen einer derartigen makromolekularen Umwandlung auf dem Weg zum paraffinischen Kerosin erzeugte chemische Verbindung ist Ethen, das auch in der chemischen Industrie als „grünes“ Molekül eingesetzt werden kann.



FAME. FAME (fatty acids methyl ester) wird heute bereits großskalig produziert und eingesetzt. Als Ausgangsstoffe dienen meist entsprechenden Ölsaaten oder Ölfrüchte, aus denen das Pflanzenöl mithilfe von seit Jahrzehnten etablierten technischen Prozessen abgetrennt wird. Dabei fallen zwingend Nebenprodukte an, wie beispielsweise das Rapsschrot, die z. B. als Tierfutter genutzt werden können.

Diese aus der Biomasse abgetrennten Öle und Fette können dann unter Zugabe von Methanol umgeestert werden; dadurch können die Eigenschaften dieser Pflanzenkomponenten an die Eigenschaften von Dieselmotorkraftstoff weitergehend angenähert werden. Jedoch ist bisher das Methanol, das für die Umesterung benötigt wird, heute oft noch fossilen Ursprungs (Dögnitz et al. 2022). Zusätzlich fällt Glycerin als Nebenprodukt an, das in vielfältigen stofflichen Anwendungen als „grünes“ Molekül genutzt werden kann (z. B. Kosmetik, Medizin, Pharmazie).





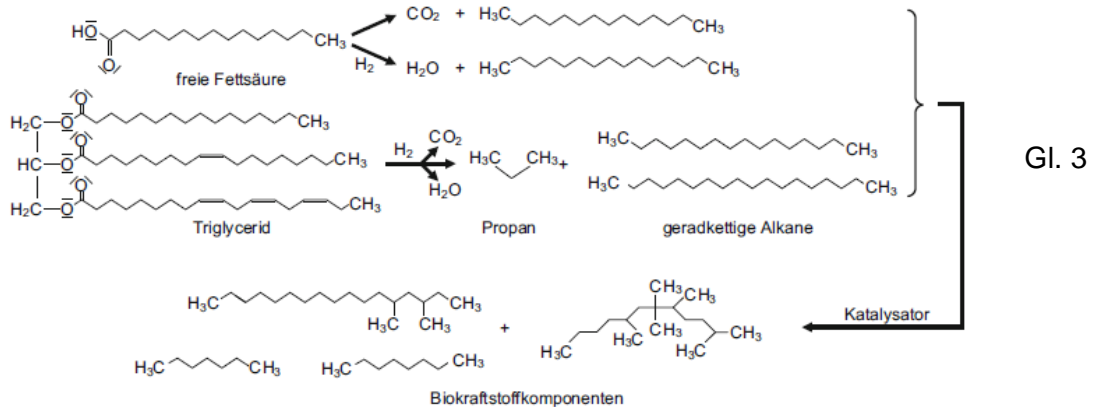
Bei der Umesterung wird die Synthesevorleistung der Natur, die ein Pflanzenölmolekül liefert, sehr weitgehend genutzt; deshalb ist eine derartige Umesterung ein entsprechend effizienter Prozess – bezogen auf die zur eigentlichen Umesterung benötigten Energie relativ zum Energieinhalt des Pflanzenöls. Diese Tatsache eröffnet auch die Option, dass pflanzenöl- und -fetthaltige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle für die FAME-Produktion genutzt werden können (d. h. Altspeiseöle, used cooking oil (UCO)). Jedoch ist dieser Prozess damit aber zwingend auf den Einsatz von pflanzlichen Ölen bzw. Fetten angewiesen, deren potenzielles Aufkommen a priori begrenzt ist.

FAME wird als Beimischkomponente zu fossilem Diesel eingesetzt und ist im Straßenverkehr bisher auf eine Beimischung von 7 Vol.-% (B7) begrenzt. Im Jahr 2023 wurde die 10. BImSchV novelliert; dadurch ist zukünftig auch ein höherer Beimischungsanteil von 10 Vol.-% (B10) möglich.

HVO/HEFA. Pflanzenöle oder tierische Fette können außer zu FAME auch zu HVO (hydrotreated vegetable oils) bzw. HEFA (hydro-processed esters and fatty acids) weiterverarbeitet werden. Dabei wird durch eine Wasserstoffzugabe zu den Ölen bzw. Fetten Sauerstoff aus den biogenen Molekülen in Form von Wasser abgetrennt und eventuell vorhandene Doppelbindungen zwischen zwei Kohlenstoffatomen mit Wasserstoff abgesättigt. Als Produkte entstehen langkettige Kohlenwasserstoffverbindungen, die anschließend mit weiterem Wasserstoff unter Anwesenheit von Katalysatoren isomerisiert werden können. Das dabei produzierte Produktspektrum kann dann über konventionelle Trennverfahren zu normenkonformen Kraftstoffen weiterverarbeitet werden. (Kaltschmitt and Stampfer 2024)

Für den Einsatz im Verkehrssektor sind vor allem HVO-Diesel für die Beimischung zu fossilem Diesel oder HEFA-SPK (SPK, engl., synthetic paraffinic kerosene) für die Substitution von fossilem Kerosin zu nennen. Mit der Novellierung der 10. BImSchV ist es möglich, dass 100 % HVO-Diesel für Straßenfahrzeuge in Deutschland vertankt werden könnte. Für HEFA-SPK gilt aktuell eine maximale Beimischung von 50 Vol.-% zu fossilem Kerosin (Kaltschmitt and Neuling 2018). Aus technischer / chemischer Sicht unterscheidet sich paraffinischer Kraftstoff nur wenig vom jeweiligen fossilen Pendant, sodass mit einer Erhöhung bzw. gänzlichen Aufhebung der Beimischungsgrenzen mit steigender Verfügbarkeit dieser Kraftstoffe zu rechnen ist.

Für die Erzeugung von HVO/HEFA werden praktisch die gleichen Rohstoffe wie bei der Herstellung von FAME eingesetzt.

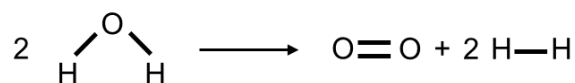
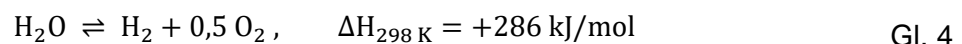


Wasserstoff. Derzeit wird Wasserstoff hauptsächlich durch Dampfreformierung aus fossilem Erdgas – unter Freisetzung von fossilem CO₂ – erzeugt. Alternativ dazu kann auch Biomethan eingesetzt werden, um eine Erzeugung von fossilem CO₂ zu vermeiden; dabei wird jedoch Synthesevorleistung der Natur (hier die bestehende Bindung zwischen Kohlenstoff und Wasserstoff) nicht nutzbar gemacht, die beispielsweise für die Synthese von längerkettigen Kohlenwasserstoffen genutzt werden könnte.

Eine fossil- bzw. CO₂-freie Produktion von Wasserstoff ist durch eine Wasserelektrolyse mit „grüner“ elektrischer Energie (d. h. Strom aus erneuerbaren Energien) möglich. Für die Herstellung eines derartigen strombasierten Wasserstoffs („PtH₂“, Power-to-Hydrogen) wird Wasser mittels Elektrolyse in seine Elemente Sauerstoff und Wasserstoff gespalten und die beiden Gase dann für eine weitergehende Nutzung verfügbar gemacht.

Dieser sogenannte Elektrolyse-Wasserstoff wird oftmals als Ausgangsstoff für viele weitere strombasierte Produkte benötigt, z. B. strombasierte flüssige Kraftstoffe wie „E-Kerosin“ (synthetisches Kerosin) oder Produkte für die chemische Industrie.

Die theoretisch minimale Energie, die für die elektrochemische Wasserspaltung unter Standardbedingungen erforderlich ist, entspricht der Enthalpiedifferenz der entsprechenden Spaltungsreaktion.



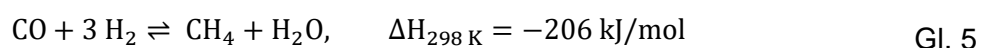
Aktuell sind die am häufigsten diskutierten Elektrolysetechnologien die alkalische Elektrolyse (AEL), die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL), die Anionenaustausch-Membran-Elektrolyse (AEMEL) und die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL, auch als HT-Koelektrolyse durchgeführt) (Buttler and Spliethoff 2018; Chatenet et

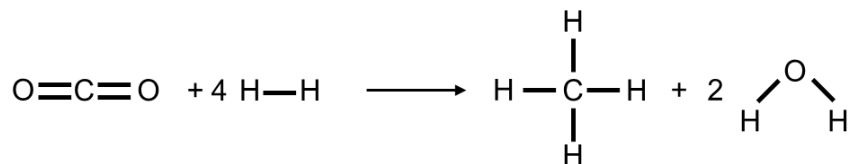
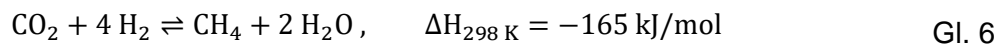
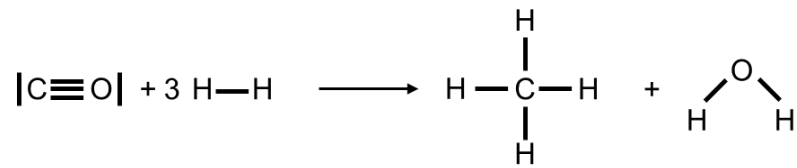
al. 2022; Lange et al. 2023; Shiva Kumar and Lim 2022). Aufgrund des mangelnden technologischen Reifegrads ist eine kommerzielle Umsetzung von AEMEL und HTEL in einem großtechnischen Maßstab derzeit nur mit hohen technischen und wirtschaftlichen Risiken möglich (Buttler and Spliethoff 2018; Lange et al. 2023; Bube et al. 2024b). Die AEL und die PEMEL hingegen wurden kommerziell im kleinen bis großen Maßstab getestet und sind beide Stand der Technik. Die Technologien werden unter 100 °C betrieben und erreichen Systemwirkungsgrade von bis zu 68 %. Aufgrund der hohen Lastflexibilität (Leistungsbereich und zeitliches Lastverhalten) und der höheren Ausgangsdrücke bietet die PEMEL Vorteile gegenüber der AEL für den Betrieb mit volatiler Elektrizität (Buttler and Spliethoff 2018; Lange et al. 2023).

Der Einsatz von Wasserstoff als Energieträger bietet vielfältige Möglichkeiten im Verkehrssektor sowie in anderen Bereichen. Die Ausnutzung dieser Vorteile ist jedoch mit einer oft weitreichenden Umstellung der bestehenden Fahrzeugflotte (z. B. von Diesel- auf Brennstoffzellen-Lkw) und / oder Versorgungsinfrastruktur verbunden. Jedoch kann neben der Verwendung in Brennstoffzellenfahrzeugen Wasserstoff auch in Verbrennungsmotoren für den Straßen-, Schienen- und Schiffsverkehr genutzt werden – bei einem jedoch i. Allg. nur bescheidenen Wirkungsgrad. Im Luftverkehr wird die Verwendung von Wasserstoff ebenfalls in Betracht gezogen, stößt jedoch aufgrund seines niedrigeren volumetrischen Energiegehalts im Vergleich zu herkömmlichem Kerosin an gewisse Nutzungsgrenzen; dies gilt insbesondere auf der Langstrecke.

Methan. Erneuerbares Methan ist analog zu Wasserstoff für den Einsatz in vielen unterschiedlichen Bereichen des Energiesystems geeignet. Im Verkehrssektor können – vergleichbar zu fossilem Erdgas – alle Anwendungen, die CNG bzw. LNG (Compressed bzw. Liquefied Natural Gas) nutzen, auch mit erneuerbarem Methan betrieben werden (z. B. LNG-Lkw, Schiffe in der internationalen Seeschifffahrt). (Kaltschmitt and Stampfer 2024)

Eine Produktion erneuerbaren Methans ist sowohl Biomasse- als auch strombasiert möglich. Bei biogenen Ausgangsstoffen wird zunächst eine anaerobe Fermentation / Biogaserzeugung durchgeführt; das dabei entstehende Biogas muss dann unter Abtrennung von CO₂ und anderen Gasen zu Biomethan aufgereinigt werden. Geeignet für derartige Verfahren sind neben dem Einsatz zucker- und stärkehaltiger Anbaubiomasse (oftmals Energiepflanzen genannt) wie Mais und Getreide auch Lignocellulose-haltige Nebenprodukte wie Stroh oder organische Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle (z. B. biogener Anteil an Siedlungsabfällen, Abfälle aus der industriellen Lebensmittelproduktion, Gülle bzw. tierische Exkrememente). Für die strombasierte Erzeugung von Methan wird dieses aus einem sogenannten Synthesegas (siehe Exkurs Synthesegas), das Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid und/oder -dioxid enthält, erzeugt.





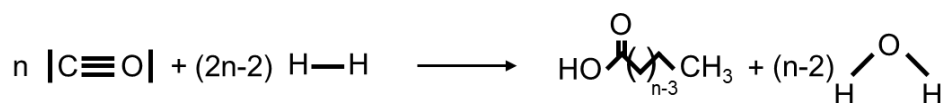
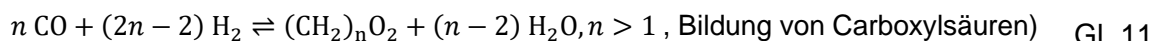
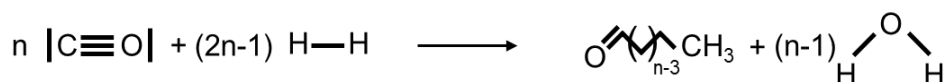
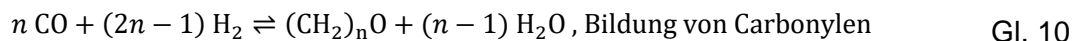
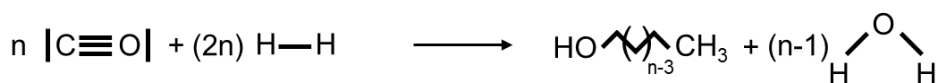
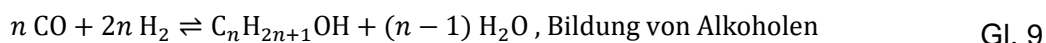
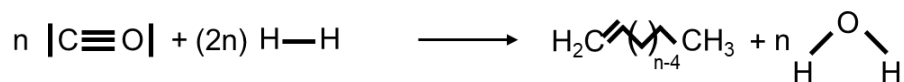
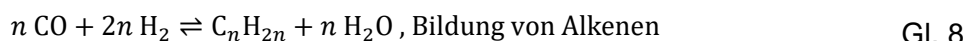
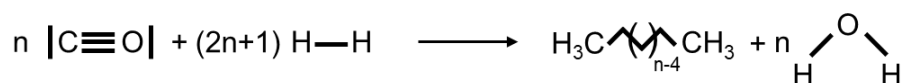
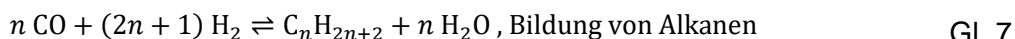
XtL. Unter XtL werden eine Vielzahl von Syntheseverfahren zusammengefasst, mit denen aus dem eingesetzten Synthesegas (d. h. Mischung aus Kohlenmonoxid und ggf. -dioxid sowie Wasserstoff, siehe **Exkurs: Synthesegas.**) mindestens ein (unter Standardbedingungen) flüssiges Endprodukt erzeugen. Hier wird diese große Bandbreite, die unter XtL verstanden werden kann, auf die heute vorwiegend diskutierten Fischer-Tropsch- (FT-) und Methanol-basierten (MeOH-) Verfahren eingegrenzt.

- FT-Routen nutzen in der Regel ein Synthesegas aus vornehmlich Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid, welches aus zuvor reduziertem CO_2 (durch eine Erzeugung von Wasser durch die Zugabe von Wasserstoff) erzeugt wird, um Fischer-Tropsch-Crude (synthetisches Rohöl, auch Syncrude) zu produzieren. Letzteres kann dann in konventionellen Raffinerieprozessen zu unterschiedlichen, normenkonformen (Kraftstoff-)Produkten aufbereitet werden.
- Bei Bereitstellungspfaden, die über Methanol als Zwischenprodukt ablaufen, wird aus dem Synthesegas (hier: Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff) zunächst Methanol erzeugt, aus dem anschließend längerkettige Kohlenwasserstoffverbindungen synthetisiert werden.

In beiden Fällen gibt es technisch die Möglichkeit, die erzeugte Produktpalette über die Rahmenparameter der Prozesse zu beeinflussen und den Anteil bestimmter Fraktionen bzw. Produkte zu maximieren.

Die FT-Synthese aus einem Synthesegas aus Kohlenstoffmonoxid (CO) und Wasserstoff ist eine bewährte Technologie, die erstmals in den 1930er Jahren kommerziell eingesetzt wurde (Klerk 2011; Dieterich et al. 2020; Bube et al. 2024a). Die direkte Umwandlung von CO_2 in langkettige Kohlenwasserstoffe ist jedoch noch nicht mit einer aus kommerzieller Sicht ausreichenden Selektivität und Umwandlungsrate möglich und erfordert weitere Forschung für zukünftige Anwendungen (Panzone et al. 2020; Dieterich et al. 2020). Daher ist bisher zunächst eine Reduktion von CO_2 zu CO erforderlich, um ein gut geeignetes Synthesegas für die nachfolgenden Prozessschritte bereitzustellen. Die Umwandlung von H_2 und CO in Kohlenwasserstoffketten innerhalb der FT-Synthese ergibt synthetisches Rohöl (Syncrude), das durch eine sehr weitreichende Mischung von leichten bis zu schweren Kohlenwasserstoffen (Wachse) gekennzeichnet sein kann. Daher erfordert die

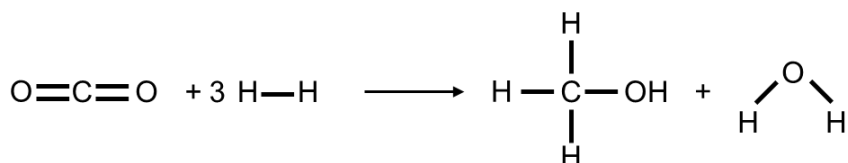
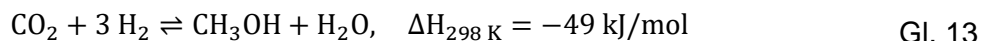
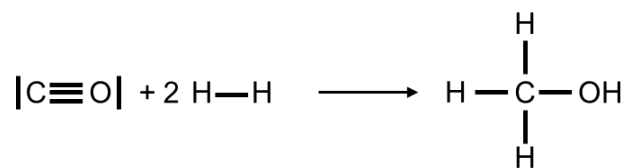
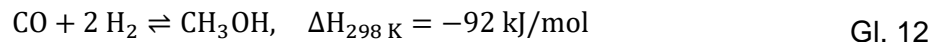
daraus resultierende Herstellung von spezifikationskonformem Flugkraftstoff eine nachgeschaltete weitergehende Raffination (u. a. Hydrotreating und Fraktionierung). Dabei werden u. a. ungesättigte Kohlenwasserstoffe gesättigt (Hydrierung) und sehr langkettige Moleküle können durch einen Kettenbruch (Hydrocracking) in (Kraftstoff-)Komponenten mit kürzeren Kettenlängen umgewandelt werden. Für die Kerosinherstellung kann zusätzlich eine Hydroisomerisierung realisiert werden, um verzweigte Moleküle herzustellen, damit die von der ASTM D7566-Spezifikation geforderten Kraftstoffeigenschaften sicher erreicht werden können.



Der Methanol-Weg lässt sich in die eigentliche Methanolsynthese und die nachfolgende Umwandlung des Methanols in eine Kohlenwasserstoff-reiche Produktpalette unterteilen, zu denen z. B. auch Kerosin-Komponenten oder auch Ottokraftstoff- und Dieselkraft-Komponenten zählen.

- Die Methanolsynthese basiert auf einer direkten Umwandlung von CO_2 und H_2 in Methanol; dadurch wird eine vorherige CO_2 -Reduktion zu CO obsolet. Diese CO_2 -basierte Methanolsynthese liefert ein Gemisch aus Methanol und Wasser, das anschließend durch eine Destillation getrennt wird. Die nachfolgenden Prozesse zur Umwandlung von Methanol in langkettige Kohlenwasserstoffe wurden hauptsächlich in den 1970er Jahren entwickelt und in den 1980er Jahren kommerzialisiert (Bertau op.

2014; Bellussi et al. 2012); der Fokus lag jedoch eher auf der Produktion von Produkten mit einer kürzeren Kohlenstoffkettenlänge (z. B. Benzin). Dieser Umwandlungsweg umfasst eine Olefinbildung durch einem Dehydratisierungsprozess und eine anschließende Oligomerisierung. Durch eine nachgeschaltete Hydrierung werden die ungesättigten Kohlenwasserstoffe abgesättigt. Diese Alkane werden anschließend durch einen Destillationsprozesse fraktioniert, um die gewünschten Kraftstofffraktionen zu erhalten (Kaltschmitt and Neuling 2018).



Prinzipiell können alle heute genutzten flüssigen Kraftstoffe über diese Produktionswege erzeugt werden; dies gilt sowohl auf der Basis von biogenen Ausgangsstoffen als auch auf der Grundlage elektrischer Energie. Unterschiede zwischen Biomasse- und Strom-basierten Anlagen sind dabei vor allem in der Erzeugung des Synthesegases zu finden – die weiterfolgenden Schritte unterscheiden sich nicht.

Derzeit werden vor allem die Erzeugung von „grünem“ Kerosin und „grünen“ Kraftstoffen für die Schifffahrt über diese Wege diskutiert; aus technischer Sicht können aber auch für den Straßenverkehr erneuerbare Otto- oder Dieselmotorkraftstoffe bereitgestellt werden. Analog zum fossilen Raffinerieprozess fallen auch bei diesen Verfahren eine ganze Palette von Nebenprodukten an, die entweder im Prozess rückgeführt werden können, um die Ausbeute eines final gewünschten Kraftstoffs (z. B. FT-Kerosin) zu erhöhen, oder als Nebenprodukt in andere Bereiche abgegeben werden. Im Fall von FT-Kerosin könnte z. B. Naphtha als Nebenprodukt entstehen, das zu Strom-basiertem Benzin aufbereitet oder auch als Grundstoff in der chemischen Industrie genutzt werden könnte. Der Anteil der Nebenprodukte lässt sich über bestimmte Prozessparameter beeinflussen, alternativ können diese auch zurück in den Anfang des Prozesses geführt werden – ob und wie viele Nebenprodukte die Anlage verlassen, ist daher letztlich eine ökonomische Entscheidung bzw. wird durch die aktuellen Marktgegebenheiten vorgegeben.

Exkurs: Synthesegas. Synthesegas ist ein Gasmisch, das aus Wasserstoff (H₂) und Kohlenstoffmonoxid (CO) bzw. -dioxid (CO₂) besteht. Dieses Synthesegas ist die Ausgangsbasis für eine Vielzahl an Verfahren zu Synthese von

Kohlenwasserstoffverbindungen (z. B. Methansynthese, Fischer-Tropsch-Synthese, Methanolsynthese). (Kaltschmitt and Stampfer 2024)

Als biogener Ausgangsstoff können alle biogenen Ressourcen verwendet werden (z. B. (Waldrest-)Holz, Stroh). Bei der thermo-chemischen Gaserzeugung dieser Stoffe ist das produzierte Produktgas typischerweise durch eine Vielzahl unterschiedlicher Verunreinigungen gekennzeichnet, die eine aufwändige Reinigung bedingen. Typischerweise weist ein derartiges Produktgas auch ein niedriges Verhältnis von Wasserstoff zu Kohlenstoff (H-zu-C-Verhältnis) auf, als es für die nachfolgende Synthese der jeweiligen Kohlenwasserstoff-Verbindungen erforderlich ist. Daher muss in einer sogenannten Konditionierung entweder CO₂ ungenutzt ausgeschieden oder über die Zugabe von Elektrolyse-Wasserstoff das Wasserstoff-zu-Kohlenstoff-Verhältnis entsprechend erhöht werden.

Bei CO₂-reichem Synthesegas wird Kohlenstoffdioxid mit Wasserstoff gemischt. Dabei sind verschiedene erneuerbare Kohlenstoffquellen nutzbar wie z. B. biogene Punktquellen (beispielsweise CO₂ aus der Bioethanolproduktion oder aus der Aufreinigung von Biogas zu Biomethan) oder auch aus der Atmosphäre abgetrenntes CO₂ über Direct-Air-Capture-Anlagen (DAC). Das notwendige H-zu-C-Verhältnis wird hier über die Mischung der Bestandteile eingestellt. Dieser Ansatz ist typisch für strombasierte Syntheseprozesse.

Außerdem besteht die Möglichkeit, die beiden Ansätze zu kombinieren. Dabei wird z. B. feste Biomasse in ein Gas überführt und das H-zu-C-Verhältnis über die Zugabe von Elektrolyse-Wasserstoff auf das gewünschte Verhältnis für die nachfolgenden Prozessschritte eingestellt. Auf diese Weise kann der in der Biomasse vorhandene Kohlenstoff maximal ausgenutzt und dadurch die Nachfrage nach Biomasse reduziert werden.

3 Literaturverzeichnis

Bellussi, Giuseppe; Mizia, Franco; Calemma, Vincenzo; Pollesel, Paolo; Millini, Roberto (2012): Oligomerization of olefins from Light Cracking Naphtha over zeolite-based catalyst for the production of high quality diesel fuel. In *Microporous and Mesoporous Materials* 164, pp. 127–134. DOI: 10.1016/j.micromeso.2012.07.020.

Bertau, Martin (Ed.) (op. 2014): Methanol. The basic chemical and energy feedstock of the future : Asinger's vision today. Berlin, Heidelberg: Springer.

Bube, Stefan; Bullerdiek, Nils; Voß, Steffen; Kaltschmitt, Martin (2024a): Kerosene production from power-based syngas – A technical comparison of the Fischer-Tropsch and methanol pathway. In *Fuel* 366, p. 131269. DOI: 10.1016/j.fuel.2024.131269.

Bube, Stefan; Sens, Lucas; Drawer, Chris; Kaltschmitt, Martin (2024b): Power and biogas to methanol – A techno-economic analysis of carbon-maximized green methanol production via two reforming approaches. In *Energy Conversion and Management* 304, p. 118220. DOI: 10.1016/j.enconman.2024.118220.

Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (2024): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2022. Edited by Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE). Bonn.

Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e.V. (2024): Marktdaten. Available online at <https://www.bdbe.de/bioethanol/marktdaten>, updated on 7/30/2024.

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, pp. 2440–2454. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.003.

Chatenet, Marian; Pollet, Bruno G.; Dekel, Dario R.; Dionigi, Fabio; Deseure, Jonathan; Millet, Pierre et al. (2022): Water electrolysis: from textbook knowledge to the latest scientific strategies and industrial developments. In *Chemical Society reviews* 51 (11), pp. 4583–4762. DOI: 10.1039/d0cs01079k.

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), pp. 3207–3252. DOI: 10.1039/D0EE01187H.

Dögnitz, Niels; Costa de Paiva, Gabriel; Hauschild, Stephanie; Meisel, Kathleen (2022): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. DBFZ Report Nr. 44. Edited by Jörg Schröder, Karin Naumann. Leipzig.

Kaltschmitt, Martin; Neuling, Ulf (2018): Biokerosene. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Kaltschmitt, Martin; Stampfer, Karl (2024): Energie aus Biomasse. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

Klerk, Arno de (2011): Fischer-Tropsch Refining: Wiley.

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), pp. 15771–15783. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.01.044.

Panzone, Carlotta; Philippe, Régis; Chappaz, Alban; Fongarland, Pascal; Bengaouer, Alain (2020): Power-to-Liquid catalytic CO₂ valorization into fuels and chemicals: focus on the Fischer-Tropsch route. In *Journal of CO₂ Utilization* 38, pp. 314–347. DOI: 10.1016/j.jcou.2020.02.009.

Shiva Kumar, S.; Lim, Hankwon (2022): An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. In *Energy Reports* 8, pp. 13793–13813. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.10.127.