



815

Forschungsbericht

Herstellung treibhausgasreduzierter bzw. treibhausgasneutraler gasförmiger und flüssiger Energieträger und Brennstoffe



DGMK und Autor(en) haben alle Sorgfalt walten lassen, um vollständige und akkurate Informationen in diesem Buch zu publizieren. Der Verlag übernimmt weder Garantie noch die juristische Verantwortung oder irgendeine Haftung für die Nutzung dieser Informationen, für deren Wirtschaftlichkeit oder fehlerfreie Funktion für einen bestimmten Zweck. Die DGMK übernimmt keine Gewähr dafür, dass die beschriebenen Verfahren, Programme usw. frei von Schutzrechten Dritter sind.

Alle Rechte vorbehalten

Als Manuskript gedruckt

© DGMK e.V., Hamburg, 2021

Für Copyright in Bezug auf das verwendete Bildmaterial siehe Quellenangaben in den Abbildungsunterschriften. Abbildungen ohne Quellenangabe sind von den Autoren.

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung der DGMK unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

The work including all its parts is protected by copyright. Any use outside the narrow limits of the German Copyright Law without the consent of the DGMK is prohibited and punishable by law. This applies in particular to reproduction, translation, microfilming and storage and processing in electronic systems.

Umschlaggestaltung: DIE NEUDENKER®, Darmstadt | DGMK e.V., Hamburg

Titelfotografie: fuyu lui/shutterstock

ISSN 0937-9762

ISBN 978-3-947716-29-6

<https://www.dgmk.de>



DGMK-Forschungsbericht 815

Herstellung treibhausgasreduzierter bzw. treibhausgasneutraler gasförmiger und flüssiger Energieträger und Brennstoffe

Kurzfassung

Die Nutzung von Kraft- und Brennstoffen, die mit der existierenden Infrastruktur und Technik kompatibel sind und gleichzeitig einen geringen bzw. im Optimalfall keinen Treibhausgas-Fußabdruck besitzen, stellt eine wichtige und möglicherweise unverzichtbare Ergänzung zu einer Elektrifizierung der entsprechenden Bereiche auf dem Weg zu einer treibhausgas-neutralen Gesellschaft dar.

Im Rahmen des Projektes waren geeignete Herstellungsverfahren und Prozessketten, mögliche Rohstoffe und Produkte zu erfassen sowie hinsichtlich Potenzialen und gesellschaftlicher bzw. wirtschaftlicher Bedeutung anhand eines von der DGMK erarbeiteten Kriterienkataloges zu bewerten. Eventuelle Probleme sollten identifiziert und der ggf. bestehende Forschungsbedarf aufgezeigt werden.

Für die verschiedenen Prozessketten wurden maßgebliche Kenngrößen, z. B. Ausbeute, Energiebedarf, Effizienz, Flächenbedarf, Treibhausgasminderungspotenzial oder Kosten ermittelt, zunächst auf der Basis von Literaturangaben, später ergänzt oder ersetzt durch eigene Betrachtungen und Berechnungen. Dazu wurden modular aufgebaute Berechnungsmodelle entwickelt. Ziel war es dabei, den Detaillierungsgrad so fein wie nötig und so grob wie möglich zu wählen und somit eine für alle Prozessketten vergleichbare Vorgehens- und Betrachtungsweise zu ermöglichen.

Mit der vorliegenden Studie werden die Arbeiten des DGMK-Forschungsausschusses Treibhausgasreduzierung wissenschaftlich begleitet und unterstützt.

Berichtsumfang:	112 Seiten, 72 Abbildungen, 38 Tabellen
Laufzeit:	15.12.2017 - 14.12.2020
Projektbearbeiter:	Dipl.-Ing. Andrej Awgustow, Dr.-Ing. Thomas Kuchling, Prof. Dr. rer.nat. habil. Sven Kureti, TU Bergakademie Freiberg Institut für Energieverfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen
Projektbegleitung:	Dr. Jens Baumgarten, Esso Deutschland GmbH, Hamburg Dr. Moritz Bellingen, IWO Institut für Wärme und Mobilität e.V., Hamburg Prof. Dr. Christian Küchen, MWV e.V., Berlin Jens Müller-Belau, Deutsche Shell Holding GmbH, Hamburg Angela Spieckermann, BP Europe SE, Bochum Ferdinand Steffen, RWE Generation SE / RWE Power AG, Essen Dr. Uwe Mayer, TOTAL Deutschland GmbH, Berlin Dr. Uta Weiß, GMA mbH, Hamburg
Projektkoordination:	Dr. Gesa Netzeband, DGMK e.V., Hamburg
DGMK-Fachausschuss:	Treibhausgasreduzierung
Veröffentlichung:	Hamburg, Juli 2021



DGMK-Research Report 815

Production of Greenhouse Gas-Reduced or Greenhouse Gas-Neutral Gaseous and Liquid Fuels

Abstract

The use of fuels that are compatible with the existing infrastructure and technology and at the same time have a low or, optimally, no greenhouse gas footprint is an important and arguably indispensable complement to the electrification of the relevant sectors on the path to a greenhouse gas-neutral society.

Within the framework of the project, suitable manufacturing processes and process chains, possible raw materials and products were to be identified and evaluated in terms of potential and social/economic significance using a catalogue of criteria compiled by the DGMK. Possible problems were to be identified and any existing need for research pointed out.

For the different process chains, key parameters such as yield, energy demand, efficiency, land use, greenhouse gas reduction potential or costs were determined, initially on the basis of literature data, later supplemented or replaced by own considerations and calculations. Modular calculation models were developed for this purpose. The aim was to choose the level of detail as fine as necessary and as coarse as possible and thus to enable a comparable procedure and approach for all process chains.

The present study scientifically accompanies and supports the work of the DGMK Research Committee on Greenhouse Gas Reduction.

Length of the report:	112 pages, 72 figures, 38 tables
Duration:	15.12.2017 - 14.12.2020
Research Scientists:	Dipl.-Ing. Andrej Awgustow, Dr.-Ing. Thomas Kuchling, Prof. Dr. rer.nat. habil. Sven Kureti, TU Bergakademie Freiberg Institut für Energieverfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen
Project Advisors:	Dr. Jens Baumgarten, Esso Deutschland GmbH, Hamburg Dr. Moritz Bellingen, IWO Institut für Wärme und Mobilität e.V., Hamburg Prof. Dr. Christian Küchen, MWV e.V., Berlin Jens Müller-Belau, Deutsche Shell Holding GmbH, Hamburg Angela Spieckermann, BP Europe SE, Bochum Ferdinand Steffen, RWE Generation SE / RWE Power AG, Essen Dr. Uwe Mayer, TOTAL Deutschland GmbH, Berlin Dr. Uta Weiß, GMA mbH, Hamburg
Project Coordination:	Dr. Gesa Netzeband, DGMK e.V., Hamburg
DGMK-Technical Committee:	Greenhouse Gas Reduction
Published:	Hamburg, Juli 2021

Inhalt

Zusammenfassung	1
Summary	3
1. Einführung	5
1.1. Aufgabenstellung und Vorgehensweise.....	5
1.2. Umweltpolitische Ziele und politischer Rahmen.....	6
1.3. Situation im Transportbereich.....	8
1.3.1. THG-Emissionen im Verkehr.....	8
1.3.2. Verkehrsentwicklung.....	10
1.4. Bedarf an fortschrittlichen Kraft- und Brennstoffen.....	12
1.4.1. Zukünftiger Kraftstoffbedarf - Ergebnisse verschiedener Studien.....	12
1.4.2. Modellierung des Energie- und Kraftstoffbedarfs.....	13
1.4.3. Markteinführung.....	18
1.5. Zwischenfazit.....	19
2. Rohstoffe	20
2.1. Rohstoffquellen - Übersicht.....	20
2.2. Biomassen.....	20
2.3. Kohlendioxid.....	27
2.4. Elektroenergie.....	30
2.5. Wasserstoff.....	34
2.6. Zwischenfazit.....	35
3. Möglichkeiten zur Herstellung THG-reduzierter Kraft- und Brennstoffe	37
3.1. Übersicht.....	37
3.2. Konventionelle Biokraftstoffe.....	38
3.2.1. 1G-Ethanol.....	38
3.2.2. Biodiesel (FAME, UCOME).....	40
3.2.3. Hydrierte Pflanzenöle (HVO).....	41
3.2.4. Farnesan.....	43
3.2.5. Jet-Fuel aus Alkoholen.....	44
3.3. Fortschrittliche Biokraftstoffe (ohne BtL).....	46
3.3.1. 2G-Ethanol.....	46
3.3.2. Bioöle.....	47
3.4. Synthetische Kraftstoffe.....	48
3.4.1. Übersicht.....	48
3.4.2. Synthesegaserzeugung.....	49
3.4.3. Kraftstoffsynthesen.....	56
3.5. Zwischenfazit.....	65

4. Produkte	66
4.1. Übersicht Produkte	66
4.2. Eigenschaften und Drop-In-Fähigkeit	67
4.2.1. Ottokraftstoff	67
4.2.2. Diesellokraftstoff	69
4.2.3. Jet-Fuel	71
4.2.4. Heizöl extraleicht (HEL) und Gas	72
4.3. Zwischenfazit	74
5. Integrierbarkeit in bestehende Prozesse bzw. Anlagen	75
5.1. Einbindung TGH-reduzierter Stoffe in Raffinerien	75
5.1.1. Nutzung von grünem und ggf. blauem Wasserstoff	76
5.1.2. Hydrierung bzw. Mithydrierung von rezenten Ölen	77
5.1.3. Substitution von fossilem Rohöl (Co-Feeding)	78
5.1.4. Mitverarbeitung von Pyrolyseprodukten beim Cracken hochsiedender Einsatzstoffe bzw. von Rückständen	79
5.1.5. Nutzung von Synergien	80
5.1.6. Blending	80
5.2. Zwischenfazit	81
6. Prozessmodellierung und Kostenabschätzung	82
6.1. Methodik und Rahmenbedingungen	82
6.2. Kostenberechnung	83
6.2.1. Grundannahmen und Methodik	83
6.2.2. Kapitalkosten	83
6.2.3. Betriebskosten	84
6.2.4. Definition von Szenarien für verschiedene Produktionsstandorte	85
6.2.5. Transportkosten	87
6.3. Übersicht zu den modellierten Prozessketten - Modularer Aufbau	88
7. Ergebnisse der Modellierung	93
7.1. Produktkosten für synthetischen Produkte – Fischer-Tropsch-Synthese	93
7.1.1. BtL – Biomassevergasung	93
7.1.2. PtL – Elektrolyse, CO ₂ aus Punktquelle	96
7.1.3. PtL – Elektrolyse, CO ₂ aus Luft	98
7.1.4. Vergleich mit Cellulose-Ethanol	98
7.2. Vergleichende Betrachtung für Standardrahmenbedingungen	100
7.2.1. Ausbeute	100
7.2.2. Produktkosten	100
7.3. Herstellungskosten an unterschiedlichen Standorten	102
7.4. Zwischenfazit Kosten	104
7.5. THG-Fußabdruck	105
7.6. Zwischenfazit THG-Reduktion	106

8. Schlussfolgerung und Bewertung	107
8.1. Zusammenfassende Bewertung	107
8.2. Forschungsbedarf.....	109
9. Zusammenfassung	112
Abkürzungsverzeichnis	113
Literatur	115
Anlagen	131

Zusammenfassung

Die Nutzung von Kraft- und Brennstoffen, die mit der existierenden Infrastruktur und Technik kompatibel sind und gleichzeitig einen geringen bzw. im Optimalfall keinen Treibhausgas-Fußabdruck besitzen, stellt eine wichtige und möglicherweise unverzichtbare Ergänzung zu einer Elektrifizierung der entsprechenden Bereiche auf dem Weg zu einer treibhausgas-neutralen Gesellschaft dar.

Die DGMK als eine wissenschaftliche Gesellschaft initiiert und koordiniert einschlägige Forschungsvorhaben zur Herstellung und Anwendung alternativer Energieträger, mit denen die Emissionen an Treibhausgasen (THG) in den Handlungsfeldern Verkehr und Gebäude signifikant reduziert werden können. Zur Unterstützung und wissenschaftlichen Begleitung dieser Arbeiten wurde die TU Bergakademie Freiberg mit der Anfertigung einer Studie beauftragt. Es waren geeignete Verfahren und Prozessketten, mögliche Rohstoffe und Produkte zu erfassen sowie hinsichtlich Potenzialen und gesellschaftlicher/wirtschaftlicher Bedeutung zu bewerten. Die Studie soll eventuelle Probleme identifizieren und den bestehenden Forschungsbedarf aufzeigen.

Für die verschiedenen Prozessketten wurden maßgebliche Kenngrößen, z. B. Ausbeute, Energiebedarf, Effizienz, Flächenbedarf, THG-Minderungspotenzial oder Kosten ermittelt, zunächst auf der Basis von Literaturangaben, später ergänzt oder ersetzt durch eigene Betrachtungen und Berechnungen. Dazu wurden modular aufgebaute Berechnungsmodelle entwickelt. Ziel war es dabei, den Detaillierungsgrad so fein wie nötig und so grob wie möglich zu wählen und somit eine für alle Prozessketten vergleichbare Vorgehens- und Betrachtungsweise zu ermöglichen. Die Studie bzw. die erarbeiteten Modelle gestatten ganzheitliche Systembetrachtungen. Für verschiedene denkbare Szenarien und Standorte wurden Modellrechnungen insbesondere zur Kostenermittlung einschließlich Sensitivitätsanalyse für wichtige Einflussgrößen durchgeführt. Dabei wurden auch die differierenden Transportaufwendungen ermittelt und berücksichtigt.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass selbst bei einer sehr ambitionierten Elektrifizierung des Verkehrs erhebliche Mengen an fortschrittlichen Kraftstoffen benötigt werden, damit 2030 die Klimaziele im Transport erreicht werden können, ohne dass ein größerer Verzicht an Mobilität in Kauf genommen werden muss. Für die vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur für 2030 prognostizierte Verkehrsnachfrage und unter Berücksichtigung von 10 Mio. Elektrofahrzeugen (PKW) á 12.000 km/a, einer stark verbesserten Antriebs-effizienz sowie von Verkehrsverlagerung von der Straße auf die Schiene ergibt sich ein Jahresbedarf von ca. 7,5 Mio. Tonnen.

Auf Basis von Lignocellulose bzw. von Kohlendioxid und Strom aus erneuerbaren Quellen sind hochwertige Kraft- und Brennstoffsubstitute herstellbar. Ihre anwendungstechnischen Eigenschaften können durch die Prozessbedingungen beeinflusst werden und übertreffen teilweise die Qualität der entsprechenden konventionellen Produkte. Die Herstellungsverfahren sind prinzipiell bekannt und - zumindest in Teilen - bereits technisch im industriellen oder Demonstrationsmaßstab erprobt. Als Haupthinderungsgründe für eine großtechnische Anwendung stellen sich das Fehlen tragfähiger Geschäftsmodelle und wohl auch eine fehlende politische Akzeptanz und Unterstützung heraus. Die für die verschiedenen Prozessketten und Produkte ermittelten Herstellungskosten ordnen sich gut in die aus der Literatur bekannten Spannbreiten

ein. Die Sensitivitätsanalyse hat gezeigt, dass für sogenannte E-Fuels¹ die Kosten vor allem durch die Strom- bzw. CO₂-Kosten bestimmt werden. Bei biomassebasierten Produkten ist die wichtigste Einflussgröße die Anlagengröße.

Es wurden drei denkbare Produktionsstandorte mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen betrachtet. Für Deutschland, mit vergleichsweise hohen Stromkosten, sind biomassebasierte Energieträger wirtschaftlicher herstellbar als E-Fuels. Neben Insellösungen zur Herstellung von Power-to-Liquid-Produkten, die eine Technologieentwicklung unterstützen können, ist allenfalls die Erzeugung von Elektrolyse-H₂ für Hydrierprozesse oder Brennstoffzellenantriebe aus heutiger Sicht eine sinnvolle Option. Als günstigste Möglichkeit zeigte sich die Herstellung von Bioethanol der 2. Generation aus Lignocellulose. Norwegen bietet aufgrund der stetig und preisgünstig zur Verfügung stehenden Wasserkraft sehr gute Verhältnisse für die Herstellung strombasierter Produkte. Voraussetzung ist allerdings die Rückgewinnung von Kohlendioxid aus industriellen Punktquellen. In den Ländern Nordafrikas bzw. in Nahost wird der Vorteil niedriger Stromkosten durch hohe Transportkosten insbesondere für Wasserstoff kompensiert. Die Abtrennung von Kohlendioxid aus der Atmosphäre ist sehr aufwendig. Auch hier stellt die Nutzung von CO₂-Punktquellen eine wirtschaftliche Alternative dar.

Die Untersuchungen haben auch gezeigt, dass alle betrachteten fortschrittlichen Kraftstoffe im Vergleich zur fossilen Referenz ein erhebliches THG-Reduzierungspotenzial aufweisen (>70 bis 95 %), selbst wenn die THG-Intensität des eingesetzten e-Stroms² mit einbezogen wird. Im Quervergleich hängt der THG-Fußabdruck von der Ausbeute an Zielprodukt sowie von der THG-Intensität der Rohstoffe ab. Dabei besitzen strombasierte Produkte eine etwas höhere THG-Intensivität als biomassebasierte Produkte. Mit Ausnahme von Wasserstoff spielt der Transport nur eine geringe Rolle.

Mit dem Abschlussbericht wurde ein allgemein nutzbares Berechnungs-Tool (Excel-Sheet) übergeben, mit dem für die betrachteten Prozessketten die Bereitstellungskosten unter Vorgabe variierbarer Rahmenbedingungen ermittelt werden können.

¹ E-Fuels: Synthetische Kraft- und Brennstoffe auf Basis von Elektrolyse-H₂ und CO₂

² e-Strom: Strom aus erneuerbaren Energien

Summary

The use of fuels that are compatible with the existing infrastructure and technology and at the same time have a low or, optimally, no greenhouse gas footprint represents an important and arguably indispensable complement to the electrification of the relevant sectors on the path to a greenhouse gas-neutral society.

As a scientific society, DGMK initiates and coordinates relevant research projects on the production and application of alternative energy sources that can significantly reduce the emissions of greenhouse gases (GHG) in the fields of transport and buildings. The TU Bergakademie Freiberg was commissioned with the preparation of a study to support and scientifically accompany this work. Suitable processes and process chains, possible raw materials and products were to be identified and evaluated in terms of potential and social/economic significance. The study should identify possible problems and show the existing need for research.

For the different process chains, key parameters such as yield, energy demand, efficiency, land use, GHG reduction potential or costs were determined, initially on the basis of literature data, later supplemented or replaced by own considerations and calculations. Modular calculation models were developed for this purpose. The aim was to choose the level of detail as fine as necessary and as coarse as possible and thus to enable a comparable procedure and approach for all process chains. The study and the models developed enable holistic system considerations. Model calculations were carried out for various conceivable scenarios and locations, in particular to determine costs, including sensitivity analysis for important parameters. The different transport costs were also determined and taken into account.

The studies have shown that even with a very ambitious electrification of transport, considerable amounts of advanced fuels will be needed to achieve the climate targets for transport in 2030 without requiring a major loss of mobility. For the transport demand forecast by the German Federal Ministry of Transport and Digital Infrastructure for 2030 and taking into account 10 million electric vehicles (passenger cars) á 12,000 km/a, a strongly improved propulsion efficiency as well as a modal shift from road to rail, this results in an annual demand of approx. 7.5 million tons.

High-quality power and fuel substitutes can be produced on the basis of Lignocellulose or carbon dioxide and electricity from renewable sources. Their application properties can be influenced by the process conditions and in some cases exceed the quality of the corresponding conventional products. The manufacturing processes are known in principle and – at least in parts – already technically tested on an industrial or demonstration scale. The main obstacles to large-scale application are the lack of viable business models and probably also a lack of political acceptance and support. The manufacturing costs determined for the various process chains and products fit well into the ranges known from the literature. The sensitivity analysis showed that for so-called e-fuels³ the costs are mainly determined by the electricity or CO₂ costs. For biomass-based products, the most important influencing variable is the plant size.

³ e-fuels: synthetic Fuels based on electrolysis-H₂ and CO₂

Three conceivable production locations with different framework conditions were considered. For Germany, with its comparatively high electricity costs, biomass-based energy sources can be produced more economically than e-fuels. Apart from isolated solutions for the production of power-to-liquid products, which can support a technology development, the production of electrolysis-H₂ for hydrogenation processes or fuel cell drives is at best a reasonable option. The production of 2nd generation bioethanol from Lignocellulose was shown to be the most favorable option. Norway offers very good conditions for the production of electricity-based products due to the constant and inexpensive availability of hydropower. A prerequisite, however, is the capture of carbon dioxide from industrial point sources. In the countries of North Africa or the Middle East, the advantage of low electricity costs is offset by high transportation costs, especially for hydrogen. The separation of carbon dioxide from the atmosphere is very costly. Here, too, the use of CO₂ point sources represents an economical alternative.

The studies also showed that all advanced fuels considered have significant GHG reduction potential compared to the fossil reference (>70 to 95%), even when GHG intensity of the renewable electricity used is included. In the cross comparison, GHG footprint depends on the yield of target product as well as GHG intensity of feedstocks, with electricity-based products having slightly higher GHG intensity than biomass-based products. With the exception of hydrogen, transport plays only a minor role.

With the final report a calculation tool (Excel sheet) was provided, which can be used to determine the supply costs for the considered process chains with adjustable framework parameters.

1. Einführung

1.1. Aufgabenstellung und Vorgehensweise

Mit dem Klimaschutzabkommen von Paris im Jahr 2015 hat sich die Weltstaatengemeinschaft mit großer Mehrheit dazu verpflichtet, die durch die Menschheit verursachte globale Temperaturerhöhung auf unter 2, möglichst auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen [1]. Dazu bedarf es einer drastischen Reduzierung der Emissionen an sogenannten Treibhausgasen (THG) wie bspw. Kohlendioxid, Methan oder Distickstoffmonoxid (Lachgas). Es besteht das Ziel, in der 2. Hälfte dieses Jahrhunderts weitestgehend Treibhausgasneutralität zu erreichen [1], [2].

Vor diesem Hintergrund hat die DGMK einen Forschungsausschuss Treibhausgasreduzierung ins Leben gerufen. Wichtige Ziele bestehen darin, die entsprechenden politischen, wirtschaftlichen sowie wissenschaftlich-technischen Entwicklungen zu verfolgen und mitzugestalten. Die DGMK als eine wissenschaftliche Gesellschaft initiiert und koordiniert zahlreiche Forschungsvorhaben zur Reduzierung des sogenannten „THG-Fußabdrucks“ von Kraft- und Brennstoffen. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, neue aber auch bereits laufende Projekte hinsichtlich verschiedener Kriterien zu bewerten. Zur Unterstützung und wissenschaftlichen Begleitung der Arbeiten des Forschungsausschusses wurde die TU Bergakademie Freiberg durch die DGMK mit der Anfertigung einer Studie beauftragt. Es sollen geeignete Verfahren und Prozessketten, mögliche Rohstoffe und Produkte erfasst und hinsichtlich Potenzial und gesellschaftlicher/wirtschaftlicher Bedeutung bewertet werden. Die Studie soll eventuelle Probleme identifizieren und den ggf. bestehenden Forschungsbedarf aufzeigen.

Die Grundlage für die Arbeiten bildete die von der TU Bergakademie Freiberg im ersten Halbjahr 2017 erarbeitete Kurzstudie „Herstellung THG-reduzierter flüssiger Kraft- und Brennstoffe“ (Auftraggeber: Institut für Wärme- und Oeltechnik IWO e.V.) [3], die fortgeschrieben und erweitert werden sollte. Dabei waren bisher nicht berücksichtigte Fragestellungen des Kriterienkatalogs (z. B. Chancen und Risiken, Nutzungskonkurrenzen, Akzeptanz, Integrierbarkeit in bestehende Prozesse bzw. Anlagen) ebenso in die Betrachtungen einzubeziehen wie weitere Prozessketten zur Herstellung auch gasförmiger Produkte (Wasserstoff oder Methan).

Für die verschiedenen Prozessketten wurden maßgebliche Kenngrößen, z. B. Ausbeute, Energiebedarf, Effizienz, Flächenbedarf, Treibhausgasminderungspotenzial oder Kosten ermittelt, zunächst auf der Basis von Literaturangaben, später ergänzt oder ersetzt durch eigene Betrachtungen und Berechnungen. Es wurden modular aufgebaute Berechnungsmodelle entwickelt. Ziel war es dabei, den Detaillierungsgrad so fein wie nötig und so grob wie möglich zu wählen und somit eine für alle Prozessketten vergleichbare Vorgehens- und Betrachtungsweise zu ermöglichen.

In der Endfassung gestatten die Studie bzw. die erarbeiteten Modelle ganzheitliche Systembetrachtungen. Für verschiedene denkbare Szenarien und Standorte wurden Modellrechnungen insbesondere zur Kostenermittlung einschließlich Sensitivitätsanalyse für wichtige Einflussgrößen durchgeführt.

1.2. Umweltpolitische Ziele und politischer Rahmen

Als nationalen Beitrag zur Begrenzung der Erderwärmung sieht der Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung für die zweite Hälfte dieses Jahrhunderts eine weitgehende Treibhausgasneutralität in allen Bereichen der Gesellschaft vor [2]. Gleichzeitig wurden für die Erreichung dieses Ziels sektorspezifische Meilensteine zur Minderung der Emissionen an Treibhausgasen (THG) für 2030 definiert (Tabelle 1).

Tabelle 1 THG-Minderungsziele für 2030 gegenüber dem Basisjahr 1990 (D) [2]

Bereich	Minderung gegenüber 1990
Energiewirtschaft	62 bis 61 %
Gebäude	67 bis 66 %
Verkehr	42 bis 40 %
Industrie	51 bis 49 %
Landwirtschaft	34 bis 31 %
Gesamt	56 bis 55 %

Das Klimaschutzprogramm 2030 fasst eine Reihe von Maßnahmen zur Umsetzung des Klimaschutzplanes und Erreichung der Ziele zusammen [4]. Ein wichtiger Bestandteil ist die Einführung einer CO₂-Bepreisung in den bisher nicht vom europäischen Emissionshandelsystem erfassten Sektoren (Non-ETS-Bereich). Dazu zählen neben Teilen der Industrie und der Landwirtschaft vor allem die Bereiche Verkehr und Gebäude. Des Weiteren werden Handlungsfelder definiert, mit denen eine signifikante Reduzierung der THG-Emissionen erreicht werden kann. Im Verkehrsbereich gehören dazu:

- Verlagerung auf klimafreundliche Alternativen (Schienenverkehr, Binnenschifffahrt, Radverkehr),
- Einsatz [alternativer Kraftstoffe](#) (strombasierte Kraftstoffe, fortschrittliche Biokraftstoffe),
- Wechsel auf andere Antriebssysteme und
- digitale Vernetzung.

Der Bereich Gebäude umfasst Gebäudeheizung und -kühlung sowie Warmwasserbereitung (Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleitungen, Gebäude der öffentlichen Hand). Als wichtige Maßnahmen zur Reduzierung der Emissionen werden die Steigerung der Energieeffizienz (u. a. energetische Gebäudesanierung, Austausch von Heizungsanlagen) sowie der Ausbau des [Einsatzes erneuerbarer Energien](#) genannt.

Mit dem am 18.12.2019 in Kraft getretenen Bundes-Klimaschutzgesetz soll die Erfüllung der nationalen Klimaziele gewährleistet werden. Für den Zeitraum 2020 bis zunächst 2030 wurden zulässige Jahresemissionsmengen in den in Tabelle 1 genannten Bereichen festgelegt (s. Anlage 1). Die Verantwortung für die Einhaltung obliegt den zuständigen Bundesministerien. Diese müssen ggf. mit geeigneten Sofortprogrammen sicherstellen, dass die Emissionsgrenzen nicht überschritten werden.

Daneben existieren eine Reihe von Richtlinien, Gesetzen und Verordnungen, die dazu beitragen sollen, dass die europäischen und nationalen Klimaschutzziele erfüllt werden können. Dazu gehört unter anderem die Erneuerbare Energien Richtlinie der EU (bzw. deren Umsetzung in Nationales Recht im BImSchG sowie der 37. BImSchV). Dort sind

Mindestanteile an erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch, Quoten für alternative Kraftstoffe und Energieträger aber auch spezifische THG-Minderungsziele festgelegt. Die wichtigsten umweltpolitischen bzw. gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Reduzierung des Energieverbrauchs bzw. der THG-Emissionen im Transportbereich sind in Tabelle 2 zusammengestellt.

Tabelle 2 **Umweltpolitische bzw. gesetzliche Rahmenbedingungen⁴**

Parameter	2020	2030	Quelle
Minderung der THG-Emissionen (Bezugsjahr 1990) <ul style="list-style-type: none"> • gesamt • im Verkehr 	40 %	55 % → 65 % 40 % → 48 %	Klimaschutzplan Entwurf: Änderung Klimaschutzgesetz 5/2021
THG-Minderung Straßenverkehr (Referenzwert 94,1 kg CO ₂ -eq/GJ)	> 6 %	> 25 %	BImSchG 2015 Entwurf: Gesetz zur Weiterentwicklung der THG-Minderungsquote 2021
Anteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch (gesamt)	> 20 %	> 32 %	Erneuerbare Energien Richtlinie RED I 2009/2015 bzw. RED II 2018 38. BImSchV 2021
Anteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch im Verkehr (Straße + Schiene)	> 10 %	> 14 %	
davon <ul style="list-style-type: none"> • konventionelle Biomasse (Nahrungs- und Futterpflanzen) 	max. 7 % (EU) < 6,5 % (D) ¹⁾	< 4,4 % (D) ¹⁾	
<ul style="list-style-type: none"> • fortschrittliche Biomasse (Anrechnungsfaktor 2²⁾) 	> 0,5 %	> 2,6 %	
<ul style="list-style-type: none"> • Kraftstoffe aus Altspeiseölen und tierischen Fetten 		< 1,9 %	
Biodiesel in DK Paraffinische Kraftstoffe in DK	< 7 % (v/v) < ≈26 % (v/v)		Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD 2015)
Sauerstoffgehalt in OK	< 2,7 % (m/m) < 3,7 % (m/m) (E10)		Kraftstoffnormung (DIN EN 590 und 228)
Flottengrenzwert (CO ₂ -Ausstoß)	95 g/km (NEFZ-Basis)	37,5 % weniger als 2020 (WLTP-Basis)	EU-Beschluss 443/2009 EU-Beschluss 12/2018

¹⁾ nationale Festlegung ²⁾ für den über den Mindestanteil hinausgehenden Anteil

⁴ Änderungen der THG-Minderungsquote von 22 auf 25 % und Anhebung der THG-Minderungsziele gemäß Klimaschutzgesetz auf 65 % (gesamt) bzw. 48 % (Verkehr) erst nach Redaktionsschluss

Das übergeordnete Ziel der Energiewende ist die Reduzierung der THG-Emissionen. Mit dem Bezug auf Referenzwerte von 1990 handelt es sich bei den im Klimaschutzplan für das Jahr 2030 genannten Werten von 55 % (gesamt) bzw. 40-42 % (Sektorziel Verkehr) um absolute Werte⁵. Dagegen sind die in der Erneuerbaren Energien Richtlinie der EU festgeschriebenen Mindestanteile an Erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch (brutto) relative Forderungen. Ähnliches gilt auch auf der Fahrzeugseite für die auf die Fahrleistung bezogenen sogenannten Flottengrenzwerte (nach Zulassungszahlen gewichtete Mittelwerte der Normemissionen von Neufahrzeugen). Diese Größen dienen der Steuerung; ihre Einhaltung garantiert jedoch nicht die Erfüllung der THG-Minderungsziele.

Zu den fortschrittlichen Kraftstoffen, gehören auch strombasierte synthetische Kraftstoffe. Nach Regelungen der 37. BImSchV werden diese jedoch nur als regenerativ anerkannt, wenn sie entweder in vom Stromnetz abgekoppelten Anlagen erzeugt werden, oder ausschließlich mit ansonsten abgeregeltem Überschussstrom erneuerbarer Energieanlagen betrieben werden.

Bei einer Änderung der Erneuerbare Energie Richtlinie im Jahre 2015 wurden mögliche indirekte Landnutzungsänderungen, die theoretisch zu starken THG-Emissionen trotz Nutzung nachhaltig angebauter Biokraftstoffe führen könnten, in den Fokus gerückt. Einzelne Mitgliedsstaaten können seitdem Obergrenzen für konventionelle landwirtschaftlich erzeugte Biokraftstoffe festlegen. Zudem sollen Biokraftstoffe die keine Flächennutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion besitzen, wie Kraftstoffe aus Reststoffen oder Algen, sowie elektrisch betriebene Fahrzeuge besonders gefördert werden.

Weitere Vorgaben beziehen sich auf den Mindestanteil an sogenannten fortschrittlichen Biokraftstoffen aus Non-Food-Biomassen sowie die Obergrenzen für Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futterpflanzen bzw. Altölen (gebrauchte Speiseöle und tierische Fette). Zudem müssen neben verschiedenen Anrechnungsfaktoren selbstverständlich auch die Kraftstoffqualitätsrichtlinie sowie die Normen für Kraftstoffe berücksichtigt werden.

1.3. Situation im Transportbereich

1.3.1. THG-Emissionen im Verkehr

Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der THG-Emissionen für ausgewählte Sektoren seit 1990 in Deutschland. Der Transportbereich verursacht etwa ein Fünftel der energiebedingten Emissionen in Deutschland. Doch während in den Bereichen Energiewirtschaft (-30 %) und Gebäude (-40 %) bereits erhebliche Verringerungen zu verzeichnen sind, verharren die verkehrsbedingten THG-Emissionen nahezu unverändert bei 163 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent (Abbildung 1). Daher steht insbesondere der Verkehr im Fokus der politischen und öffentlichen Diskussionen.

⁵ Bei der Berechnung der sektorspezifischen Emissionen werden nur die direkt durch die Verbrennung fossiler Kraftstoffe erzeugten Treibhausgase berücksichtigt. Die weiteren THG-Emissionen, die während der Gewinnung und Verarbeitung fossiler Kraftstoffe, der Stromerzeugung für Elektrofahrzeuge und des Biomasseanbaus und der Verarbeitung zu Biokraftstoffen anfallen, werden anderen Sektoren zugeordnet.

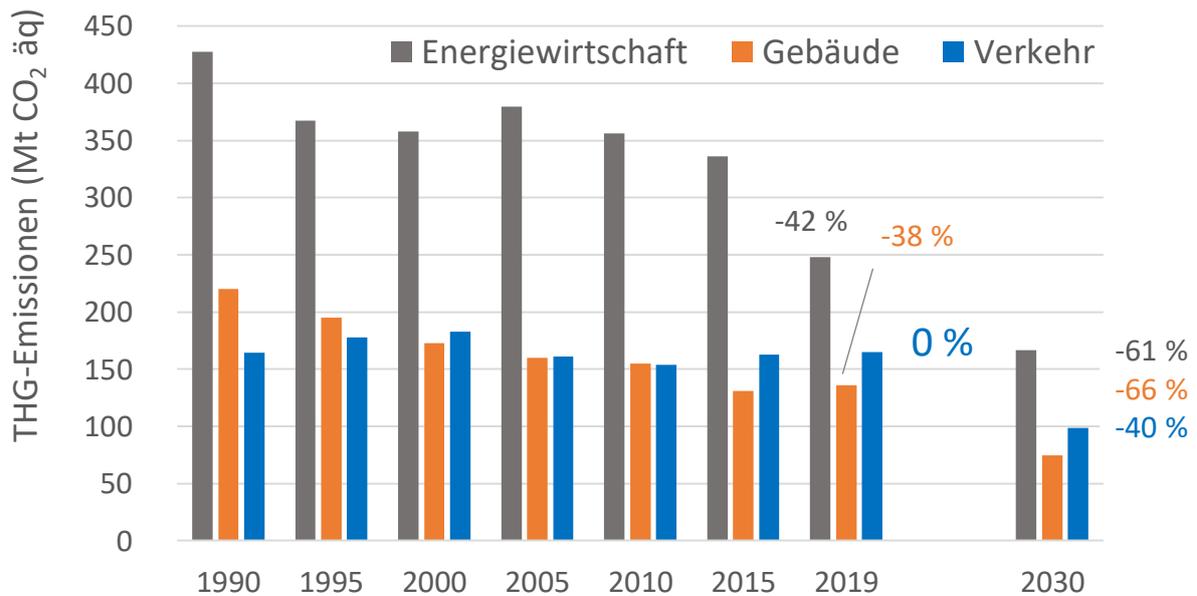


Abbildung 1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland [2], [5]

Die absoluten verkehrsbedingten THG-Emissionen hängen neben der THG-Intensität der eingesetzten Energieträger auch entscheidend vom Energiebedarf im Transportsektor ab. Dieser bestimmt sich aus den notwendigen Transportleistungen und der Energieeffizienz beim Transport. In Deutschland waren die Trends gegenläufig. Der spezifische Kraftstoffverbrauch der Pkw-Flotte ist seit 1990 um fast 20 % von 9,1 l/100 km auf 7,4 l/100 km gesunken [6]. Dies wird allerdings durch eine starke Zunahme des Verkehrsaufkommens (Personen- bzw. Tonnen-Kilometer) kompensiert (Personentransport: +37 %, Gütertransport: +75 %) [6], so dass sich der Endenergiebedarf und damit auch die THG-Emissionen im Transportsektor seit 1990 kaum verändert haben.

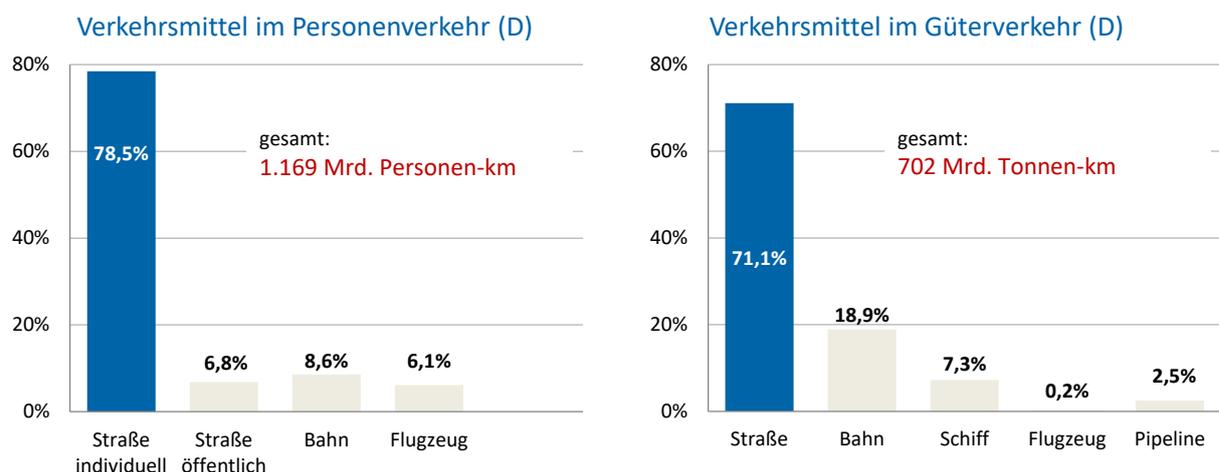


Abbildung 2 Transportbedarf und Verkehrsmittel in Deutschland (2017) [6]

Wie Abbildung 2 verdeutlicht, wird gegenwärtig der übergroße Anteil des Verkehrs in Deutschland auf der Straße abgewickelt, wobei insbesondere der Individualverkehr einen erheblichen Anteil an der Transportleistung und damit verbunden an den CO₂-Emissionen hat. Der Anteil des Güterverkehrs am verkehrsbedingten Endenergieverbrauch beträgt etwa 30 % [6].

1.3.2. Verkehrsentwicklung

Der Transportbedarf ist seit 1990 stetig und stark angewachsen, im Personenverkehr um fast 35 % und im Güterverkehr sogar um ca. 75 %. Nach den meisten vorliegenden Prognosen wird sich dieser Trend in Deutschland und den anderen EU-Mitgliedsstaaten auch in Zukunft fortsetzen. Ungeachtet der coronabedingten Abnahme des Transportaufkommens in 2020 werden insbesondere für den Gütertransport relativ starke Steigerungen prognostiziert [6], [7].

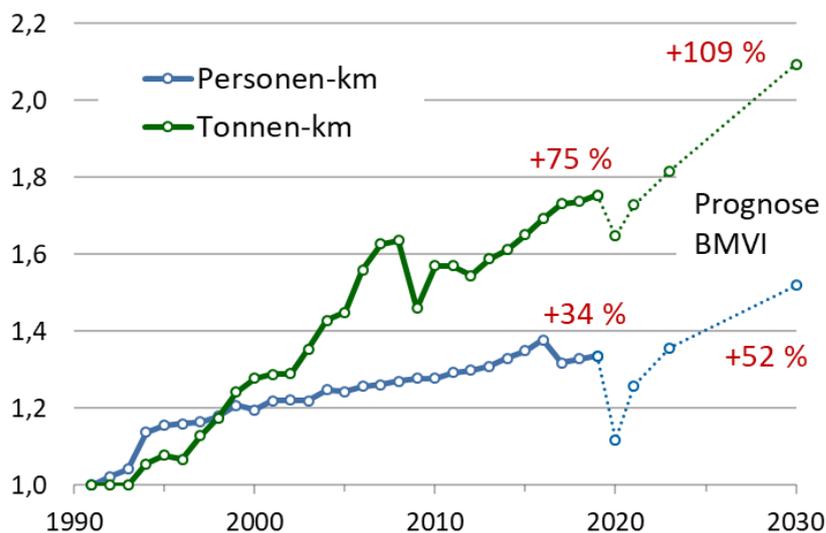


Abbildung 3 Entwicklung des Verkehrs (relativ) in Deutschland und Prognose nach [6]

In einer von der Forschungsvereinigung für Verbrennungsmaschinen (FVV) in Auftrag gegebenen Studie „Renewables in Transport 2050“ [8] wird zwischen

- einem Szenario mit hohem Mobilitätsbedarf, in dem sowohl Personen- als auch Güterverkehr hohe Zuwächse aufweisen sowie
- einem Szenario mit niedrigem Mobilitätsbedarf, bei dem in Deutschland einer Zunahme des Güterverkehrs eine Abnahme des Personenverkehrs gegenübersteht Tabelle 3 unterschieden.

Tabelle 3 Veränderungen des Mobilitätsbedarfs in Deutschland bis 2050 (Basis 2010)

Veränderungen 2010 bis 2050		Deutschland	EU
Hoher Mobilitätsbedarf	Personenverkehr	+ 30 %	+ 50 %
	Güterverkehr	+ 60 %	+ 80 %
Niedriger Mobilitätsbedarf	Personenverkehr	- 25 %	+ 10 %
	Güterverkehr	+ 20 %	+ 50 %

Das Bundesministerium für Verkehr und Infrastruktur (BMVI) prognostiziert bis zum Jahr 2030, ausgehend von 2010, einen Anstieg für 10 % im Personenverkehr und 17 % im Güterverkehr auf der Straße [6]. Im Luftverkehr (national und international) wird ein Anstieg von 65 % im Personenverkehr und 92 % im Luftfrachtverkehr bis 2030 gegenüber 2010 erwartet [9].

Als mögliche Antriebssysteme für Straßenfahrzeuge kommen aus heutiger Sicht Verbrennungsmotoren und Elektromotoren in Betracht, die jeweils als alleinige Antriebsaggregate oder – bei Hybriden – gemeinsam agieren können. Als Energieträger können flüssige oder gasförmige (H₂, Methan, Flüssiggas) Kraftstoffe bzw. Elektroenergie eingesetzt werden. Derzeit wird der Einsatz von Verbrennungsmotoren und flüssigen Kraftstoffen dominiert.

Die Struktur des Fahrzeugbestands für das Jahr 2050 und damit auch der zukünftige Bedarf an den unterschiedlichen Energieträgern werden durch viele technische und politische Rahmenbedingungen bestimmt und können derzeit kaum zuverlässig vorhergesagt werden. Die BDI-Studie „Klimapfade für Deutschland“ setzt für ihre Klimaschutzszenarien voraus, dass 2050 nur noch batterieelektrisch angetriebene Fahrzeuge zugelassen werden.

Dagegen betrachten andere Studien mehrere Szenarien für die Entwicklung des Fahrzeugbestands. Beispielsweise wird in der von der FVV in Auftrag gegebenen Studie [8] ein ausgewogenes (FVV), ein elektrifiziertes (EMob), und ein Verbrennerszenario (PtL) betrachtet (s. Abbildung 4). Analoge Szenarien findet man auch in der dena Leitstudie [10].



Abbildung 4: Neuzulassungen nach Antriebsart 2020 und 2050 [8]

Übereinstimmend gehen auch diese Vorhersagen davon aus, dass im Jahr 2050 keine neuen Fahrzeuge zugelassen werden, die ausschließlich mit Verbrennungsmaschinen ausgestattet sind. Allerdings spielen in den untersuchten Konzepten Hybrid-Lösungen eine starke Rolle. Selbst das Elektromobilitätsszenario der FVV-Studie berücksichtigt für Hybrid- bzw. Range-Extender-Lösungen einen Marktanteil von knapp 20 %.

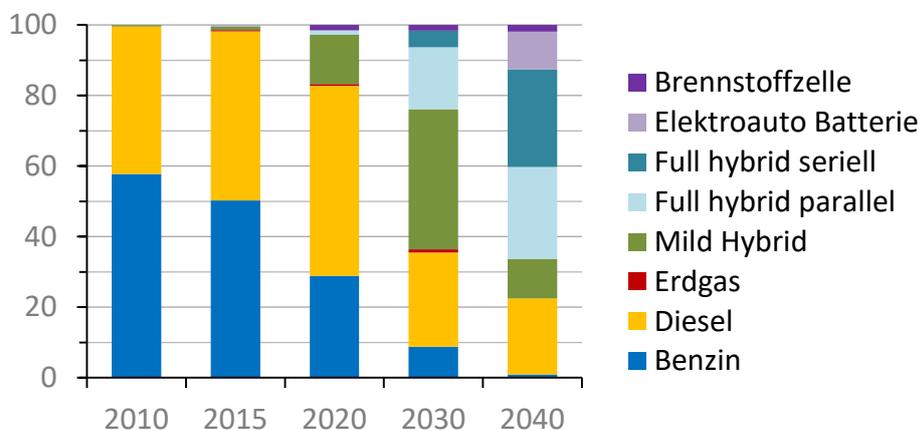


Abbildung 5 Entwicklung der PKW-Neuzulassungen nach Antriebsarten (D) [11]

Zu ähnlichen Ergebnissen gelangt die DLR in ihrer Studie aus dem Jahr 2013 [11], in der Hybridfahrzeugen für die zukünftige Motorisierung im PKW-Bereich ebenfalls eine dominierende Stellung vorhergesagt wird (Abbildung 5). Für die Versorgung sowohl der mit Verbrennungsmotoren ausgerüsteten Neuwagen als auch der Bestandsfahrzeuge mit Energie werden auch im Jahr 2050 kohlenwasserstoffbasierte Kraftstoffe benötigt. Dazu kommt der Bedarf für Bereiche, für die aus heutiger Sicht keine Alternativlösungen vorstellbar sind (Luftverkehr, Seeverkehr). Damit jedoch zukünftig die THG-Minderungsziele erreicht werden können, müssen allerdings die Kohlenstoffkreisläufe geschlossen werden und so die mit der Herstellung und Verwendung der Kraftstoffe verbundene Treibhausgas-Emissionen vermieden werden.

1.4. Bedarf an fortschrittlichen Kraft- und Brennstoffen

Voraussetzung für politische Entscheidungen sowie die Planung von Investitionen sind Kenntnisse zum zukünftigen Kraftstoff- und Energiebedarf für die Erreichung der energiepolitischen Ziele. Dieser ergibt sich aus dem zu erwartenden Verkehrsaufkommen sowie aus der Art der genutzten Transportmittel bzw. dem Grad der Elektrifizierung im Straßenverkehr. Außerhalb des Verkehrssektors können „THG-reduzierte“ Brennstoffe im Wärmesektor als Heizöl- bzw. Erdgassubstitut eingesetzt werden. Eine weitere wichtige Anwendung speziell für PtX-Produkte⁶ ist die chemische Speicherung von Elektroenergie und Rückverstromung bei einer sogenannten „Dunkelflaute“.

1.4.1. Zukünftiger Kraftstoffbedarf - Ergebnisse verschiedener Studien

Eine Reihe von Studien hat sich mit der Vorhersage des Kraftstoff- und Energiebedarfs beschäftigt und entsprechende Entwicklungen für unterschiedliche Szenarien prognostiziert [12], [10]. Es besteht Konsens darüber, dass auch zukünftig flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe unverzichtbar sind, allerdings unterscheiden sich die Mengenangaben für den Bedarf an THG-reduzierten Energieträgern teilweise stark (s. Abbildung 6).

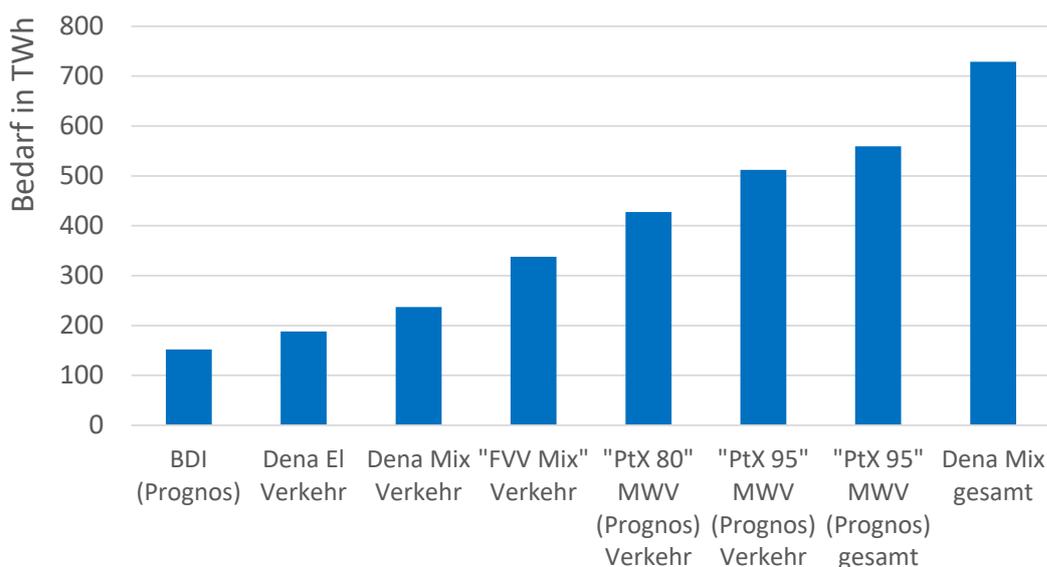


Abbildung 6 Bedarf an fortschrittlichen Kraft- und Brennstoffen im Jahr 2050 (D)

⁶ PtX: Power to „X“ - strombasierte synthetische gasförmige oder flüssige Energieträger

Die relativ große Spannweite resultiert aus den verschiedenen Grundannahmen und Herangehensweisen der Studien. So ist die vom MWV beauftragte Studie [12] eine Studie mit einem explorativen Szenario, in dem untersucht wird, wie mit Hilfe von PtX-Technologien die Klimaschutzziele realistisch erreicht werden können. Dabei wird jedoch nicht überprüft, ob es für die Zielerreichung ggf. günstigere Möglichkeiten gibt. Die von dem BDI initiierte Studie [13] untersucht hingegen normativ, wie mit den definierten Grundannahmen die Klimaschutzziele am effizientesten erfüllt werden können. Da eine direkte Nutzung von Strom im Verkehrssektor mit einem höheren Wirkungsgrad als die Nutzung über PtX verbunden ist, wird in dieser Studie die Menge an batterieelektrischen Fahrzeugen und Oberleitungs-LKW weit ausgereizt. Es wird nicht berücksichtigt, ob die Umsetzung realistisch bzw. machbar ist. In den Studien der FVV [8] und dena [10] werden verschiedene explorative Szenarien gleichwertig nebeneinander betrachtet, darunter sind Szenarien mit weitgehender Nutzung von PtX-Kraftstoffen, aber auch Szenarien mit weitgehender Elektrifizierung, in welchen die Nutzung synthetischer Kraft- und Brennstoffe dementsprechend geringer ausfällt.

Die Einsatzgebiete der PtX-Produkte im Verkehr betreffen in diesen Studien vorwiegend den Luft- und Schiffsverkehr, bei denen nicht absehbar ist, dass es in Zukunft eine Alternative zur Nutzung von flüssigen Kraftstoffen gibt. Auch bei den schweren Nutzfahrzeugen werden weiterhin flüssige Kraftstoffe dominieren, auch wenn in einzelnen Studien Oberleitungs-LKW eine nicht unerhebliche Rolle spielen. Lediglich bei den leichten Nutzfahrzeugen und insbesondere bei den PKW wird bis 2050 in unterschiedlichem Umfang eine Umstellung auf batterieelektrische Fahrzeuge gesehen. Dennoch sind selbst dann im Bestand noch viele Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor enthalten.

1.4.2. Modellierung des Energie- und Kraftstoffbedarfs

Angesichts der sehr unterschiedlichen Ziele und Limitierungen wird jedoch aus den verschiedenen Studien der genaue Kraftstoffbedarf nicht offensichtlich. Insbesondere wird die Frage, wie sich verschiedene technische und energiepolitische Maßnahmen auf den Bedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen auswirken, nicht beantwortet. Daher wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit ein 2-stufiges Berechnungstool entwickelt, mit dem der zukünftige Energieträger- und Kraftstoffmix für verschiedenste Rahmenbedingungen ermittelt werden kann.



Abbildung 7 Schema der Modellierung des Kraftstoffbedarfs

Abbildung 7 zeigt schematisch die Vorgehensweise bei der Modellierung des Bedarfs (s. a. Anlage 2). Zunächst wird, ausgehend von einer benötigten Transportleistung, der Energiebedarf, aufgeschlüsselt nach Energieträgerarten (DK, OK, Gase, Strom), ermittelt. Für die

Betrachtung unterschiedlicher Szenarien können dabei der Grad der Elektrifizierung, die Verteilung auf verschiedene Verkehrsmittel und ggf. Effizienzsteigerungen vorgegeben bzw. variiert werden. Im zweiten Schritt wird dann detailliert ein Kraftstoff-/Energieträger-Mix quantifiziert, der auch die benötigten Mengen an THG-reduzierten Kraftstoffen und/oder den Elektrifizierungsgrad für die Erfüllung der Klimaziele beinhaltet.

Die verkehrsbedingten THG-Emissionen werden als absolute Größe maßgeblich durch den Energieverbrauch und somit von der realisierten Transportleistung bestimmt. Um den Einfluss des Transportbedarfs auf die für die Erfüllung der Klimaziele erforderliche Menge an fortschrittlichen Kraftstoffen zu verdeutlichen und die Effekte verschiedener Maßnahmen aufzuzeigen, wurde die Rechengröße „Radenergie“ eingeführt. Darunter wird der Energiebetrag verstanden, der an den Antriebsrädern für den Vortrieb des Fahrzeugs zur Verfügung stehen muss. Mit Hilfe der Radenergie können unterschiedliche Transportleistungen (Personen- bzw. Tonnen-km) im Straßen- und Schienenverkehr mit einem Energiebedarf verknüpft werden. Diese Größe ist wirkungsgradunabhängig, so dass Antriebssysteme mit unterschiedlichen Wirkungsgraden berücksichtigt werden können. Die Methodik zur Ermittlung der Radenergie ist in Anlage 4 beschrieben.

In den folgenden Abbildungen 8 bis 10 ist der Bedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen für verschiedene Szenarien in Abhängigkeit von der Transportleistung (relativ: 2017 100 %) aufgetragen. Diese Mengen sind als Zusatzbedarf zu allen anderen Kraftstoffen und Energieträgern (fossile Kraftstoffe, konventionelle Biokraftstoffe, Strom für Schiene und Straße), die in den Bildern nicht dargestellt sind, zu betrachten. Sie sind erforderlich, um bei einer vorgegebenen Transportleistung die Klimaziele⁷ zu erreichen. Die senkrechten roten Linien verkörpern den gegenwärtigen (100 %) und den für 2030 prognostizierten Transportbedarf. Der Schnittpunkt mit den Verläufen für den Bedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen charakterisiert den jeweiligen Betriebspunkt. Die Abbildung 8 (links) zeigt den Bedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen zur Erfüllung des 22%-Ziels (grüne Linie) sowie des 40%-Ziels (rote Linie) in Abhängigkeit von der Transportleistung. Es ist ersichtlich, dass bei heutigem Mobilitätsbedarf die Reduzierung der THG-Intensität im Verkehr um 22 % nicht ausreicht um das 40 %-Ziel des Klimaschutzgesetzes zu erfüllen (Punkt 1). Als ein absolutes Ziel könnte die Reduzierung der THG-Emissionen um 40 % gegenüber dem Bezugsjahr 1990 allein durch Verzicht von ca. 40 % Transportleistung erreicht werden. Dabei wird allerdings das 22 %-Ziel verfehlt (Punkt 2). Damit eine 22 %-ige Verminderung der THG-Intensität von Kraftstoffen ausreicht, um das 40 %-Ziel zu erreichen, müssten die Transportleistungen um ca. 35 % reduziert werden, gleichzeitig ist der Einsatz von fortschrittlichen Kraftstoffen erforderlich (Punkt 3). Aus den Verläufen der grünen und der roten Linie ergibt sich nun die in der rechten Abbildung dargestellte blaue Bedarfskurve zur Erfüllung der Klimaziele. Hier wird zunächst vom heutigen Transportbedarf ausgegangen und der gegenwärtige Entwicklungsstand in die Zukunft projiziert. Durch die zu erwartende Steigerung des Transportbedarfs wandert der Betriebspunkt auf der blauen Linie nach rechts; der Bedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen würde sich von ca. 930 PJ auf 1.215 PJ (ca. 27 Mio. t) erhöhen. Der gesamte verkehrsbedingte Endenergiebedarf liegt bei 2.750 PJ.

⁷ Novellierung des Bundes-Klimaschutzgesetzes erst nach Redaktionsschluss (die vorgestellten Rechnungen beziehen sich auf das Ziel, die THG-Emissionen im Verkehr um 40 % gegenüber 1990 zu reduzieren); Anhebung der THG-Minderungsquote gemäß Gesetz zur Weiterentwicklung der THG-Minderungsquote von 22 auf 25 % ebenfalls nach Redaktionsschluss

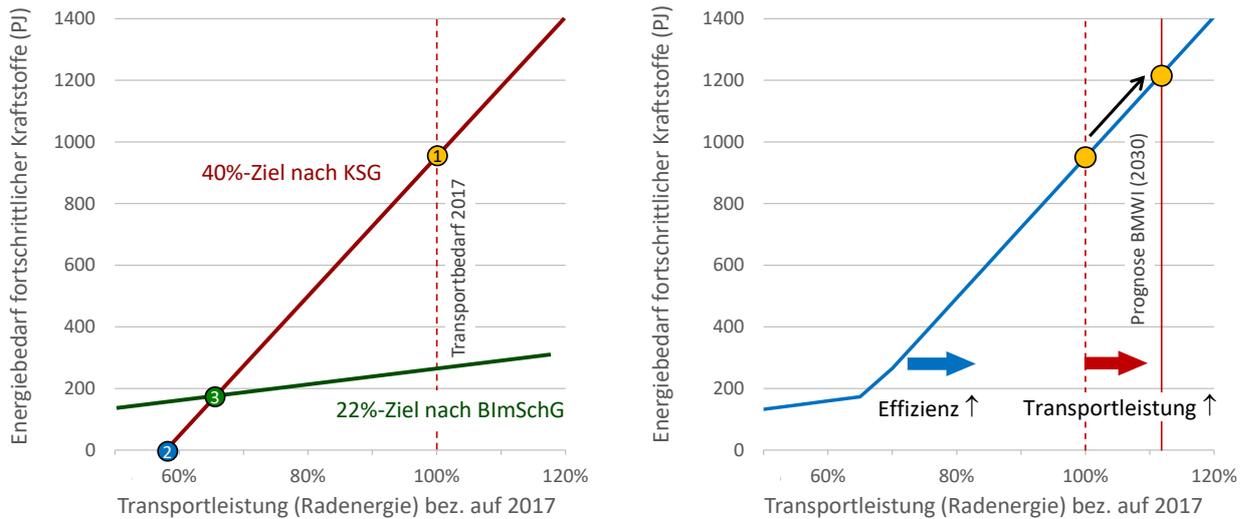


Abbildung 8 Bedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen zur Erreichung des 40%-Ziels für 2030 (ohne E-Mobilität)

Verbesserungen der Effizienz von Verbrennungsmotoren würden in dieser Darstellung durch eine Verschiebung der blauen Kurve nach rechts und einem etwas geringeren Anstieg sichtbar. Gegenwärtig liegen die spezifischen Kraftstoffverbräuche für neue Pkw mit 4,9 l/100 km (Diesel) und 5,6 l/100 km (Benzin) rund 25 % unterhalb des heutigen Flottendurchschnitts (7,4 l/100 km). Bedingt durch den zunehmenden Austausch alter Fahrzeuge wird sich auch in den nächsten Jahren der Flottendurchschnittsverbrauch weiter verringern, so dass von deutlichen Verbesserungen der Effizienz der Antriebstechnik von Verbrennungsmotoren bis 2030 ausgegangen werden kann. Für die Darstellung in Abbildung 9 (links) wurden Effizienzsteigerungen von 20 % im Pkw-Bereich und von 10 % für Lkw zugrunde gelegt. Damit ist eine Abnahme der erforderlichen Menge an fortschrittlichen Kraftstoffen um $\approx 35\%$ auf 800 PJ verbunden (Transport gesamt 2.150 PJ).

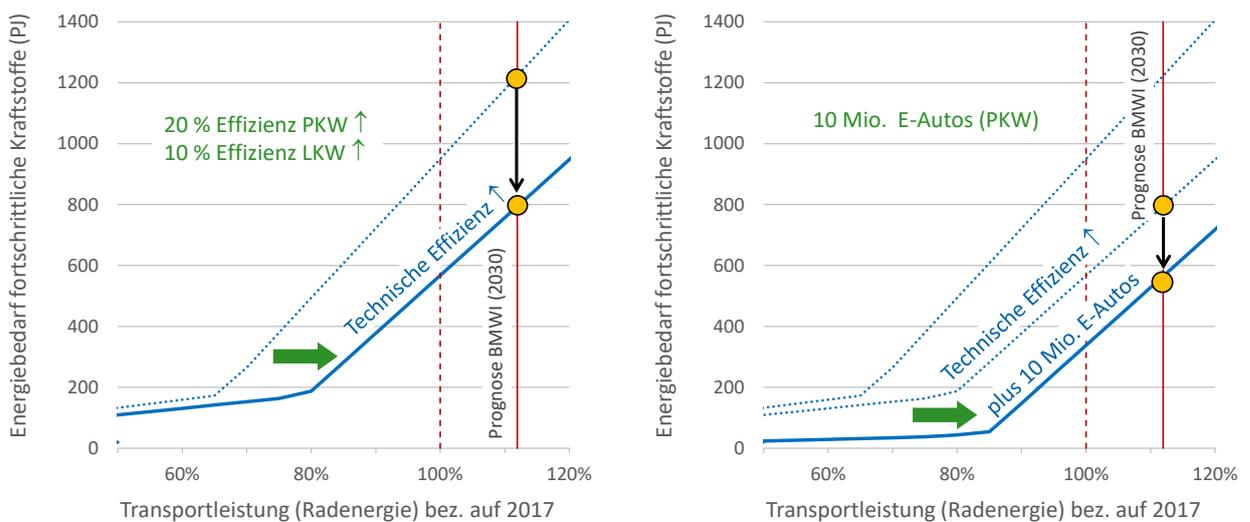


Abbildung 9 Bedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen zur Erreichung des 40%-Ziels für 2030 (mit Effizienzsteigerungen, und E-Mobilität)

In einem nächsten Schritt soll gezeigt werden, wie sich eine zunehmende Marktdurchdringung mit Elektrofahrzeugen auf den Zusatzbedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen für die Erfüllung der Klimaziele (40%-Ziel) auswirkt. Für die Berechnungen wurde dabei von einer sehr ambitionierten Elektrifizierung mit 10 Millionen E-Autos (12.000 km/a, 25 kWh/100 km) im Jahr 2030 ausgegangen. Wie Abbildung 9 (rechts) zeigt, könnte bei gleichgebliebener Transportleistung so der Bedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen um 255 PJ auf 545 PJ abgesenkt werden. Allerdings ist dies auch mit einem zusätzlichen Strombedarf von etwa 110 PJ verbunden. Durch die höhere Effizienz von Elektroantrieben (Tank-to-Wheel) sinkt der Gesamtenergiebedarf weiter auf 1.980 PJ.

Weitere Möglichkeiten, mit denen eine Reduzierung der THG-Emissionen erreicht werden kann, bestehen in Verbesserungen der logistischen Effizienz. Darunter werden z. B. Maßnahmen zur Verkehrsverlagerung von der Straße auf die Schiene bzw. vom Individualverkehr zum öffentlichen Personenverkehr oder auch eine bessere Fahrzeugauslastung verstanden. Dies alles bewirkt, dass eine bestimmte Transportleistung mit einem geringeren Energieaufwand (Radenergie) erbracht werden kann.

Für das in Abbildung 10 (links) dargestellte Szenario wurde unterstellt, dass 10 % des individuellen Personenverkehrs sowie 10 % des Gütertransports auf die Schiene verlagert werden könnten. Das würde etwa eine Verdopplung der heutigen Personenverkehrsleistung der Bahn im Nah- und Fernverkehr bedeuten. Im Schaubild bewegt sich nun die rote Bedarfslinie nach links. Der Bedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen verringert sich um 212 PJ auf 333 PJ. Dies entspricht einer Kraftstoffmenge von etwa 7,5 Mio. Tonnen. Der neue Betriebspunkt (grün) liegt etwas unterhalb der blauen Bedarfskurve. Das ist darauf zurückzuführen, dass durch die Verlagerung auf die Schiene der (nicht dargestellte) Bedarf an Bahnstrom anwächst (46 → 86 PJ) und gleichzeitig der Bedarf an Kraftstoffen zurückgeht.

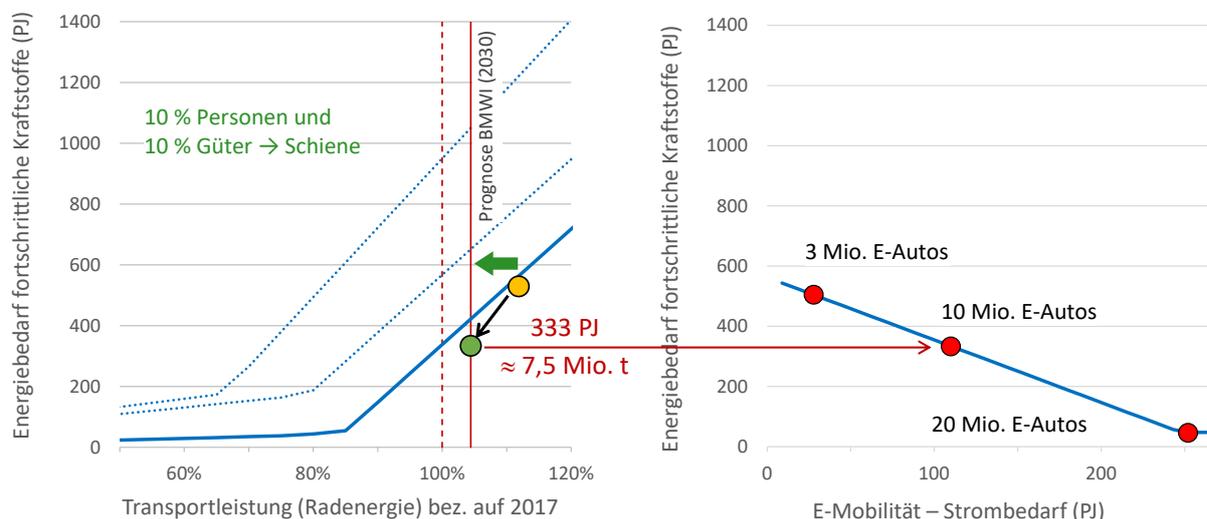


Abbildung 10 Bedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen zur Erreichung des 40%-Ziels für 2030, links: Einfluss der Verlagerung auf Schiene (mit Effizienzsteigerungen, mit E-Mobilität), rechts: bei variabler Elektrifizierung im gleichen Szenario

Eine Projektion dieses Bedarfs in das rechte Schaubild der Abbildung 10 verdeutlicht den Einfluss der Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen auf den Bedarf an flüssigen fortschrittlichen Kraftstoffen. Werden weniger als 10 Mio. Elektroautos auf die Straße gebracht,

steigt der Bedarf an flüssigen „THG-reduzierten“ Kraftstoffen weiter an. Um für das skizzierte Szenario ohne außerplanmäßige fortschrittliche Kraftstoffe auszukommen, würden etwa 20 Mio. Elektroautos mit einer mittleren jährlichen Fahrleistung von 15.000 km benötigt. Für die Erfüllung des in der Novellierung des Klimaschutzgesetzes geforderten Reduzierung der THG-Emissionen im Verkehr um 48 % gegenüber 1990 wurde sich der Bedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen von 333 PJ (7,5 Mio. Tonnen) auf 510 PJ (ca. 12 Mio. Tonnen) erhöhen.

Mit den gezeigten, teilweise sehr drastischen Maßnahmen (20 % Steigerung der Effizienz von Verbrennungsmotoren, 10 Mio. E-Autos, Verlagerung von jeweils 10 % der Verkehrsleistung im Güter- und Personenverkehr auf die Schiene) kann der gesamte Endenergieverbrauch im Straßen- und Schienenverkehr gegenüber 2017 (2.486 PJ [14], [15], [16]) um 20 % auf etwa 1.980 PJ gesenkt werden. In diesen Berechnungen wurde die vorhergesagte Steigerung der Verkehrsleistung bereits berücksichtigt. Durch die angenommene starke Elektrifizierung des Verkehrs sowie die unterstellte Verkehrsverlagerung wächst der Strombedarf im Verkehrsbereich auf knapp 200 PJ (Straße: 110 PJ, Schiene: 86 PJ) an. Es verbleibt ein Bedarf an flüssigen Kraftstoffen von etwa 1.785 PJ. Damit die geforderte Verminderung der THG-Emissionen erreicht werden kann, bedarf es – wie in Abbildung 10 veranschaulicht – erheblicher Mengen an alternativen fortschrittlichen Kraftstoffen mit geringem CO₂-Fussabdruck zur Substitution fossiler Anteile. Abbildung 11 zeigt exemplarisch eine mögliche Zusammensetzung entsprechender Kraftstoffe.

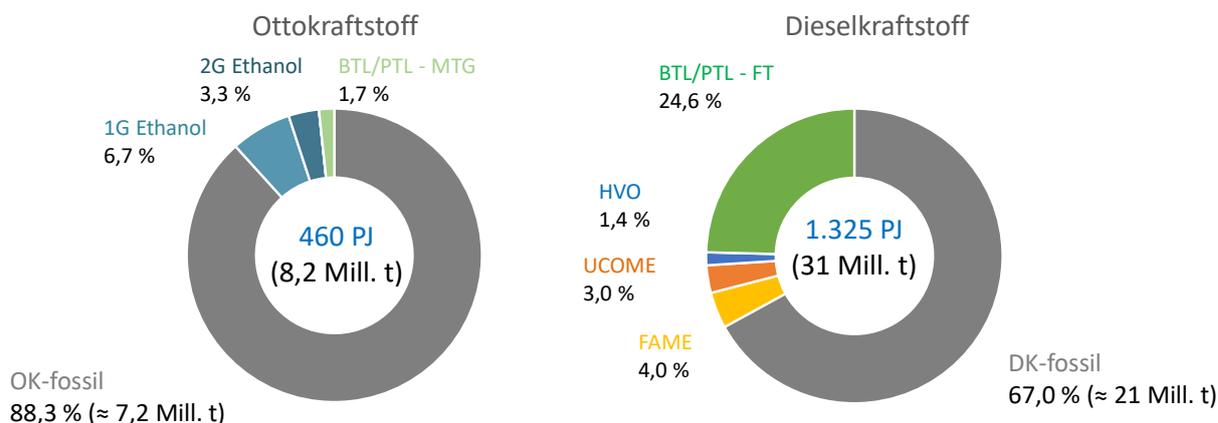


Abbildung 11 Beispielhafte Kraftstoffzusammensetzung (D, 2030) für die Erfüllung des 40%-Ziels (Vol.-%)

Die durchgeführten Berechnungen sind möglicherweise etwas plakativ und dienen insbesondere dazu, die Effekte verschiedener Maßnahmen zur Verminderung der THG-Emissionen aufzuzeigen. Sie erfüllen nicht den Anspruch, alle Feinheiten zukünftiger Entwicklungen zu berücksichtigen oder gar vorherzusehen. Sie verdeutlichen jedoch die Dimension der Aufgabe, die sich gerade im Verkehrsbereich im Zusammenhang mit der Erfüllung der Klimaziele stellt. In einem zukünftigen Verkehrssystem wird die Elektromobilität eine wichtige Stellung einnehmen. Um jedoch die für das Jahr 2030 angestrebte Reduzierung der THG-Emissionen zu erreichen, bedarf es auch der Nutzung der vorhandenen Infrastruktur im Zusammenhang mit der Einführung fortschrittlicher flüssiger Kraftstoffe. Die Alternative dazu würde in drastischen Veränderungen in der Gesellschaft, insbesondere in einer spürbaren Einschränkung des individuellen Straßenverkehrs bestehen.

1.4.3. Markteinführung

Die für die Herstellung von fortschrittlichen Kraftstoffen erforderlichen Produktionskapazitäten können nicht „auf Anhieb“ bereitgestellt werden. Vielmehr kommt es ausgehend von ersten Demonstrations- und Produktionsanlagen zu einer zunehmenden Marktdurchdringung. Historische Hochlaufkurven weisen häufig einen exponentiellen Verlauf auf. Für die Ammoniakherstellung nach dem Haber-Bosch-Verfahren hat sich beispielsweise die Kapazität etwa alle 5 Jahre verdoppelt [17]), für die Kohlehydrierung nach dem Bergius-Pier-Verfahren aller 4 Jahre [18]. Für die Abschätzung des Technologiehochlaufs für fortschrittliche Kraftstoffe wurde eine Kapazitätsverdopplung aller 2 Jahre und damit eine ähnliche Entwicklung wie bei der Photovoltaik [19] angenommen.

In den Berechnungen wurde zunächst von einem hypothetischen Bedarf für 2030 von 333 PJ ausgegangen, der sich aus den oben dargelegten Annahmen ergibt (Abbildung 12, orangefarbene Kurve). Damit diese Kapazität 2030 zur Verfügung steht, müssten bei Verdopplung der Kapazität aller 2 Jahre bereits heute Anlagen mit einer Produktion von rund 10 PJ in Betrieb sein.

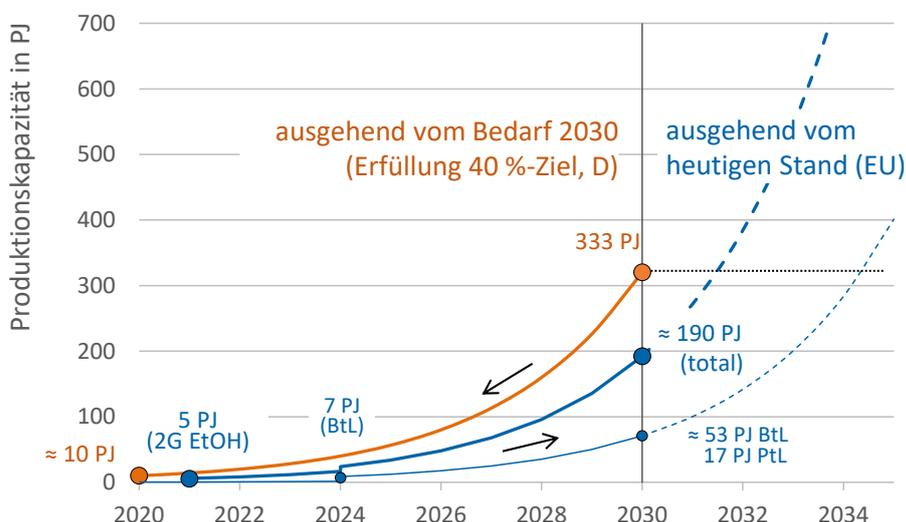


Abbildung 12 Markteinführung -Prognose Hochlaufkurven

Mit Ausnahme einer kleinen PtL-Anlage in Island zur Gewinnung von Methanol [20] sind momentan nur einige - meist sporadisch betriebene - Demonstrationsanlagen existent, so dass auch unter Berücksichtigung der erforderlichen Planungs- und Genehmigungsphasen ein dringender Handlungsbedarf gegeben ist. Um die Entwicklung der Herstellungskapazitäten für fortschrittliche Kraftstoffe zumindest grob abzuschätzen, mussten Annahmen zur Inbetriebnahme erster Produktionsanlagen getroffen werden. So plant die Fa. Sunfire ab 2020 die Herstellung von E-Fuels in einer kleinen Anlage (8 kt/a) in Norwegen auf der Basis Fischer-Tropsch-Synthese [21]. Im Bereich der BtL-Technologien befindet sich das französische BioTFuel-Projekt [22] in der Planungsphase für eine 200-kt/a-Anlage (7 PJ/a). Für die Berechnungen wurde eine Fertigstellung bis 2024 unterstellt. Für die Herstellung von Celluloseethanol (2G Ethanol) sind bzw. waren dagegen bereits mehrere Anlagen in Betrieb [23]; für 2020/2021 ist die Inbetriebnahme von weiteren Anlagen in Rumänien, Finnland und der Slowakei mit einer Gesamtkapazität von ungefähr 200 kt/a vorgesehen [24]. Die darauf beruhende Abschätzung zum Markthochlauf zeigt die Abbildung 12. In der kumulativen Darstellung zeigt die dickere blaue Linie die Gesamtkapazität für die Herstellung von 2G-

Ethanol bzw. synthetischen Kraftstoffen (BtL und PtL). Bis 2024 beruht der Verlauf im Wesentlichen nur auf der Entwicklung für Ethanol; mit der Inbetriebnahme der BioTFuel-Anlage setzt dann auch die Marktdurchdringung mit synthetischen Kraftstoffen ein. Basierend auf diesen Annahmen könnten bis 2030 in Europa Produktionskapazitäten für fortschrittliche Kraftstoffe von knapp 200 PJ entstehen. Davon entfallen ca. 70 PJ auf synthetische Kraftstoffe. Diese Abschätzungen werden jedoch extrem von den gewählten Anfangsbedingungen (Jahr und Kapazität) beeinflusst und sind somit mit großen Unschärfen behaftet. Ungeachtet dessen deuten die Ergebnisse darauf hin, dass bis 2030 nicht in ausreichendem Maße Produktionskapazitäten für fortschrittliche Kraftstoffe zur Verfügung stehen werden. Allerdings können – bedingt durch den exponentiellen Verlauf derartiger Hochlaufkurven – innerhalb nur weniger Jahre starke Kapazitätswüchse erwartet werden, wenn der Markthochlauf einmal ein Gang gekommen ist. Das macht der rechte Teil der Abbildung 12 deutlich. Eine wesentliche Voraussetzung dafür ist jedoch, dass für diese Entwicklung auch eine Triebkraft gegeben ist. Neben dem Erfordernis, die Emissionen an Treibhausgasen zu reduzieren, muss sich auch ein wirtschaftliches Geschäftsmodell für potentielle Investoren bzw. Betreiber derartiger Anlagen abzeichnen.

Hydrierte Pflanzenöle (HVO) weisen ausgezeichnete anwendungstechnische Eigenschaften auf [25], [26], [27] (s. Abschnitt 4.2.2). In einer gewissen Übergangszeit könnte die Deckungslücke für fortschrittlichen Kraftstoffe durch den Einsatz von HVO geschlossen werden. Zwar ist die Anrechenbarkeit von HVO für die Erfüllung des 22%-Ziel durch die Bestimmung der RED II beschränkt. Höhere Anteile sind jedoch möglich und können zur Minderung der THG-Emissionen beitragen. Hydrierte Pflanzenöle können sowohl in eigenständigen Anlagen als auch durch eine Mitverarbeitung in Erdölraffinerien relativ kostengünstig hergestellt werden. In den vergangenen Jahren hat sich diese Technologie rasant entwickelt. Für das Jahr 2020 wurde eine Produktionskapazität für HVO in Europa von 3,87 Mio. t/a erwartet [28].

1.5. Zwischenfazit

Obwohl der Transportbereich nur etwa 20 % der gesamten aktuellen deutschen CO₂-Emissionen verantwortet, ist die Minderung der verkehrsbedingten THG-Belastung aufgrund der großen absoluten Mengen eine immense Herausforderung. Damit die Klimaschutzziele erreicht werden können, müssen alle Möglichkeiten zur Absenkung des CO₂-Fußabdruck des Verkehrs genutzt werden. Selbst bei einer sehr ambitionierten Elektrifizierung des Verkehrs ergibt die hier vorgestellte plakative Abschätzung für 2030 einen Bedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen von 7,5 Mio. Tonnen, ohne die die Ziele im Verkehr (40 %ige Minderung der THG-Emissionen gegenüber 1990) nicht erreicht werden. Synthetische Produkte auf Basis von Biomasse bzw. erneuerbarem Strom und Kohlendioxid besitzen gemeinsam mit Bioethanol der 2. Generation das erforderliche Potenzial. Daneben können und müssen auch konventionelle bzw. sonstige Biokraftstoffe im Rahmen der (begrenzten) Zulassung bzw. Verfügbarkeit einen wichtigen Beitrag leisten. Bisher existieren nur Demonstrationsanlagen für die Herstellung von Synfuels, obwohl das technische Knowhow prinzipiell zur Verfügung steht. Es ist somit ein dringender Handlungsbedarf geboten, damit die erforderlichen Kapazitäten bis 2030 entstehen können. Hochlaufkurven für die Einführung neuer Technologien in den Markt besitzen erfahrungsgemäß einen exponentiellen Verlauf. Somit besteht die realistische Möglichkeit, Verzögerungen innerhalb weniger Jahre aufzuholen.

2. Rohstoffe

2.1. Rohstoffquellen - Übersicht

Bei gasförmigen und flüssigen Kraft- und Brennstoffen handelt es sich zumeist um organische Stoffe bzw. Stoffgemische, die hauptsächlich aus den Elementen Kohlenstoff und Wasserstoff aufgebaut sind (Kohlenwasserstoffe). Andere Elemente (Heteroelemente) wie Schwefel, Stickstoff oder Sauerstoff sind in der Regel unerwünscht und werden durch entsprechende Normen nur in Spuren toleriert. Eine Ausnahme bilden einige sauerstoffhaltige Komponenten, die positive Auswirkungen auf die Produkteigenschaften (Klopffestigkeit von OK, Emissionsminderung) haben können und in bestimmten Anteilen (z. B. Ether, Alkohole oder Biodiesel) zugelassen sind.

Entscheidend für die Klimawirksamkeit ist die Herkunft der Hauptelemente Kohlenstoff und Wasserstoff. Neben fossilen Energieträgern (Mineralöl, Erdgas, Kohle), auf deren Grundlage konventionelle Kraft- und Brennstoffe in Hauptsache hergestellt werden, kommen speziell unter Aspekten der Nachhaltigkeit weitere Rohstoffquellen in Betracht:

- Kohlenstoff: Biomasse, Kohlendioxid aus Punktquellen oder der Atmosphäre, Biogas, organischer Abfall
- Wasserstoff: Biomasse, Biogas, organischer Abfall, Wasser (Elektrolyse), (konventionell gewonnener Wasserstoff gekoppelt mit CO₂-Speicherung)

Auch bei der Nutzung alternativer Kraft- und Brennstoffe erfolgt am Ende eine Verbrennung zu Wasser und Kohlendioxid. Im Gegensatz zu fossilen Rohstoffen wird der Kohlenstoff zeitnah über den Weg der Photosynthese bzw. durch die direkte Nutzung von Kohlendioxid eingebunden, so dass die Kohlenstoffkreisläufe geschlossen sind (THG-Neutralität). Allerdings sind die Gewinnung alternativer Rohstoffe sowie deren Verarbeitung und der Transport mit Energieaufwendungen und Emissionen verbunden, die in einer Treibhausgasbilanz zu berücksichtigen sind (CO₂-Fußabdruck).

2.2. Biomassen

Chlorophyllhaltige Pflanzen sind in der Lage, unter Nutzung der Strahlungsenergie der Sonne aus Kohlendioxid, das aus der Atmosphäre aufgenommen wird, sowie Wasser energiereiche organische Substanzen (Kohlenhydrate, Fette, Eiweiße) zu synthetisieren. Biomassen können daher prinzipiell als nachwachsende Kohlenstoff- bzw. Wasserstoffquellen betrachtet werden.

Potenzial

Das Potenzial für einheimische Bioenergie wird durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) abgeschätzt. Für das Jahr 2050 wird das Gesamtpotenzial mit etwa 1.800 PJ beziffert (Abbildung 13 und Anlage 3) [29]. Den größten Anteil daran haben Energiepflanzen (z. B. Mais, Raps, Rüben, Getreide, Gräser) mit 732 PJ, die auf landwirtschaftlichen Nutzflächen angebaut werden. Diese Schätzung beruht auf einer dafür zur Verfügung stehenden Anbaufläche von 4 Mio. Hektar (gegenwärtig 2,4 Mio. Hektar). Dieses Potenzial ist heute erst zu einem Drittel genutzt. Für Stroh, das bisher kaum energetisch genutzt wird, liegt das Potenzial bei 142 PJ und für Gülle und Mist bei 114 PJ. Daraus ergibt sich ein Potenzial für Energie aus der Landwirtschaft von insgesamt knapp 1.000 PJ. Daneben tragen Resthölzer der Forstwirtschaft bzw. Landschaftspflege mit etwa 400 PJ zum Bioenergiepotenzial bei

(bisher nicht genutzt etwa 40 %). Industrieresthölzer und Altholz (ca. 220 PJ) werden dagegen ebenso wie Rest- und Abfallstoffe der Lebens- und Futtermittelindustrie bereits heute fast vollständig einer energetischen Nutzung zugeführt.

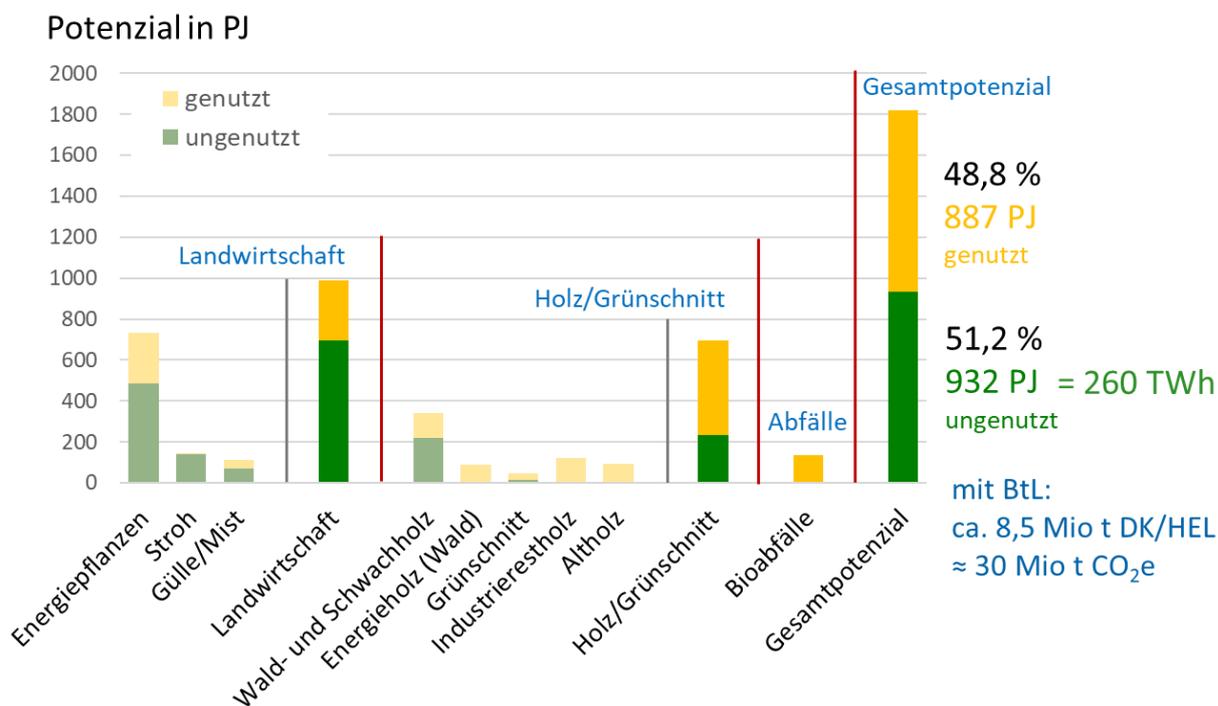


Abbildung 13 Biomassepotenzial in Deutschland 2050 (nach [30])

Mit dem bisher nicht genutzten und somit verfügbaren Potenzial von rund 930 PJ könnten - **ohne** Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen - etwa 8,5 Mio. Tonnen THG-reduzierte Kraft- bzw. Brennstoffe hergestellt werden. Das entspräche etwa einem Viertel des heutigen Dieselkraftstoffbedarfs bzw. rund 60 % des Bedarfs an leichtem Heizöl. Es könnten ca. 35 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente entsprechend 20 % der verkehrsbedingten und 4 % der gesamten THG- Emissionen im Jahr 2019 eingespart werden.

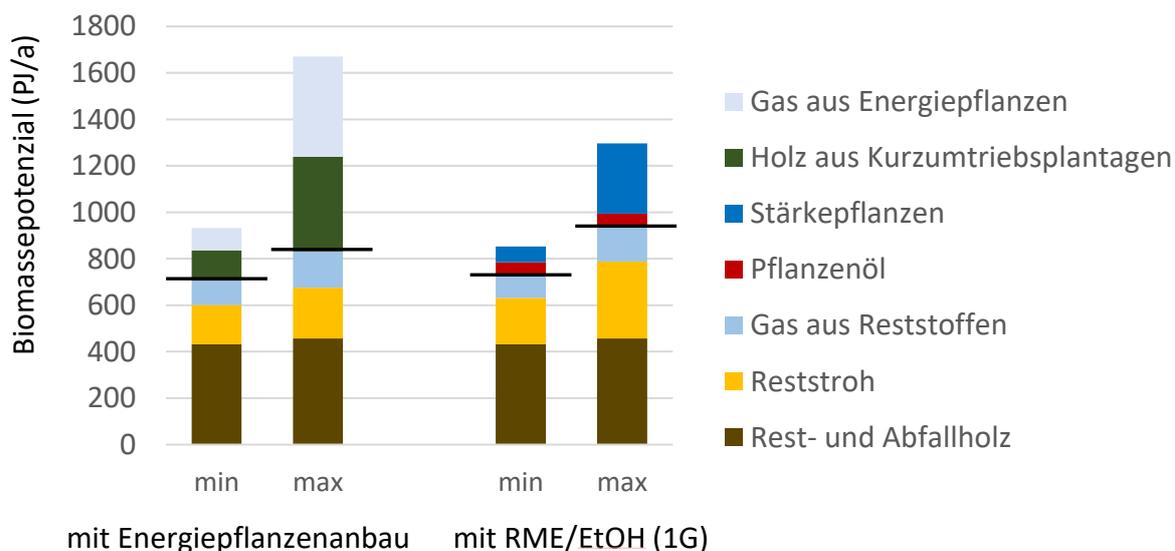


Abbildung 14 Biomassepotenzial in Deutschland in Abhängigkeit der genutzten Pflanzenarten (nach [31])

Abbildung 14 zeigt die Ergebnisse einer Schätzung aus dem Jahr 2009 für unterschiedliche Anbauflächen (minimal: 1,8 Mio. ha, maximal: 4,0 Mio. ha). Es ist erkennbar, dass das Biomassepotenzial daneben aber auch von der jeweiligen Art der Nutzung abhängig ist. Für die energetische Nutzung erzielen schnellwachsende und vollständig nutzbare Energiepflanzen im Vergleich zu Biomassen für konventionelle Biokraftstoffe aus Fetten bzw. Stärke oder Zucker, die höheren Erträge [31], [15].

Ungeachtet dessen ist allerdings festzustellen, dass der deutsche Energiebedarf bei weitem nicht durch einheimische Biomasse gedeckt werden kann. Auch für den Verkehrssektor reicht das Potenzial nicht aus, selbst wenn gegebene Nutzungskonkurrenzen nicht berücksichtigt werden und vorausgesetzt wird, dass die zur Verfügung stehende Biomasse vollständig für die Gewinnung von Kraftstoffen und nicht, wie heute, überwiegend zur Bereitstellung von Wärme und Strom eingesetzt wird.

Ein im Auftrag der Europäischen Kommission von dem JRC erarbeiteter Report [32] liefert nach Ländern differenzierte Daten zur Entwicklung des energetisch nutzbaren Biomassepotenzials bis 2050. Es werden unterschiedliche Szenarien betrachtet, die sich in verschiedenen Grundannahmen unterscheiden. Ein wesentlicher Unterschied ist der Grad der nichtenergetischen Nutzung der erfassten Biomassen, der für das Minimum-Szenario bis zu 90 % betragen kann. Neben Energiepflanzen (z. B. Getreide, Zuckerrüben, Ölpflanzen, Miscanthus), landwirtschaftlichen Rückständen (z. B. Gülle, Stroh), Brennholz und forstwirtschaftlichen Rückständen wurden organische Abfälle (u. a. Hausmüll, Klärschlämme) einbezogen. Die Ergebnisse für 2050 sind in Abbildung 15 zusammengestellt.

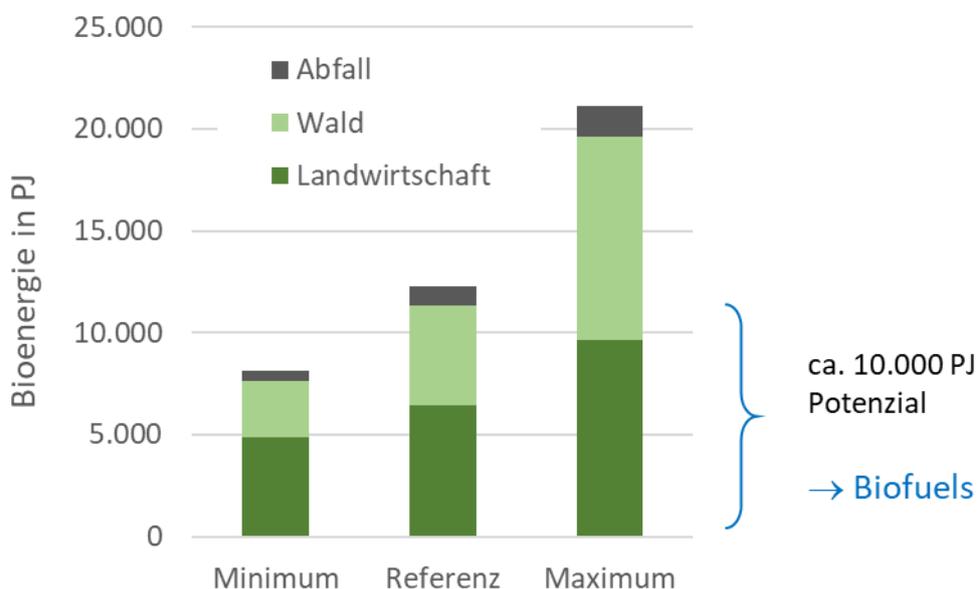


Abbildung 15 Prognose zum Biomassepotenzial in der EU 28 (2050), nach [32]

Für Deutschland werden im Referenzfall ein Potenzial von 1.440 PJ und bei hoher Verfügbarkeit von 2.565 PJ ausgewiesen. Die Abschätzung der FNR mit 1.800 PJ ordnet sich demzufolge dazwischen ein. Weitere Studien schätzen das europäische Biomassepotenzial für 2030 auf etwa 15.000 PJ. Auch dieser Wert liegt zwischen Referenz- und Maximum-Szenario des JRC-Berichts (s. Abbildung 15).

Bioenergie wird zunehmend europa- und weltweit gehandelt. In einem denkbaren Verteilungsmodell könnte das Gesamtpotenzial entsprechend der Einwohnerzahlen der Mitgliedsländer aufgeschlüsselt werden. Geht man von einem für die Kraftstoffproduktion in Europa zur Verfügung stehenden Biomassepotenzial von 10.000 PJ aus, würden auf Deutschland mit einem Bevölkerungsanteil von 16 % jährlich etwa 1.600 PJ (entsprechend rund 15 Mio. Tonnen Biokraftstoffe) entfallen.

Nachhaltigkeit und Akzeptanz

Der Anbau von Energiepflanzen wird nicht nur in Deutschland sehr kontrovers diskutiert. Ursachen dafür sind:

- die aus ethischen Gründen möglicherweise nicht vertretbare Nutzung von Lebens- und Futtermitteln bzw. entsprechender Ackerflächen für die Energiebereitstellung („Teller- oder-Tank“-Diskussion),
- die u. U. mit dem Anbau verbundenen direkten und indirekten Änderungen der Landnutzung (Regenwaldabholzungen, Trockenlegung von Feuchtfächen u. a.) sowie
- negative Auswirkungen des Energiepflanzenanbaus auf die Natur und Umwelt.

Dem steht die Möglichkeit einer nachhaltigen Gewinnung von Energierohstoffen als ein positiver Aspekt entgegen. In diesem Zusammenhang unterteilt das Umweltbundesamt die aus Biomassen herstellbaren Kraftstoffe nach Art der eingesetzten Rohstoffe in verschiedene Generationen und orientiert sich dabei an den Kriterien der Nachhaltigkeit (Tabelle 4) [33].

Tabelle 4 Biokraftstoffe – Definition der Generationen [33]

Generation	Rohstoff	Produkt (Beispiele)
1. Generation	Anbaubiomassen (z. B. Getreide, Ölpflanzen, Zuckerrüben)	Biodiesel, Bioethanol Hydriertes Pflanzenöl
2. Generation	Biomassen ohne Nutzungskonkurrenz zu Nahrungsmitteln (z. B. Restholz, Stroh, Grünschnitt, Abfallbiomasse)	Cellulose-Ethanol, synthetische Kraft- und Brennstoffe (BtL, Bio-SNG)
3. Generation	Biomassen, die unabhängig von Kulturpflanzen gewonnen werden kann (z. B. Algen)	Algen-Biodiesel, Algen-Ethanol

Bei den gegenwärtig eingesetzten alternativen Kraftstoffen handelt es sich überwiegend um konventionelle Biokraftstoffe der 1. Generation, deren Nutzung aus den genannten Gründen in der Kritik steht. Diese Produkte wurden in Deutschland mit höchstens 6,5 % des Energieverbrauchs im Verkehrssektor für die Erfüllung der Verpflichtung zur Senkung der THG-Emissionen angerechnet [34]. Die Neufassung der 38. BImSchV sieht eine weitere Absenkung der Kappung auf 4,4 % vor. Die Kraftstoffe der 2. und 3. Generation gelten dagegen als fortschrittliche biogene Kraftstoffe, für die in 2030 Mindestanteile gefordert werden (s. Tabelle 2).

Mit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und der darin verankerten Abnahmepflicht und Einspeisevergütung im Jahr 2000 ist der Anbau von insbesondere Silo-

bzw. Grünmais als das aus wirtschaftlicher Sicht günstigste Substrat für Biogasanlagen sehr stark angewachsen. Dieser Trend wurde unter dem Begriff „**Vermaisung**“ mit den negativen Auswirkungen eines Energiepflanzenanbaus in Zusammenhang gebracht [35], [36]. Vor allem der dauerhafte Anbau nur einer Art (Monokultur) kann zu Humusverlust, Bodenerosion sowie zu einem verstärkten Schadstoffeintrag in den Boden (Pflanzenschutz- und Düngemittel) führen. Die Novellierung des EEG im Jahr 2012 hat dazu geführt, dass eine ungehemmte Zunahme des Maisanbaus ausgeblieben ist. Seitdem ist die für den Anbau von Mais genutzte Fläche (ca. 2,5 Mio. Hektar) nahezu konstant geblieben. Im Jahr 2019 wurden in Deutschland auf 1,7 Mio. Hektar Futtermais und auf 1,0 Mio. Hektar Mais für Biogasanlagen und Stromerzeugung angebaut [29]. Letzteres entspricht einem Anteil an der landwirtschaftlichen Nutzfläche von 6 %. Aufgrund seines hohen THG-Minderungspotenzials war Mais im Jahr 2018 mit einem Anteil von 50 % in Deutschland der Hauptrohstoff für die Gewinnung von Bioethanol als Substitut für Ottokraftstoff. Allerdings stammt der hier benötigte Körnermais nur zu 1,6 % aus einheimischer Produktion [37]. Eine „Vermaisungs-Debatte“ entbehrt daher in Deutschland gegenwärtig der Grundlage.

Dessen ungeachtet ist darauf hinzuweisen, dass aus landwirtschaftlicher Sicht der Rapsanbau eine wesentliche Rolle im Fruchtwechsel mit Getreide spielt. So erhöht sich der Winterweizen-ertrag um etwa 10 % gegenüber einem Anbau ohne Fruchtwechsel [38]. Gleichzeitig fallen bei der Herstellung von Biodiesel aus Rapsöl mit den Extraktions- und Pressrückständen wichtige und hochwertige Koppelprodukte an. So ist Rapsschrot in Deutschland die wichtigste Eiweißquelle [38].

Gegenwärtige Situation

Deutschland verfügt über eine landwirtschaftliche Nutzfläche von 16,7 Mio. Hektar. Das entspricht etwas weniger als die Hälfte der Gesamtfläche. Ein weiteres Drittel ist durch Wälder bedeckt, der Rest entfällt auf Siedlungs-, Verkehrs- und Wasserflächen (Abbildung 16) [29]. Im Jahr 2019 wurden auf ca. 14 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche Energiepflanzen überwiegend für die Gewinnung von Biogas angebaut. Weniger als 5 % der Ackerfläche dienten der Herstellung von flüssigen Biokraftstoffen [39].

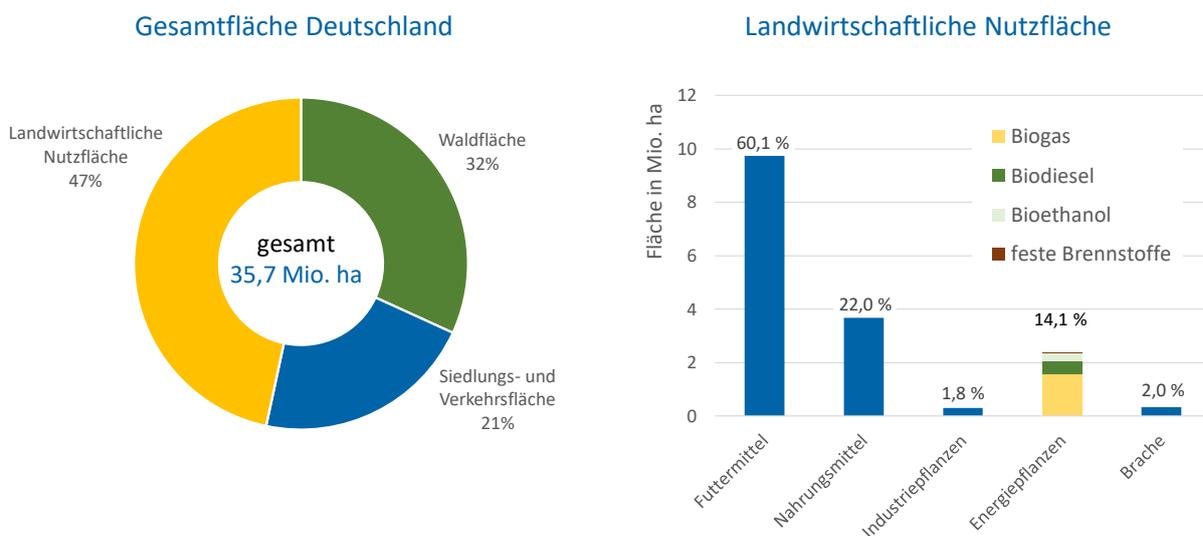


Abbildung 16 Flächennutzung in Deutschland 2019 nach [29]

Nach Wegfall der steuerlichen Vergünstigungen für Biokraftstoffe im Jahr 2007 dienen Quoten bzw. ab 2015 THG-Minderungsziele als Triebkraft für deren Anwendung. In der Folge verringerte sich die in den Markt gebrachte Menge an Biokraftstoffen von 4,6 auf 3,4 Mio. Tonnen im Jahr 2019. Damit war ein Absinken des Biokraftstoffanteils am Gesamtverbrauch an Kraftstoffen von 7,5 % auf 4,7 % (energetisch) verbunden [5], [39].

2019 wurden in Deutschland knapp 125 PJ Biokraftstoffe, hauptsächlich als Beimischungen in Form von Biodiesel (FAME) und Bioethanol, in Verkehr gebracht (s. Abbildung 17) [40]. Damit konnten die THG-Emissionen um 9,5 Mio. t CO_{2,eq} vermindert werden. Ein beträchtlicher Teil der Rohstoffe für Biokraftstoffe stammt allerdings nicht aus Deutschland.

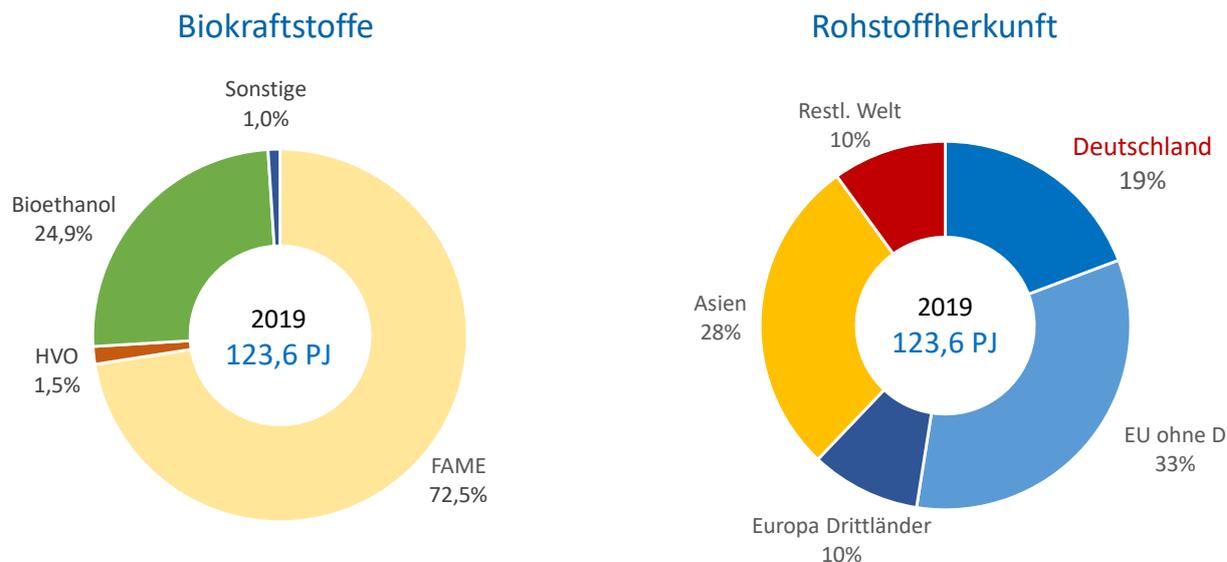


Abbildung 17 Biokraftstoffe nach Kraftstoffart, D 2018 [40]

Wie die Abbildungen 18 und 19 zeigen, betrifft dies vor allem aus Asien bzw. Südamerika eingeführtes Palmöl bzw. Zuckerrohr. Aber auch der zur Bioethanolproduktion eingesetzte Mais sowie Altspiseöle (Used Cooking Oil, UCO), die zum wichtigsten FAME-Rohstoff geworden sind, werden überwiegend importiert [40].

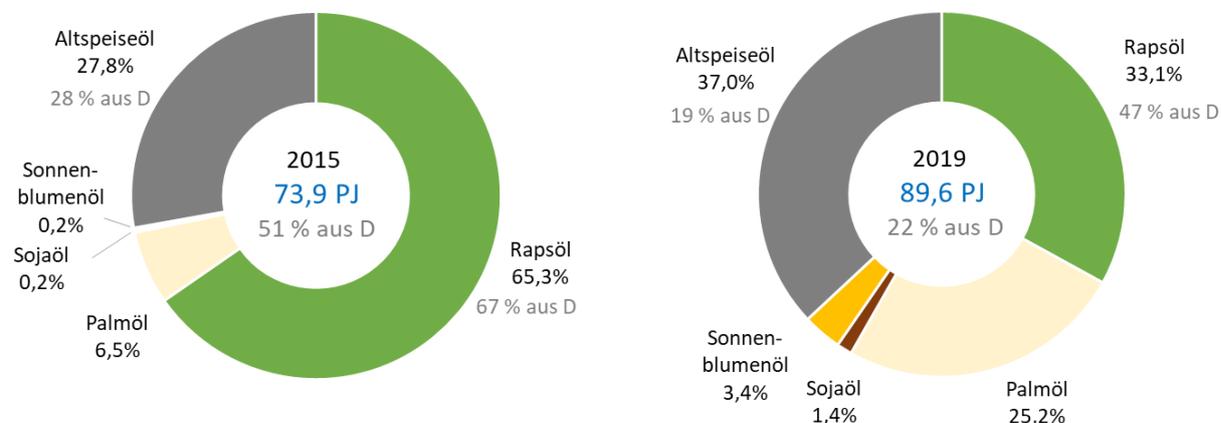


Abbildung 18 Rohstoffe für FAME, D 2015 und 2019 [40]

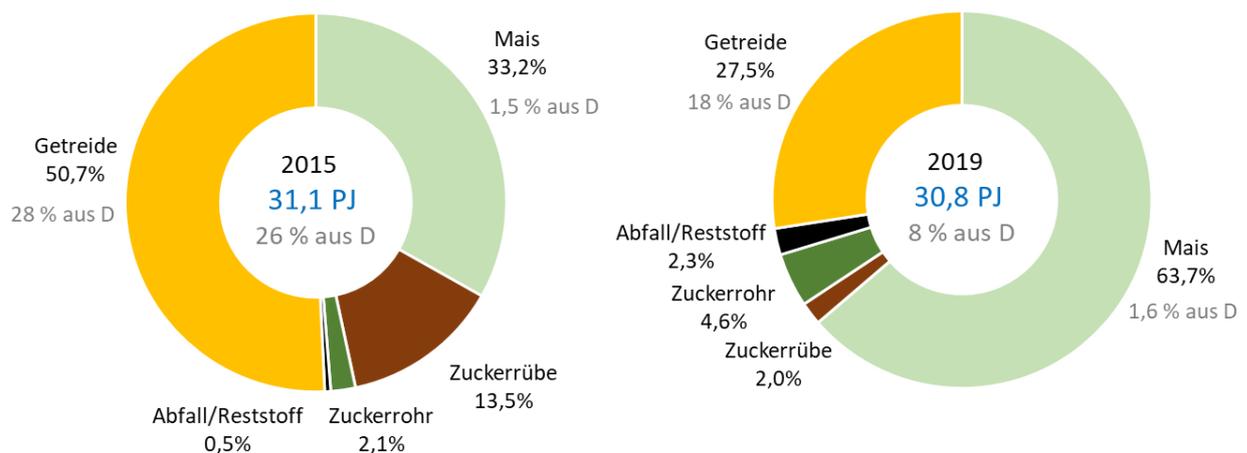


Abbildung 19 Rohstoffe für Bioethanol, D 2015 und 2019 [40]

Im Jahr 2015 wurde in Deutschland die bis dahin praktizierte Quotenregelung bzgl. des Einsatzes alternativer Energieträger im Verkehr durch eine Verpflichtung zur Treibhausgas-minderung durch die in Verkehr gebrachten Kraftstoffe ersetzt (BImSchG). Infolgedessen kam es zu einer erheblichen Verschiebung der Rohstoffbasis zugunsten von Biomassen mit einem geringen THG-Fußabdruck. So hat der Einsatz von Mais stark zugenommen, während Zuckerrüben als Rohstoff für die Ethanolherzeugung trotz hoher Hektarerträge an Bedeutung verloren haben. Von besonderem Interesse sind Abfall- und Restbiomassen, die per se einen geringen THG-Fußabdruck aufweisen. Altspeiseöle haben so 2016 das Rapsöl als Hauptrohstoff für die Biodieselherstellung abgelöst [37].

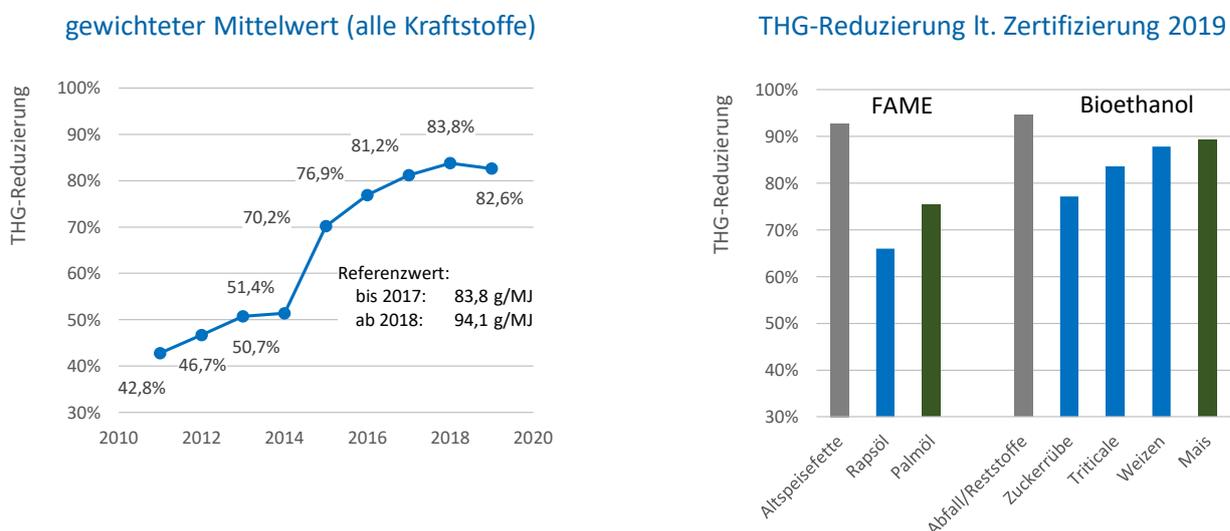


Abbildung 20 Entwicklung der THG-Reduzierung von Biokraftstoffen gegenüber fossiler Referenz, D (Datenquelle: [40])

Unterstützt durch Maßnahmen zur Verbesserung von Effizienz und Nachhaltigkeit in der gesamten Herstellungskette von Biokraftstoffen verringerte sich deren THG-Fußabdruck von durchschnittlich 40,75 g CO₂-Äquivalent pro MJ (2014) auf 16,37 g CO₂-Äquivalent pro MJ (2018). In Bezug auf die Referenzwerte für fossile Kraftstoffe sind damit Verminderungen der

spezifischen THG-Emissionen von 51,4 % (2014) bzw. 82,6 % (2019) verbunden (Abbildung 20) [37]. Das hat zur Folge, dass die vom Gesetzgeber geforderte Emissionsverminderung mit geringeren Biokraftstoffanteilen erreicht kann.

Aus Abfall- bzw. Restbiomassen hergestellte Biokraftstoffe unterliegen nicht den Beschränkungen, die für Kraftstoffe der 1. Generation eingeführt wurden. Es ist jedoch zu beachten, dass die Kraftstoffnormung Obergrenzen für FAME bzw. Ethanol vorgibt, die unabhängig von den verwendeten Rohstoffen einzuhalten sind [41], [42].

Für die Herstellung von Biodiesel (Fettsäuremethylester) aus Abfällen und Reststoffen können gemäß Anlage IX Teil B der RED II neben Alt Speiseölen auch industrielle Abfallfettsäuren und tierische Fette eingesetzt werden. Abbildung 21 zeigt die Ergebnisse des Mittelstandsverbandes abfallbasierter Kraftstoffe e. V. zur Abschätzung der Rohstoffpotenziale [43] für Deutschland und Europa. Der Vergleich mit dem Biodieselverbrauch in Deutschland macht das limitierte Angebot sehr deutlich. In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass die in Deutschland bereits seit 2015 praktizierte Quotenregelung zur THG-Minderung ab 2020 in der gesamten EU verbindlich ist, so dass außerhalb Deutschlands die Nachfrage nach derartigen Einsatzstoffen drastisch anwachsen wird.

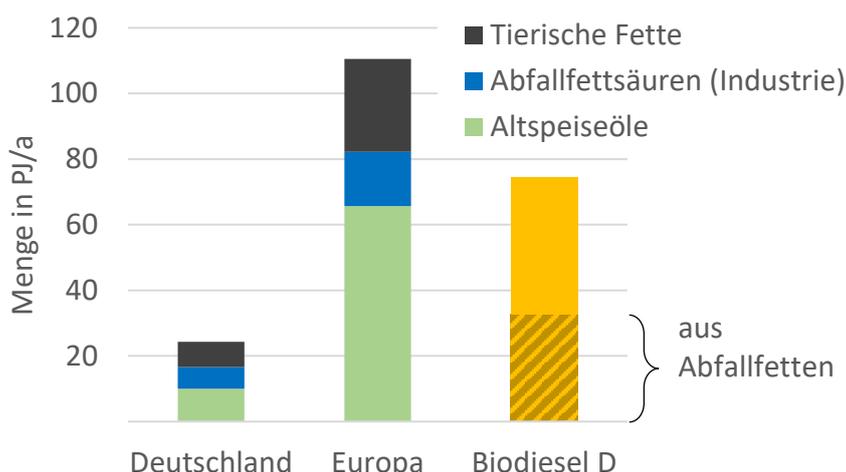


Abbildung 21 Potenzial für abfallfettbasierte Biokraftstoffe im Vergleich zur derzeit genutzten Biodieselmenge [43]

2.3. Kohlendioxid

Das Treibhausgas Kohlendioxid (CO₂) an sich kann als Kohlenstoffquelle in Betracht gezogen werden. Im natürlichen Prozess der Photosynthese dient das atmosphärische CO₂ dem Aufbau von komplexen organischen Verbindungen (Biomasse), die auch für eine energetische Nutzung zur Verfügung stehen können (s. Abschnitt 2.2.). Aber auch industriell können kohlenwasserstoffbasierte Kraft- und Brennstoffe durch eine Umsetzung mit Wasserstoff synthetisiert werden.

Kohlendioxid der Atmosphäre

Kohlendioxid gehört zu den in der Erdatmosphäre enthaltenen Spurengasen. Die Konzentration betrug vorindustriell 280 ppmv und ist hauptsächlich infolge der Verbrennung fossiler Energieträger auf aktuell ca. 410 ppmv angestiegen. Das Kohlenstoffinventar der Atmosphäre

beträgt gegenwärtig etwa 850 Gigatonnen. Das Potenzial für die Herstellung von Energieträgern ist praktisch unbegrenzt, zumal diese bei ihrer Anwendung wieder zu Kohlendioxid und Wasser oxidiert werden (geschlossene Kohlenstoffkreisläufe). Die Atmosphäre enthält 0,001 % des auf der Erde insgesamt vorhandenen Kohlenstoffs. Mit mehr als 99,9 % ist die Hauptmenge in der Lithosphäre langfristig gespeichert.

Technisch ist es grundsätzlich möglich, Kohlendioxid aus der Atmosphäre herauszufiltern (DAC: Direct Air Capture) und aufkonzentriert einer weiteren Nutzung zuzuführen. Allerdings ist die Abscheidung aufgrund der äußerst geringen CO₂-Konzentration sehr aufwendig. Konventionelle physikalische Wäschen sind dafür ungeeignet, zudem müssen außerordentlich große Luftmengen bewegt und behandelt werden (pro Tonne CO₂ mehr als 1,3 Mio. m³ Luft). Das zieht entsprechend große Anlagentechnik und hohe Energieaufwendungen (Lüfter, Regenerierung der Filter) nach sich.

Punktquellen

In einer Vielzahl von Industrieanlagen wird Kohlendioxid gebildet und in teilweise sehr hohen Konzentrationen mit dem Abgas in die Atmosphäre geleitet. Dazu gehören neben fossil befeuerten Kraftwerken, Stahlwerken, Zementwerken und Anlagen der Chemischen Industrie auch biogene Quellen wie Aufbereitungsanlagen für Biogas oder Ethanolanlagen. Die hohen CO₂-Anteile ermöglichen die Nutzung klassischer und technisch eingeführter Gastrennverfahren, woraus erheblich geringere CO₂-Kosten gegenüber der Abscheidung aus der Luft resultieren. In einigen Fällen ist die CO₂-Abscheidung technologiebedingt bereits Bestandteil der bestehenden Anlage (z. B. Ammoniak-Synthese), so dass keine zusätzlichen Aufwendungen notwendig sind. Tabelle 5 gibt einen Überblick zu möglichen Quellen und typischen CO₂-Gehalten. Bei den aufgeführten Mengen handelt es sich zumeist um die vom Emissionshandel erfassten CO₂-Emissionen; sie sind nicht mit möglichen Potenzialen gleichzusetzen. Die Angaben für die Herstellung von Bioethanol und Biomethan basieren auf eigenen Berechnungen. In Summe würde die Menge an CO₂ theoretisch die Herstellung von mehr als 100 Mio. Jahrestonnen synthetischer Kraftstoffe ermöglichen.

Tabelle 5 THG-Emissionen in Deutschland (2019) [44]

CO ₂ -Quelle	Emissionen in Mio. t/a	typische CO ₂ -Gehalte
Öffentliche Kraftwerke	219,0	9-15 Vol.-%
Raffinerien	23,2	3-13 Vol.-%
Zementindustrie	20,0	14-33 Vol.-%
Chemische Industrie (Ammoniak-Synthese)	4,4	>99 Vol.-%
Stahl- und Eisenmetallurgie	35,6	18 Vol.-%
Aluminium	1,0	
Bioethanol ^{*)}	0,6	>99 Vol.-%
Biogas (Aufbereitung zu Biomethan) ^{*)}	1,0	>99 Vol.-%
Verbrennung Biomasse (Biogas, feste Biomasse)	48,5	12-17 Vol.-%
Summe	351,6	

^{*)} eigene Schätzung

Der Großteil des emittierten Kohlendioxids entstammt der Verbrennung von fossilen Energieträgern zur Strom- und Wärmeerzeugung. Die Braunkohlekraftwerke Neurath, Boxberg, Niederaußem, Jänschwalde, Weisweiler und Schwarze Pumpe sind mit Jahresemissionen zwischen 8,9 und 22,6 Mio. t (2019) die größten CO₂-Punktquellen in Deutschland [44]. Durch den zunehmenden Einsatz von erneuerbarer Energie hat sich der CO₂-Emissionsfaktor im Strommix (Erzeugung) seit 1990 schon erheblich von 764 auf 401 g CO₂/kWh verringert (-48 %). Entsprechend sind bei gesteigerter Stromerzeugung die jährlichen CO₂-Emissionen absolut von 366 auf 219 Mio. t gesunken (-40 %) [45]. Im Zuge der Energiewende werden die THG-Emissionen in diesem Bereich weiterhin stark abnehmen.

Ein weiterer Teil wird zwar ebenfalls aus fossilem Kohlenstoff gebildet, entsteht aber reaktionsbedingt als Nebenprodukt der chemischen Umsetzung (bspw. bei der Reduktion von Eisenerzen oder der Synthesegaserzeugung für die Ammoniak-Synthese). Ammoniak und Methanol gehören mit einer globalen Produktion von 200 bzw. 150 Mio. Jahrestonnen zu den wichtigsten Grundchemikalien. Etwa 90 % des Ammoniaks werden für die Herstellung von Stickstoffdüngemitteln eingesetzt, Methanol dient zunehmend der Gewinnung von Primär- und Plattformchemikalien (C1-Chemie), Tendenz stark steigend. Das für die Herstellung benötigte Synthesegas (N₂/H₂-Gemische, CO/H₂-Gemische) wird gegenwärtig fast ausschließlich aus Erdgas bzw. Kohle gewonnen, wobei insbesondere bei der Ammoniaksynthese der mit dem Rohstoff eingebrachte Kohlenstoff in Kohlendioxid überführt und durch eine Gaswäsche abgetrennt werden muss. Bei der Regeneration des Waschmittels fällt Kohlendioxid in reiner Form an und wird gegenwärtig zum Teil in die Atmosphäre abgegeben. Dieses CO₂ stünde grundsätzlich – zumindest mittelfristig – als preisgünstige Rohstoffquelle für die Synthese von Kraftstoffen zur Verfügung. Langfristig ist eine Substitution des fossilen Wasserstoffs durch elektrolytisch erzeugten Wasserstoff denkbar, damit würde diese CO₂-Quelle wegfallen.

Im Brennprozess zur Herstellung von Zementklinkern führt die sogenannte Entsäuerung des Kalksteins zur Freisetzung von Kohlendioxid. Während die energiebedingten THG-Emissionen durch Einsatz von erneuerbarer Energie vermeidbar sind, kann die Menge an prozessbedingt anfallendem Kohlendioxid praktisch nur durch Reduzierung des Zementklinker- bzw. Kalk-Einsatzes in der Baustoffindustrie vermindert werden. Es wird langfristig in Deutschland mit einer „CO₂-Grundlast“ von etwa 9 Mio. t/a gerechnet, die aus heutiger Sicht nur durch dauerhafte Speicherung (CCS) vermieden werden könnte [46].

Auf dem Weg zur weitestgehenden Treibhausgasneutralität nach 2050 werden die CO₂-Emissionen in industriellen Abgasen und damit auch das für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe verfügbare CO₂-Potenzial entsprechend den umweltpolitischen Zielen und dem wissenschaftlich-technischen Fortschritt schrittweise sinken. In Tabelle 6 sind Prognosen zu den zukünftig in Punktquellen verfügbaren CO₂-Mengen zusammengefasst [46], [47]. Es ist erkennbar, dass selbst in einem ambitionierten Reduzierungsszenario auch 2050 noch erhebliche CO₂-Mengen bereitstehen. Diese entstammen dann zum Großteil der Verbrennung von Biomasse und Müll. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die in den Studien ausgewiesenen, sehr geringen Emissionen in der Zementklinker- und Kalksteinindustrie, der chemischen Industrie oder der Metallurgie nur durch CCS erreichbar sind. Die in diesen Bereichen entstehenden Restmengen an CO₂ können ebenfalls als potenzielle Rohstoffe für die Synthese von Kraft- und Brennstoffen betrachtet werden.

Tabelle 6 CO₂-Potenzial Deutschland (wichtige Punktquellen) [46], [47]

Emissionen in Mio. t CO ₂	80 % Szenario			95 % Szenario		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Öffentliche und Industriekraftwerke	230,4	167,8	38,7	192,9	94,5	9,7
Raffinerien (Raffineriegas)	7,2	5,2	1,5	7,3	5,3	0,7
Zementindustrie	12,0	11,0	9,4	11,4	8,1	0,4
Chemische Industrie (NH ₃ -Synthese)	7,5	7,5	7,5	7,5	6,0	0,4
Stahl- und Eisenmetallurgie	15,2	12,2	7,2	17,0	10,8	0,4
Aluminium	0,6	0,5	0,4	0,6	0,5	0,4
Verbrennung Biomasse (Wärme, Kraft)	48,5	28,8	21,4	36,2	28,2	19,1
Verbrennung Biomasse (Prozesswärme)	7,3	19,0	42,5	12,2	28,0	35,9
Summe	326,7	249,7	128,6	281,2	178,4	66,5
Kraftstoffpotenzial (E-Fuels) in Mill. t ^{*)}	105	80	41	90	47	21

^{*)} via PtL: ca 0,32 kg Kraftstoff pro kg CO₂ (theoretisch bei vollständiger Abscheidung)

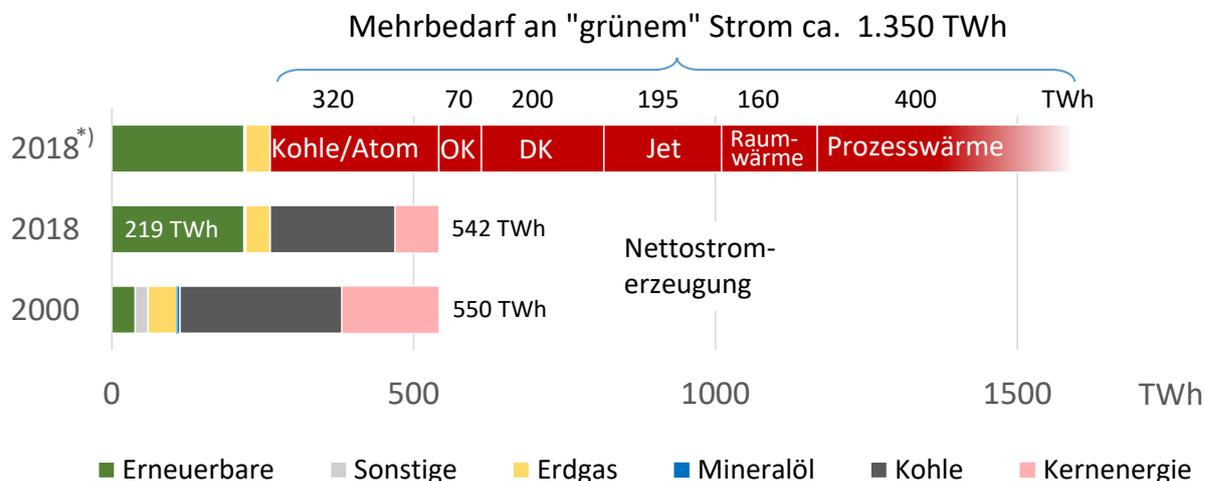
In diesen Fällen sind die Kohlenstoffkreisläufe jedoch nicht geschlossen. Es handelt sich um eine Mehrfachnutzung von Kohlendioxid, durch die die absoluten Emissionen nicht verringert werden. Im Verkehrsbereich entstehen jedoch auch keine zusätzlichen Emissionen. Bei integraler Betrachtung führt auch die Nutzung von CO₂-Punktquellen fossiler Herkunft zu einer Verminderung der THG-Emissionen. In Hinblick auf die angestrebte THG-neutrale Wirtschaft in der 2. Hälfte dieses Jahrhunderts steht allerdings langfristig nur biogenes Kohlendioxid als Alternative zu „direct air capture“ zur Verfügung. So lange aber noch in relevanten Mengenströmen Kohlendioxid aus Punktquellen in die Atmosphäre entlassen wird, macht die Abscheidung aus der Atmosphäre sowohl unter technisch-wirtschaftlichen als auch ökologischen Gesichtspunkten keinen Sinn. Die Entwicklung und Markteinführung von Technologien zur Herstellung von CO₂-basierten Energieträgern kann durch die Nutzung von vergleichsweise günstigen Punktquellen in einer Übergangszeit signifikant erleichtert und gefördert werden. Das betrifft in besonderem Maße die Industriestandorte in Europa.

2.4. Elektroenergie

Strombedarf

Für eine treibhausgasneutrale Wärmebereitstellung und Mobilität ist die Nutzung von erneuerbaren Energiequellen unerlässlich. Eine zentrale Rolle wird dabei – neben dem „direkten Einsatz erneuerbarer Energien in den jeweiligen Sektoren“ [2] – die Elektrifizierung aller relevanten Bereiche spielen. „Im Verkehrssektor gelingt dies sowohl durch die Einführung und Verbreitung direktelektrischer Antriebstechniken als auch – perspektivisch – durch den Einsatz strombasierter Kraftstoffe“ [2] und „im Gebäudebereich spielt Strom aus erneuerbaren Energien (...) eine immer wichtigere Rolle bei der Wärmeversorgung“ [2]. Abbildung 22 verdeutlicht die Dimension dieser ambitionierten Ziele. Im Jahr 2016 betrug die Nettostromerzeugung 615 TWh [48], [49], von denen etwa ein Drittel aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt wurde. Der zusätzliche Strombedarf für die vollständige Umstellung

des Straßenverkehrs auf Elektroantriebe beträgt demnach etwas mehr als 270 TWh. Basis für diesen Wert sind die Inlandsverbräuche an DK und OK im Jahr 2016 sowie die Tank-to-Wheels-Wirkungsgrade für Verbrennungsmotoren bzw. Elektroantriebe. Weitere 195 TWh wären für die Synthese von Flugturbinentreibstoff (Jet) aus Kohlendioxid und Elektrolysewasserstoff erforderlich (Berechnungsgrundlagen s. Anlage 8).



*) geschätzter Strombedarf bei vollständiger Elektrifizierung der Sektoren Transport und Wärme

Abbildung 22 Nettostromerzeugung (D, 2018) und Mehrbedarf für Mobilität und Wärme [3]

Die Einbeziehung des Wärmemarktes (Raum- und Prozesswärme, Warmwasser, Kälte) führt zu einer weiteren Erhöhung des Bedarfs an „grünem“ Strom. 2015 wurde in Deutschland Endenergie in Höhe von 1.373 TWh für die Bereitstellung von Wärme und Kälte verbraucht. Abzüglich der Beiträge von Strom und erneuerbaren Energieträgern verbleibt ein Restbedarf von ca. 1.050 TWh, der zukünftig durch Steigerung der Effizienz vermindert und schließlich im Zuge der Sektorkopplung durch elektrische Energie gedeckt werden muss [50]. Unter der Annahme, dass für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser zukünftig Wärmepumpen (Leistungszahl 4) zum Einsatz kommen werden, ergibt sich ein zusätzlicher Strombedarf von etwa 160 TWh. Der Bedarf für Prozesswärme und Kälte beziffert sich auf 420 TWh (Berechnungsgrundlagen s. Anlage 8). Zukünftig zu erwartende Einsparungen durch bessere Dämmungen und Effizienzen wurden nicht berücksichtigt. Darüber hinaus erfordert der Ausstieg aus Kernenergie und Kohle die Substitution von 320 TWh.

Basierend auf den gegenwärtigen Energieverbräuchen führt die vollständige Elektrifizierung der Bereiche Transport und Wärme zu einem Gesamtstrombedarf von 1.300 bis 1.500 TWh. Dem stehen gegenwärtig ca. 250 TWh Strom aus erneuerbarer Energie gegenüber.

Stromerzeugung

Die Bruttostromerzeugung in Deutschland belief sich 2019 auf 610,2 TWh. Davon wurden knapp 44 % in Wärmekraftwerken aus fossilen Energieträgern erzeugt, darunter 28 % in Kohlekraftwerken [51]. Damit wurde erstmals in Deutschland mehr Strom aus erneuerbaren Quellen hergestellt als aus Braun- und Steinkohle zusammen. Im Jahr 2020 ist die Stromerzeugung - wohl auch der Corona-Pandemie geschuldet - auf 572 TWh gesunken. (s. Abbildung 23 Bruttostromerzeugung in Deutschland (2020)), gleichzeitig ist aber die absolute Menge an erneuerbarem Strom von 243 auf 251 TWh angewachsen [50].

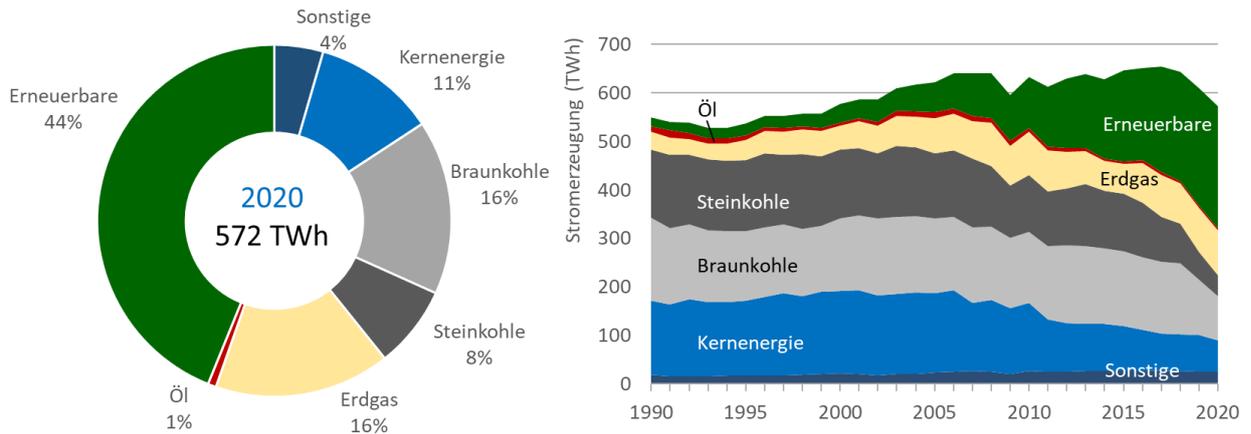


Abbildung 23 Bruttostromerzeugung in Deutschland (2020), Datenquelle [50]

Die Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen kann nicht bedarfsgerecht erfolgen. Insbesondere für Wind- und Solarstrom ist die Gewinnung stark witterungsabhängig. Zeiten, in denen nur wenig erneuerbarer Strom produziert werden kann (sog. „Dunkelflauten“) stehen Phasen mit viel Wind und Sonne gegenüber. Einerseits müssen unabhängig von äußeren Umständen Erzeugungskapazitäten vorgehalten werden, damit der Bedarf gedeckt werden kann, andererseits müssen speziell Windkraftanlagen bei zu starkem Angebot zeitweise abgeregelt werden. Damit Differenzen zwischen Stromangebot und -bedarf ausgeglichen werden können, wird Strom über Ländergrenzen hinweg getauscht. Mit dem zunehmenden Ausbau von erneuerbarer Energie in Deutschland ist in den letzten Jahren zu beobachten, dass mehr Strom aus- als eingeführt wurde und weiterhin der THG-Fußabdruck des importierten Stroms höher als der des exportierten ist. Daraus resultiert für den im Inland verbrauchten Strom (Strommix) mit 427 g/kWh ein höherer spezifischer Emissionswert als mit 401 g/kWh für die einheimische Erzeugung.

Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen

Verschiedene Studien haben sich mit der Prognose der zukünftig in Deutschland aus erneuerbaren Quellen herstellbaren Strommenge beschäftigt. Dabei spielen technische Entwicklungen in der Anlagentechnik eine ebenso wichtige Rolle wie der Ausbau von Offshore-Windkraftanlagen, die gesellschaftliche Akzeptanz oder die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen.

In Abbildung 24 sind die Ergebnisse im Vergleich zu heutigem Stand (2019) dargestellt [10], [12], [52]. Sowohl für die installierte Leistung (linke Abbildung) als auch daraus abgeleitet für die Stromerzeugung (rechte Abbildung) zeigen die Studien vergleichbare Resultate. So wird zukünftig im Endausbau eine installierte Leistung für erneuerbare Stromerzeugung von rund 200 GW erwartet. Das deckt sich mit dem Ausbauziel der Bundesregierung [52]. Mit diesem Wert kann eine Stromerzeugung zwischen 450 und 500 TWh/a erwartet werden. Das ist etwa das 2-fache der heutigen Produktion. Eine Ausnahme bildet das Elektrifizierungsszenario der Deutschen Energieagentur dena, die bei ihrer Betrachtung im Szenario EL95 vor allem von einem wesentlich höheren Onshore-Windangebot ausgeht.

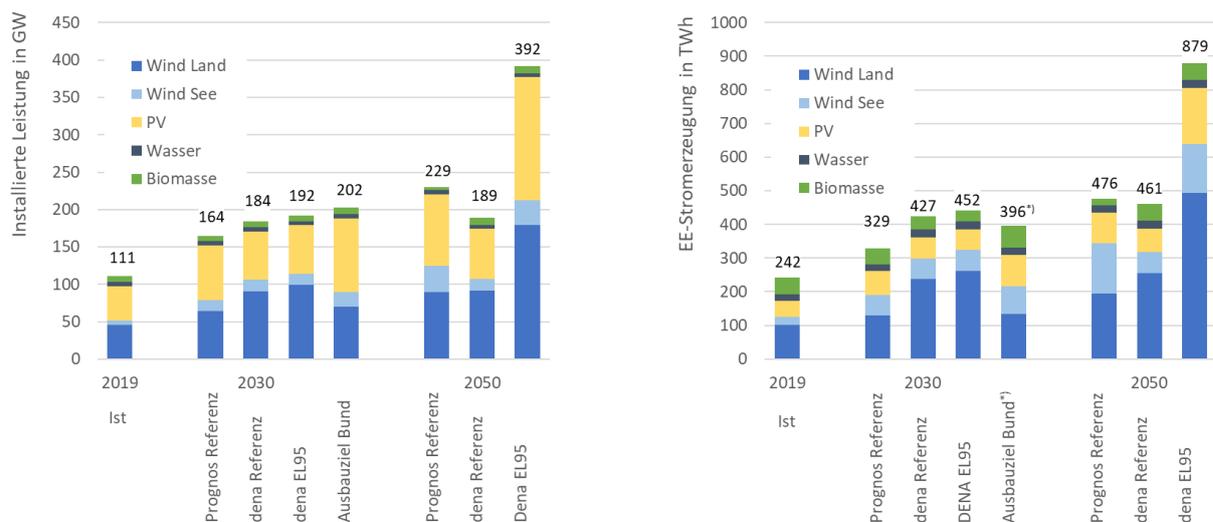


Abbildung 24 Prognose der Installierten Kraftwerksleistung (links) und Stromerzeugung (rechts) aus erneuerbaren Quellen [10], [12], [52]

Internationaler Vergleich

Die Tabelle 7 zeigt die installierten Kraftwerksleistungen auf der Basis erneuerbarer Energiequellen für die Welt, die EU28 sowie Deutschland im Vergleich, aufgeschlüsselt nach Primärenergieträgern [5]. Ergänzend sind wichtige Kennzahlen zusammengestellt.

Bezogen auf die Bevölkerungszahl tragen Deutschland und Europa etwas überproportional sowohl zum Primärenergieverbrauch (PEV) als auch zu den CO₂-Emissionen bei. Die Anteile an der Kraftwerksleistung (erneuerbar) sind allerdings erheblich größer als der jeweilige Bevölkerungsanteil. Das trifft auch auf die Stromerzeugung im Jahr 2019 zu (Tabelle 8).

Tabelle 7 Installierte Kraftwerksleistung (2019) [5]

	Installierte Leistung (GJ)			Anteile		
	Welt	EU28	D	EU/Welt	D/Welt	D/EU
Erzeugung ges.						
Erzeugung erneuerbar	2.588	467,0	125,5	18,0%	4,8%	26,9%
Anteil EE						
Wind	651	179,1	60,8	27,5%	9,3%	33,9%
PV	627	114,7	49,0	18,3%	7,8%	42,7%
Wasser	1.150	130,8	5,6	11,4%	0,5%	4,3%
Biomasse	139	39,0	10,0	28,1%	7,2%	25,6%
Sonstige	21	3,4	0,048	16,2%	0,2%	1,4%
	Welt	EU28	D	EU/Welt	D/Welt	D/EU
Bevölkerung (Mrd.)	7,63	0,51	0,08	6,7%	1,1%	15,6%
CO ₂ -Emissionen (Gt)	34,2	3,3	0,684	9,6%	2,0%	20,7%
PEV (PJ)	583.900	68.810	13.140	11,8%	2,3%	19,1%

Tabelle 8 Stromerzeugung (2019) [5]

	Erzeugung TWh			Anteile		
	Welt	EU28	D	EU/Welt	D/Welt	D/EU
Erzeugung ges.	27.011	3.272,2	610	12,1%	2,2%	18,4%
Erzeugung erneuerbar	7374	1.079,4	242,5	14,6%	3,3%	22,5%
Anteil EE	27,3%	33,0%	39,8%			
Wind	1.594	377,8	125,9	23,7%	7,9%	33,3%
PV	756	123,1	46,4	16,3%	6,1%	37,7%
Wasser	4.295	378,9	20,1	8,8%	0,5%	5,3%
Biomasse	594	188,9	50,0	31,8%	8,4%	26,5%
Sonstige	135	10,8	0,2	8,0%	0,1%	1,9%

Im globalen Maßstab steht die Stromgewinnung aus Wasserkraft mit Abstand auf Rang 1 der erneuerbaren Primärenergieträger. Dagegen wird im Durchschnitt der Europäischen Union auf Wind und Biomasse gesetzt. Daneben spielt in Deutschland vor allem die Photovoltaik eine herausragende Rolle, trotz der vergleichsweise ungünstigen klimatischen Verhältnisse.

Tabelle 9 Erneuerbar Stromerzeugung ausgewählter Länder (2018) [5]

2018	EE-Strom (ges.)	Anteil EU28
Deutschland	230,9 TWh	21,4%
Frankreich	118,7 TWh	11,0%
Italien	116,1 TWh	10,8%
UK	110,6 TWh	10,2%
Spanien	106,4 TWh	9,9%

Tabelle 9 zeigt die erneuerbare Stromerzeugung ausgewählter Länder. Mit einem Anteil von 21,4 % ist Deutschland mit Abstand der größte europäische Produzent von e-Strom. Noch höher ist der deutsche Anteil an der installierten Leistung (Wind 34 %, PV 43 %). Vor diesem Hintergrund ist fraglich, ob Deutschland mittelfristig Bedarfslücken durch Importe aus dem europäischen Ausland decken kann.

2.5. Wasserstoff

Wasserstoff ist eine Schlüsselkomponente in den Bereichen Energie und Chemie und findet in verschiedensten Formen seine Anwendung:

- als Brennstoff (Direktverbrennung, Einspeisung in das Erdgasnetz),
- als Kraftstoff (Energiequelle für Brennstoffzellen, H₂-Motoren),
- als Rohstoff für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe („BtL“, „PtL“),
- als „Hilfsstoff“ für Hydrierprozesse in Erdölraffinerien bzw. der chemischen Industrie.

Seine Bedeutung wird vor dem Hintergrund der gebotenen Reduzierung der Emissionen von Treibhausgasen (THG) in Zukunft stark anwachsen.

Gegenwärtig ist die Umwandlung von Erdgas durch das sogenannte Steamreforming die kostengünstigste Möglichkeit zur Gewinnung von Wasserstoff und ist somit der bevorzugte Weg zur Deckung des Bedarfs („grauer“ Wasserstoff).

Wasserstoff kann ebenfalls per Elektrolyse von Wasser erzeugt werden. Kommt dabei aus erneuerbaren Quellen gewonnener Strom zum Einsatz, können THG-Emissionen weitgehend vermieden werden („grüner“ Wasserstoff). Aber auch aus fossilem Erdgas kann Wasserstoff mit stark vermindertem THG-Fußabdruck hergestellt werden. Dazu muss der im Erdgas chemisch gebundene Kohlenstoff abgeschieden und dauerhaft deponiert werden. Im Falle des Steamreformings sowie des verwandten Autothermen Reformings fällt der Kohlenstoff in Form von Kohlendioxid an. Dieses kann abgetrennt und in geologisch geeigneten Formationen gespeichert werden (Carbon Capture and Storage, CCS). Werden Wasserstoffanlagen mit CCS gekoppelt, wird in der aktuellen Diskussion von „blauem“ Wasserstoff gesprochen. Bei dem Prozess der Erdgaspyrolyse werden die enthaltenen Kohlenwasserstoffe (überwiegend Methan) hingegen in die Elemente Wasserstoff und Kohlenstoff zerlegt. Letzterer könnte als Feststoff abgeschieden und deponiert werden („türkiser“ Wasserstoff).

2.6. Zwischenfazit

Biomasse

Biomasse stellt eine wichtige erneuerbare Rohstoffquelle für eine nachhaltige Energiewirtschaft dar. Deutschland verfügt über ein hohes Potenzial an energetisch nutzbarer Biomasse. Unter Berücksichtigung zu erwartender Nutzungskonkurrenzen (Wärmebereitstellung, Stromerzeugung, stoffliche Nutzung) wird es allerdings nicht ausreichen, um den Bedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen langfristig zu decken.

Die Potenzialabschätzungen für die Europäische Union zeigen erhebliche regionale Unterschiede auf, weisen aber auch ein sehr großes Gesamtpotenzial aus. Bei einer Aufteilung entsprechend der Bevölkerungszahl erscheint für Deutschland die Deckung des Bedarfs an Kraftstoffen möglich.

Im Gegensatz dazu ist das deutsche und das europäische Potenzial an Bioabfällen für die Erzeugung von FAME/HVO („used cooking oils“) sehr begrenzt.

Kohlendioxid

Kohlendioxid als Bestandteil der Atmosphäre steht praktisch unbegrenzt zur Verfügung. Aufgrund seiner sehr geringen Konzentration ist Abtrennung und Gewinnung allerdings sehr energieaufwendig und erfordert sehr große Produktionsanlagen. Das führt zu einer massiven Verteuerung der Herstellungskosten (s. Abschnitt 3.4.2).

Gegenwärtig werden mit industriellen Abgasen enorme Mengen an Kohlendioxid emittiert. Die Abtrennung gestaltet sich wesentlich einfacher, da die CO₂-Konzentrationen meist im 2-stelligen Prozentbereich liegen und teilweise sogar fast 100 % betragen. Auch bei einer weitgehenden „Defossilisierung“ der Gesellschaft nach 2050 reicht das Potenzial an CO₂-Punktquellen aus, um rund 20 Mill. Tonnen E-Fuels zu produzieren. Das Kohlendioxid stammt

dann überwiegend aus der Biomassenutzung zur Bereitstellung von Gebäude- und Prozesswärme.

e-Strom

Sowohl der globale als auch der regionale Bedarf an Strom aus erneuerbaren Quellen wird in Zukunft drastisch ansteigen. Ursachen sind die im Zuge der Energiewende wachsende Elektrifizierung aller gesellschaftlichen Bereiche, aber auch die Abkehr von der Stromerzeugung aus Kohle und Kernkraft. Basierend auf den heutigen Energieverbräuchen wurde der Bedarf für Deutschland auf ca. 1.300 TWh geschätzt.

In Hinblick auf die klimatischen und geografischen Randbedingungen sind die Ausbaumöglichkeiten für die erneuerbare Stromerzeugung begrenzt. Die zukünftig realistisch erreichbare Erzeugung liegt bei ca. 500 TWh. Gegenwärtig wird der Großteil der in Deutschland benötigten Energie importiert. Das wird auch in der Zukunft erforderlich sein.

Deutschland ist mit einem Anteil von 21,4 % mit Abstand der größte europäische Produzent von e-Strom. Noch höher ist der deutsche Anteil an der installierten Leistung (Wind 34 %, PV 43 %). Vor diesem Hintergrund ist fraglich, ob mittelfristig die Bedarfslücken durch Importe aus dem europäischen Ausland zu decken sind.

3. Möglichkeiten zur Herstellung THG-reduzierter Kraft- und Brennstoffe

3.1. Übersicht

Für die Herstellung von kohlenwasserstoffbasierten Kraftstoffen für Verbrennungsmotoren und Flugturbinen sowie von flüssigen Brennstoffen kommen grundsätzlich alle kohlenstoffhaltigen Rohstoffe in Frage. Neben Biomassen als nachwachsende Kohlenstoffträger können aus erneuerbaren Quellen gewonnener Strom gemeinsam mit Kohlendioxid eine bedeutende Rolle für eine nachhaltige Kraft- und Brennstoffproduktion spielen. Abbildung 25 gibt einen Überblick zu den verschiedenen Rohstoffklassen und den Möglichkeiten zur Gewinnung flüssiger Kraft- und Brennstoffe.

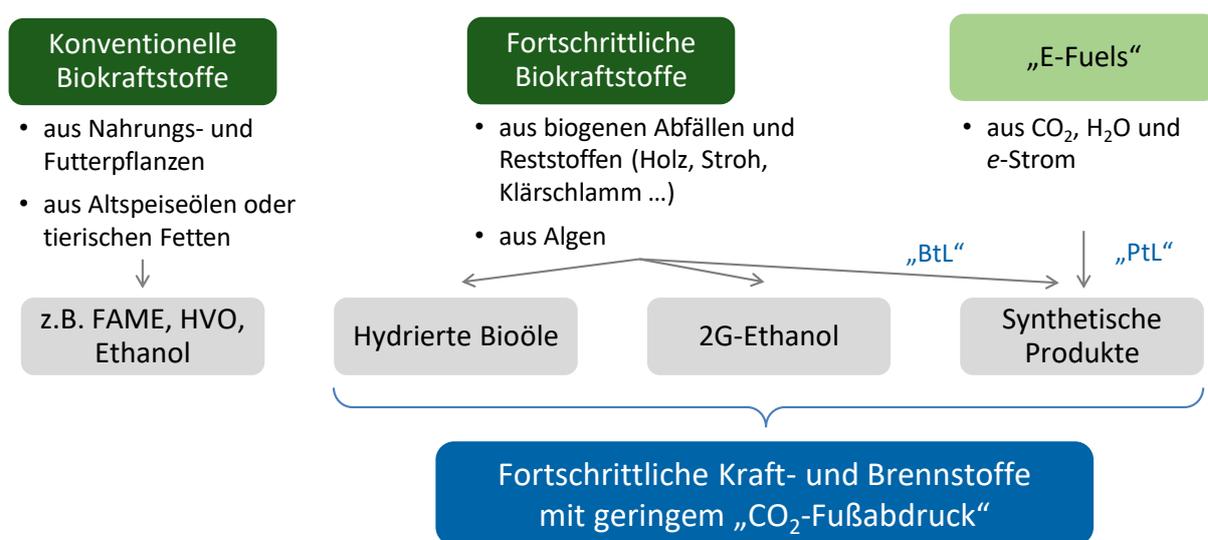


Abbildung 25 Rohstoffe und Verarbeitungsmöglichkeiten

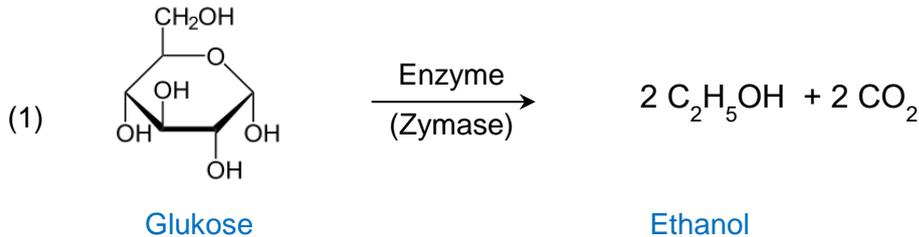
So können Kohlenhydrate, wie Zucker, Stärke oder auch Cellulose, durch eine Fermentation zu Ethanol und höheren Alkoholen, Ketonen oder auch aliphatischen Kohlenwasserstoffen abgebaut werden. Diese sind direkt oder ggf. nach einem chemischen Upgrading als Substitut für Kraft- und Brennstoffe geeignet. Einsatzstoffe sind zucker- und stärkehaltige Pflanzen sowie Lignocellulose (Holz, Stroh). Ölpflanzen aber auch verschiedene Algenarten enthalten Lipide, die separiert und verhältnismäßig einfach in Kraft- und Brennstoffe überführt werden können. Über den Weg der Direktverflüssigung lassen sich beliebige organische Ausgangsstoffe zu biogenen Ölen umsetzen. In der Regel erhält man Vielstoffgemische mit hohen Anteilen an Sauerstoff und Stickstoff, die einer aufwendigen Aufarbeitung durch Hydrierung bedürfen. Auch die Erzeugung von Synthesegas (CO/H₂-Gemische) durch Vergasung stellt an die chemische Zusammensetzung der Edukte keine hohen Anforderungen, so dass ebenfalls Lignocellulose oder auch undefinierte Biomassen als Rohstoffe in Betracht kommen. Synthesegase lassen sich zudem auch biomasseunabhängig auf der Basis von Kohlendioxid und Wasser unter Einsatz von elektrischer Energie gewinnen. Über verschiedene Synthesen (z. B. Fischer-Tropsch-Synthese, Methanolsynthese) können die Gase in hochwertige flüssige Energieträger überführt werden. Derartige Prozessketten werden als Biomass-to-Liquid- bzw. Power-to-Liquid-Verfahren bezeichnet (BtL, PtL).

In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Prozessketten kurz vorgestellt. Eine detaillierte Beschreibung ist in [3] zu finden.

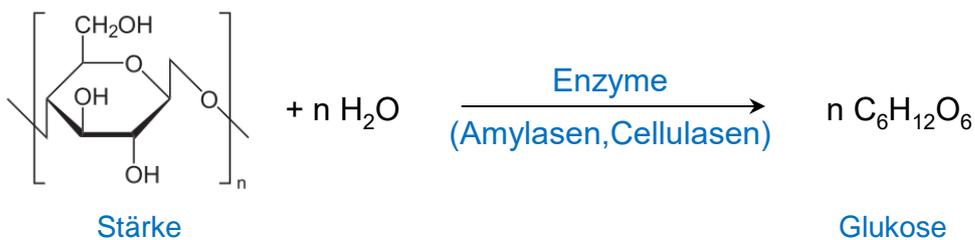
3.2. Konventionelle Biokraftstoffe

3.2.1. 1G-Ethanol

Ethanol ist praktisch seit der Erfindung des Ottomotors als ein geeigneter Kraftstoff bekannt (Spiritus → „Sprit“) und kann über die klassische alkoholische Gärung nach Gleichung (1) aus Zuckern (Saccharose, Glukose) gewonnen werden.



Werden für die Gewinnung von Stärke Pflanzen genutzt, die auch zur Futter- oder Nahrungsmittelgewinnung verwendet werden könnten (z. B. Zuckerrübe, Weizen, Mais), bezeichnet man das Produkt als Bioethanol der 1. Generation (1G-Ethanol). Bei Einsatz von komplexen Kohlehydraten (z. B. Stärken) ist vor der Fermentation eine enzymatische Aufspaltung der Polysaccharide zu Disacchariden (Zucker) erforderlich (Gleichung (2)).



Die Herstellung von Bioethanol auch zum Zwecke der energetischen Nutzung ist eine am Markt eingeführte Technologie. Ein vereinfachtes Prozessschema zeigt die Abbildung 28. Tabelle 10 fasst wichtige Eckdaten für die Herstellung von Bioethanol der 1. Generation zusammen.

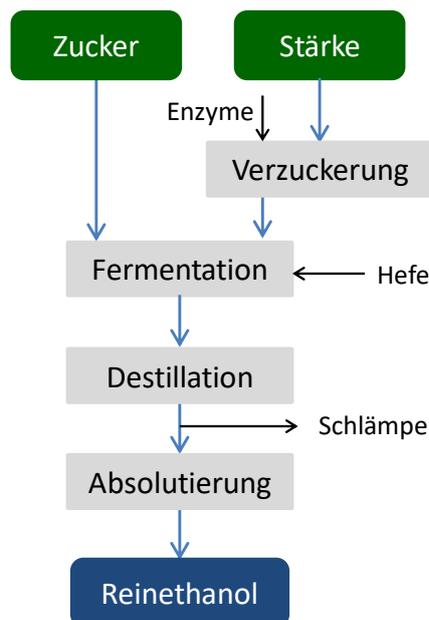


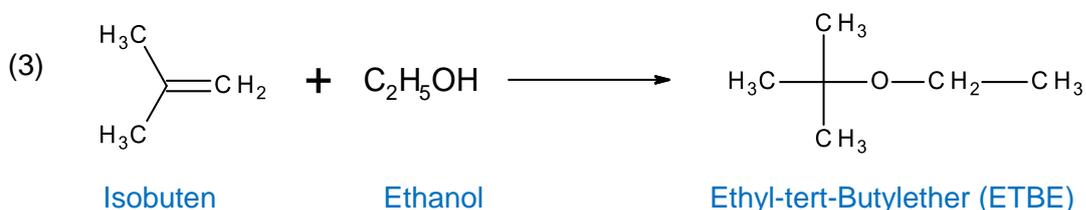
Abbildung 26 Prozessschema Herstellung von Bioethanol der 1. Generation

Tabelle 10 Steckbrief Herstellung von Bioethanol der 1. Generation

Rohstoffe	Kohlenhydrate - Zucker: Zuckerrohr, Zuckerrübe - Stärke: Weizen, Gerste, Roggen, Triticale, Mais			
Produkte	Ethanol	→ Zumischung zu OK (Super 95, E10, E85) → Veredlung zu ETBE		
Nebenprodukte	Schlempe	→ nach Trocknung: Futtermittel → Substrat in Biogasanlagen		
Ausbeuten		flächenbezogen	energiebezogen	massebezogen
	Weizen	62 GJ/ha	56,0 % (Korn)	30,4 %
	Mais	83 GJ/ha	60,3 % (Korn)	31,6 %
	Zuckerrübe	162 GJ/ha	54,3 % (Rübe)	8,7 %
	Zuckerrohr	135 GJ/ha	36,9 % (Pflanze)	7,0 %
THG-Emissionen g CO₂ äq/MJ		Standard (REDII)	typisch (REDII)	zertifiziert (BLE)
	Weizen	31 - 72	31 - 60	11,4
	Mais	30 - 68	30 - 56	10,1
	Zuckerrübe	23 - 50	20 - 39	21,5
	Zuckerrohr	29	28	10,2
				im Mittel (D) 11,0

Ethanol ist mit Benzin in jedem Verhältnis mischbar und kann daher als drop-in-fähige Komponente konventionellen Ottokraftstoffen beigemischt werden. Die hohe Klopfestigkeit, ausgedrückt durch Research-Octanzahlen (ROZ) von 108-109 [53], [54] kann, bei entsprechender Optimierung der Motoren, zu einer Steigerung des Motorwirkungsgrades und damit zur Reduzierung des spezifischen, energiebezogenen Kraftstoffverbrauches führen [54]. Gleichzeitig werden die Emissionen an Kohlenwasserstoffen, Kohlenmonoxid und Stickoxiden reduziert. Bedingt durch den hohen Sauerstoffgehalt von 34,8 Ma.-% besitzt Ethanol einen Heizwert von nur 26,8 MJ/kg und damit gegenüber Benzin eine um ca. 35 % geringere volumenbezogene Speicherdichte. Der niedrige Dampfdruck führt zu einem schlechten Kaltstartverhalten bei hohen Ethanolanteilen im Kraftstoff. Zudem besitzt Ethanol ein gutes Lösevermögen für verschiedene Materialien. Daraus ergeben sich Limitierungen bei der Zumischung zu konventionellem Ottokraftstoff. Gegenfalls sind Anpassungen der Motoren und Kraftstoffsysteme erforderlich (s. a. Abschnitt 4.2.1).

Für die Verwendung als Kraftstoffzusatz eignet sich nur wasserfreies Ethanol, da bei Mischungen aus Benzin und wasserhaltigem Ethanol das Wasser ausfällt und sich im Kraftstoffsystem akkumuliert (Korrosion). Bei der Entwässerung fällt eine sogenannte Schlempe an, die die Nebenprodukte wie bspw. Fasern, Eiweiße und Fette enthält. Diese können als eiweißreiches Futtermittel eingesetzt oder einer energetischen Nutzung zugeführt (Biogas, Wärme) werden [55]. Ethanol lässt sich - ebenso wie Methanol - mit Hilfe von Isobuten in den entsprechenden Tert-Butylether überführen (Gleichung (3)), der als Klopfverbesserer für konventionelle Kraftstoffe verwendet werden kann.

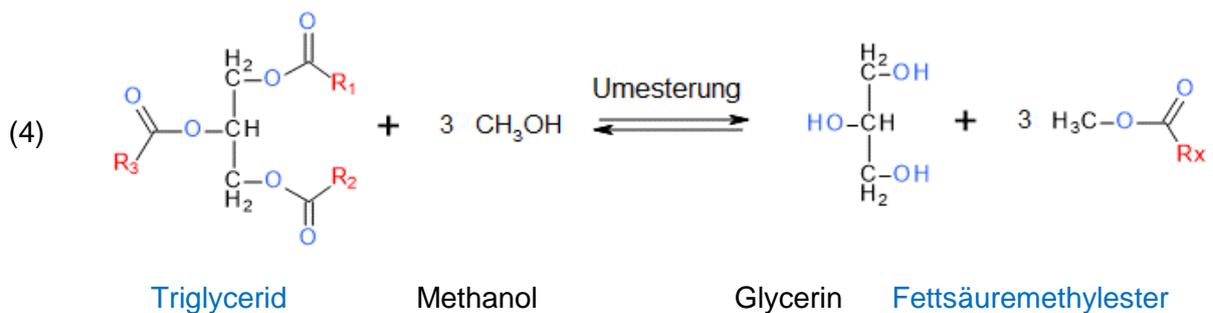


3.2.2. Biodiesel (FAME, UCOME)

Bei Pflanzenölen aber auch bei tierischen Fetten handelt es sich aus chemischer Sicht um sogenannte Triglyceride. Rein formal sind dies Ester von langkettigen Säuren (Fettsäuren) mit dem 3-wertigen Alkohol Glycerin. Diese Öle sind grundsätzlich für die dieselmotorische Verbrennung geeignet. Insbesondere die hohe Viskosität sowie die schlechte Zündfähigkeit führen allerdings im Fahrzeugbetrieb zu anwendungstechnischen Problemen, vor allem im Winter oder beim Kaltstart:

- verminderte Pumpfähigkeit (→ erhöhter Verschleiß der Pumpen und Einspritzsysteme),
- schlechte Zerstäubung (→ Zündverzögerung und Geräusentwicklung - „Nageln“)
- Rußbildung, Ablagerungen, Verstopfungen,
- Schmierölverdünnung (unverbrannter Kraftstoff schlägt sich an der Zylinderwand nieder und gelangt so in das Motorenöl).

Bei einer Umesterung mit Methanol gemäß Gleichung (3) bilden sich Fettsäuremethylester (FAME – *fatty acid methyl ester*), die in ihren anwendungstechnischen Eigenschaften denen konventioneller Kraftstoffe sehr nahekommen. Das Produkt ist als Biodiesel am Markt eingeführt.



Ein vereinfachtes Prozessschema zeigt die Abbildung 27. Tabelle 10 fasst wichtige Kennzeichen für die Herstellung von Biodiesel zusammen.

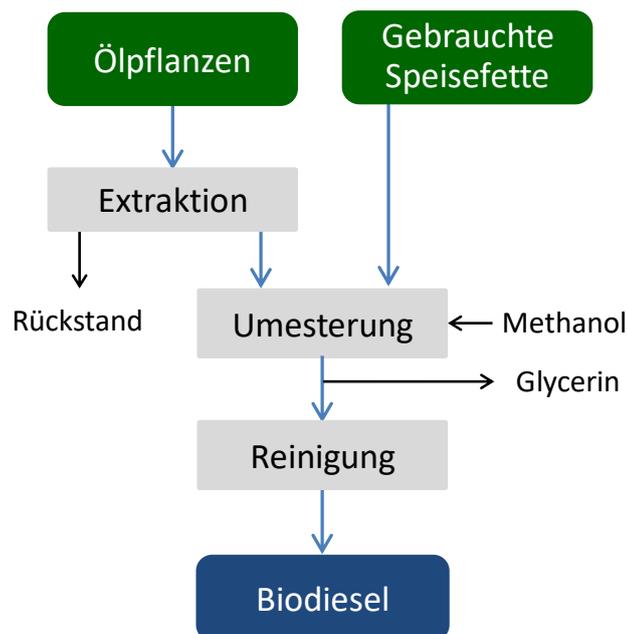


Abbildung 27 Prozessschema Herstellung von Biodiesel (FAME)

Tabelle 11 Steckbrief Herstellung von Biodiesel

Rohstoffe	prinzipiell alle Ölpflanzen (z. B. Rapsöl, Palmöl), gebrauchte Speisefette, (Tierfette)			
Produkte	Substitute für Dieselkraftstoff und Heizöl EL (Spezifikation DIN EN 14214), gegenüber konventionellen Produkten: - etwas geringerer Energieinhalt, - höhere Wasseraffinität (Korrosion, Lagerungsstabilität) - chemisch ungesättigt (Stabilität)			
Nebenprodukte	Extraktionsreste (Schrot) als eiweißreiches Viehfutter Glycerin: als Feuchtigkeitsspeicher (Kosmetik, Tabak), chemischer Rohstoff, Energieträger			
Ausbeuten		flächenbezogen	energiebezogen	massebezogen
	RME	58 GJ/ha	63,3 % (Korn)	
	PME	145 GJ/ha	52,2 % (Frischfrucht)	
	UCOME		97,8 % (Altfett)	
THG-Emissionen g CO₂ äq/MJ		Standard (REDII)	typisch (REDII)	zertifiziert (BLE)
	RME	50	46	32,4
	PME	52 - 76	46 - 64	23,3
	UCOME	15	11	6,9
				im Mittel (D) 18,4

Fettsäuremethylester (FAME) sind langkettige Moleküle mit ähnlicher Größe und Struktur wie typische Mitteldestillatkomponenten (z. B. n-Hexadekan). Charakteristische Besonderheiten sind die Estergruppen sowie eine variierende, vom Einsatzstoff abhängige Anzahl an Doppelbindungen, die die Eigenschaften der Produkte stark bestimmen.

Das als Koppelprodukt anfallende Glycerin (rund 10,5 Ma.-% bezogen auf FAME) findet aufgrund seiner wasserbindenden Eigenschaften vielfältige Anwendungen (z. B. Kosmetikindustrie, Tabakindustrie). Es kann daneben als Rohstoff in der chemischen Industrie eingesetzt oder auch energetisch genutzt werden.

3.2.3. Hydrierte Pflanzenöle (HVO)

Die Hydrierung von Pflanzenölen stellt eine Alternative zur Umesterung von Ölen und Fetten dar. Durch die Reaktion mit Wasserstoff werden sowohl die Doppelbindungen der Fettmoleküle abgesättigt als auch der in den Estergruppierungen enthaltene Sauerstoff in Form von Wasser oder Kohlenstoffoxiden entfernt (Gleichung 5). Als Produkte erhält man ein Gemisch aus Paraffinen im Siedebereich von Dieselkraftstoff. Die Kettenlängen (C-Zahl) der Produkte hängt vom Fettsäureprofil der eingesetzten Öle ab. Die primär entstehenden unverzweigten n-Alkane besitzen zumeist relativ hohe Schmelztemperaturen und damit verbunden schlechte Kälteeigenschaften. Sie müssen daher in einem zweiten Prozessschritt einer Isomerisierung unterzogen werden [56], [57]. Dabei laufen als Nebenreaktion auch Crackprozesse ab, die die Siedelage des Produktes verschieben und mit Ausbeuteverlusten verbunden sein können. Mit zunehmender Isomerisierungsschärfe nimmt der Anteil an leichten Fraktionen (Kerosin, Naphtha) zu [58]. Die sehr leichten Komponenten sind bei diesem Prozess in der Regel unerwünscht, da sie nicht zum Einsatz als Ottokraftstoff geeignet sind.

Im Dieselmotorbereich hat sich für dieses Produkt die Bezeichnung „hydriertes Pflanzenöl“ (HVO – *hydrogenated vegetable oil*) etabliert, obwohl teilweise neben pflanzenstämmigen Ölen auch anteilig tierische Fette als Einsatzstoff verwendet werden. Im Kerosinbereich wird das Produkt

als „hydrierte Ester und Fettsäuren“ (HEFA – *hydroprocessed esters and fatty acids*) bezeichnet. Ein vereinfachtes Prozessschema zeigt die Abbildung 28. Tabelle 12 fasst wichtige Kennzeichen für die Herstellung von HVO zusammen.

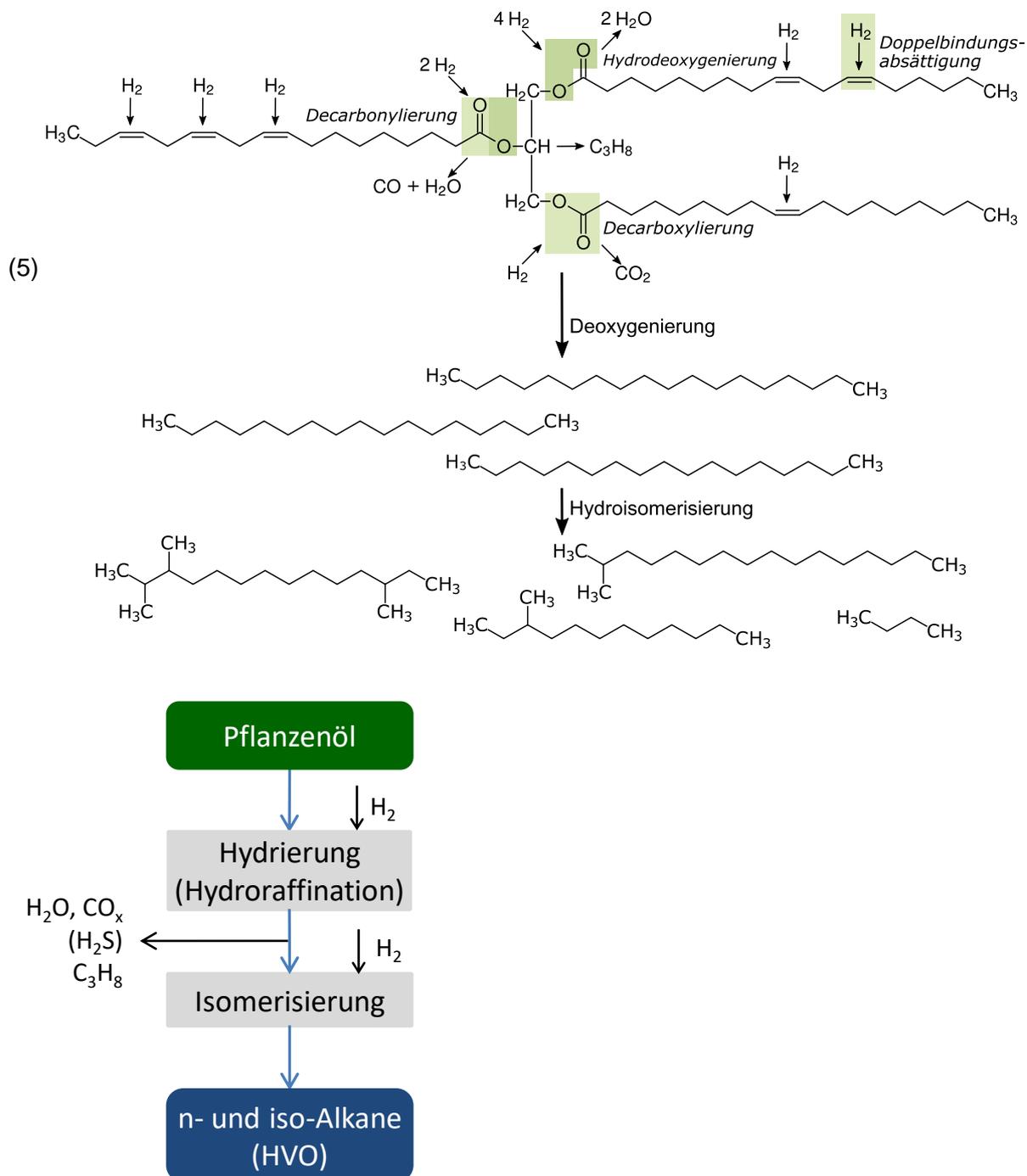


Abbildung 28 Prozessschema Herstellung von Hydriertem Pflanzenöl (HVO)

Das HVO bzw. das HEFA ähnelt den ebenfalls paraffinischen, aus der Fischer-Tropsch-Synthese stammenden, synthetischen Diesel-, Heizöl- und Kerosinsubstituten. Die paraffinischen Produkte verbrennen rußärmer, besitzen eine hohe Zündwilligkeit (Cetan-Zahl) und aufgrund ihrer geringeren Dichte einen etwas geringeren volumetrischen Heizwert. Die Kälteeigenschaften können durch die Isomerisierung eingestellt werden (s. a. Abschnitt 4.2.2).

Tabelle 12 Steckbrief Herstellung von Hydriertem Pflanzenöl

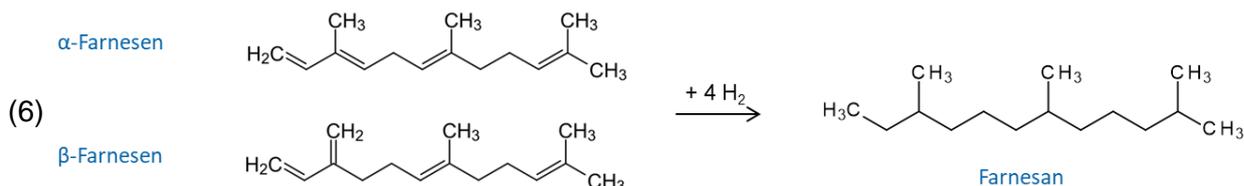
Rohstoffe	alle Fette und Öle, auch mit freien Fettsäuren, derzeit vor allem Palmöl und Abfallöle		
Produkte	hochwertige Mitteldestillate für den Einsatz als DK oder Heizöl EL sowie Jet A1 (paraffinreich, hohe Cetanzahl, schwefel- und aromatenfrei; Kältebeständigkeit kann nach Bedarf eingestellt werden)		
Nebenprodukte	Propan - Bereitstellung Prozessenergie, - biogenes Flüssiggas		
Ausbeuten	flächenbezogen	energiebezogen	massebezogen
	Rapsöl-HVO	57 GJ/ha	61,8 % (Korn)
	Palmöl-HVO	142 GJ/ha	51,1 % (Frischfrucht)
	UCO-HVO		95,5 % (Altfett)
	Hydrierung	80 ... 87 Ma.-% (bez. auf Feedöl)	
THG-Emissionen g CO₂ äq/MJ	Standard (REDII)	typisch (REDII)	zertifiziert (BLE)
	Rapsöl-HVO	50	46
	Palmöl-HVO	48 - 73	44 - 62
	UCO-HVO	16	12
			im Mittel (D) 19,5

Der für die Hydrierung der Doppelbindungen bzw. die Hydrodeoxygenierung zur Entfernung des Sauerstoffs erforderliche Bedarf an Wasserstoff kann durch eine der Hydrierung vorgelagerte thermische Behandlung reduziert werden [59]. In diesem Fall wird der Großteil des Sauerstoffs in Form von Kohlenoxiden abgespalten. Gleichzeitig führt der Prozess zu einer breiteren Siedeverteilung der Produkte.

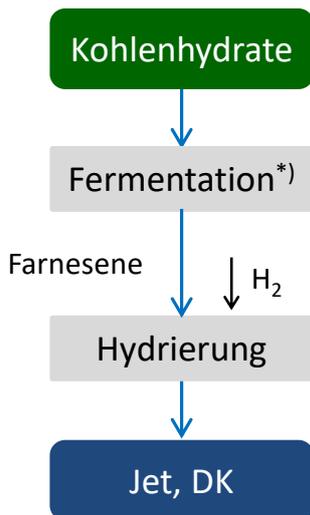
3.2.4. Farnesan

Neben der Produktion von Alkoholen besteht bei Fermentationen auch die Möglichkeit auf biologischem Weg direkt ganz bestimmte sauerstofffreie Kohlenwasserstoffe zu erzeugen. Ein Beispiel dafür sind Farnesene. Das sind ungesättigte, regelmäßig verzweigte, Kohlenwasserstoffe mit 15 Kohlenstoffatomen, die zur Gruppe der Terpenoide gehören. Sie können technisch durch Hefen aus Kohlenhydraten erzeugt werden, denen per Gentransfer Gene des einjährigen Beifußes (*artemisia annua*) zur Farnesensynthese transferiert wurden [60].

Nach Aufsättigung der Doppelbindungen durch Hydrierung wird der Stoff als Farnesan bezeichnet. Es besitzt aufgrund des Verzweigungsgrades einen sehr niedrigen Cloud Point von -78 °C [61] und einen Siedepunkt um 250 °C und ist daher sehr gut als Jet-Fuel geeignet. Auch die Verwendung als Dieselmotorkraftstoff oder Heizöl kann in Betracht gezogen werden.



Das allgemeine Produktionsschema ist in Abbildung 29 dargestellt. In Tabelle 13 befindet sich ein Steckbrief.



*) mit speziellen Hefen

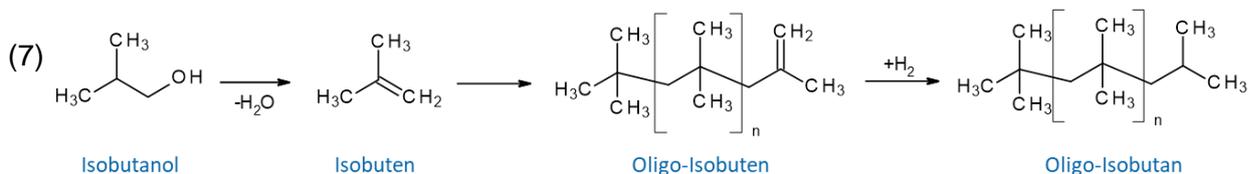
Abbildung 29 Prozessschema Herstellung von Farnesan

Tabelle 13 Steckbrief Herstellung von Farnesan

Rohstoffe	kohlenhydrathaltige Biomasse, z. B. Zuckerrohr			
Produkte	mehrfach verzweigte C15-Alkane - sehr gute Kältebeständigkeit (→ Jet) - hohe Cetanzahl (→ DK)			
Nebenprodukte	keine			
Ausbeuten	Zuckerrohr	flächenbezogen 113 GJ/ha	energiebezogen 30,8 % (Pflanzen)	massebezogen
THG-Emissionen g CO₂ äq/MJ	Zuckerrohr	Standard (REDII) k. A.	typisch (REDII) k. A.	Literatur 45 [62]

3.2.5. Jet-Fuel aus Alkoholen

Zur Erzeugung von Kohlenwasserstoffen für Jet-Fuel können auch fermentativ erzeugte Alkohole herangezogen werden. Im sogenannten Alcohol-to-Jet-Prozess (s. Abbildung 30) werden die Alkohole zunächst zu Alkenen dehydriert.



Diese können im Anschluss oligomerisiert werden. Wird ein verzweigter Alkohol, wie z. B. Isobutanol verwendet, sind die Oligomerisate unabhängig vom Oligomerisierungsverfahren ebenfalls stark verzweigt. Es können aber auch unverzweigte Alkohole eingesetzt werden; bei einer Oligomerisierung an sauren Zeolithen entstehen ebenfalls stark verzweigte Produkte. Bei der anschließenden destillativen Trennung werden die Oligomere im gewünschten Siedebereich als Produktstrom abgetrennt und der Rest zur Ausbeuteerhöhung

zurückgeführt. Das Produkt ist noch ungesättigt, und wird abschließend zu gesättigten Kohlenwasserstoffen hydriert. Diese sind sehr stark verzweigt, die Siedelage ist über die Fahrweise der Destillation einstellbar. Das Produkt ist somit sehr gut als Substitut für Jet-Fuel geeignet, aber auch der Einsatz als Dieselmotorkraftstoff oder Heizöl wäre möglich.

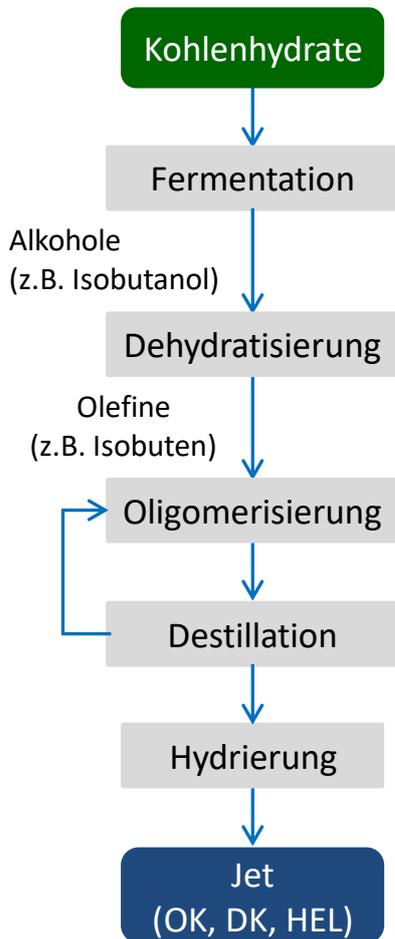


Abbildung 30 Prozessschema Alkohol-to-Jet (AtJ)

Tabelle 14 Steckbrief Herstellung von AtJ-Jet

Rohstoffe	Kohlenhydrathaltige Biomasse, z. B. Zuckerrohr oder Mais			
Produkte	paraffinischer Flugturbinentreibstoff (Zumischungen bis 30 % erlaubt)			
Nebenprodukte	Schlempe - nach Trocknung: Futtermittel - Substrat in Biogasanlagen,			
Ausbeuten	Zuckerrohr	flächenbezogen 120 GJ/ha	energiebezogen 32,8 % (Pflanze)	massebezogen
THG-Emissionen g CO₂ äq/MJ	Zuckerrohr	Standard (REDII) k. A.	typisch (REDII) k. A.	Literatur 22 [62]
	Weizenstroh	k. A.	k. A.	30 [63]

3.3. Fortschrittliche Biokraftstoffe (ohne BtL)

Als fortschrittliche Biokraftstoffe zählen alle Kraftstoffe, die aus Reststoffen (s. RED II, Anhang IX A) hergestellt werden. Sie stehen nicht in Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion und werden zu den Kraftstoffen 2. Generation gezählt (s. Tabelle 4 auf S. 23).

Derartige Reststoffe (z. B. Holzabfälle, Stroh) bestehen im Wesentlichen aus Lignocellulose, aus der Ethanol der 2. Generation (2G-Ethanol), Biomethan oder Bio-Pyrolyseöle gewonnen werden können [64]. Des Weiteren kann die Biomasse mittels Vergasung auch in ein Synthesegas überführt werden, aus dem über unterschiedliche Reaktionswege verschiedenste synthetische Kraftstoffe herstellbar sind. Diese sog. Biomass-to-liquid-Prozesse (BtL) werden in Kapitel 3.4 beschrieben.

3.3.1. 2G-Ethanol

Lignocellulose besteht aus drei Hauptbestandteilen, von denen die Cellulose sowie die HemiCellulose fermentierbare Kohlenhydrate darstellen. Ein weiterer wichtiger Bestandteil ist das Lignin, das als Bindemittel für Cellulose/HemiCellulose fungiert und dem Holz bzw. Stroh seine Festigkeit verleiht. Lignin ist nicht fermentierbar. Um die Cellulose bzw. HemiCellulose der Fermentation zugänglich zu machen, ist zunächst ein Aufschluss der Lignocellulose erforderlich, der die 2G-Ethanol-Gewinnung deutlich aufwendiger als die klassische alkoholische Gärung von stärke- oder zuckerhaltigen Substraten (Abbildung 31) macht.

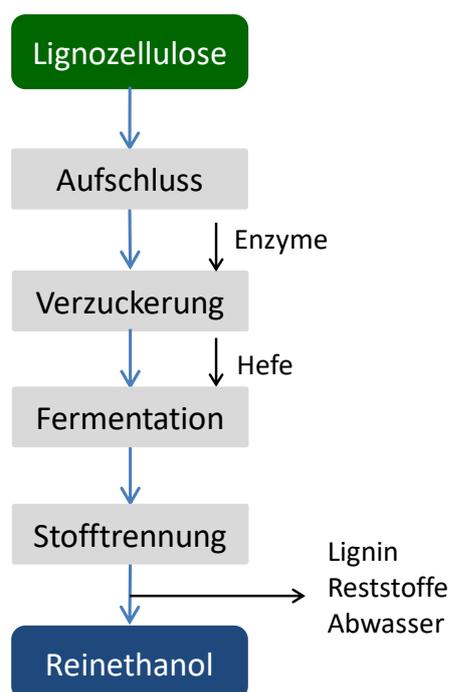


Abbildung 31 Prozessschema Herstellung von Bioethanol der 2. Generation

Für den Aufschluss gibt es mehrere chemische oder physikalisch-chemische Verfahrensmöglichkeiten. Zu nennen wären Säureaufschlüsse, basische Aufschlüsse, Aufschlüsse mit Wasser (unter Druck), die jeweils auch als „steam explosion“-Verfahren ausgeführt werden können, bei denen die unter Druck stehende Suspension schlagartig entspannt wird [65], [66]. Die aufgeschlossene Cellulose wird im Anschluss enzymatisch (Cellulasen) in die einzelnen Zuckermomere aufgespalten. Aus Cellulose entsteht dabei Glucose, aus HemiCellulose dagegen ein Gemisch aus Xylose, Mannose, Arabinose und Galactose. Xylose und Arabinose

sind im Gegensatz zu den anderen genannten Zuckern Pentosen (C5-Zucker), welche von Standardhefen für die 1G-Ethanol-Produktion (*saccharomyces cerevisiae*) nicht verstoffwechselt werden. Daher ist der Einsatz spezieller Hefen, die sowohl C5- als auch C6-Zucker nutzen können, erforderlich [66], [67]. Abschließend wird das Ethanol destillativ gewonnen. Das Lignin und andere Reststoffe können thermisch verwertet werden.

Selbstverständlich unterscheidet sich 2G-Ethanol stofflich nicht von konventionellem Bioethanol. Dank der anderen Rohstoffbasis unterliegt es jedoch nicht den Beschränkungen in der Anrechenbarkeit als erneuerbarer Energieträger für die Erfüllung von Quoten gemäß REDII bzw. BImSchG. Lediglich aus der Kraftstoffnormung ergeben sich Beimischungsgrenzen (z. B. E5, E10, E85).

Tabelle 15 Steckbrief Herstellung von 2G-Ethanol

Rohstoffe	Lignocellulose (Stroh, Abfallholz)			
Produkte	Ethanol	Zumischung zu OK Veredlung zu ETBE		
Nebenprodukte	Lignin	energetische Nutzung (Prozessenergie, Verkauf)		
Ausbeuten		flächenbezogen	energiebezogen	massebezogen ^{*)}
	Abfallholz		41,1 %	26,2 %
	Stroh	50 GJ/ha	35,7 %	22,4 %
THG-Emissionen g CO₂ äq/MJ		Standard (REDII)	typisch (REDII)	modelliert
	Kulturholz	k. A.	k. A.	20
	Abfallholz	k. A.	k. A.	9
	Stroh	16	13	8

^{*)} auf Trockenmasse bezogen

3.3.2. Bioöle

Mit Hilfe von thermisch-chemischen Prozesse (wie z. B. Pyrolyse, hydrothermale Verflüssigung, chemischer Aufschluss) lassen sich aus Biomassen vergleichsweise einfach flüssige bzw. ölige Produkte gewinnen. Diese sind grundsätzlich für eine weitere Aufarbeitung zu Kraft- und Brennstoffen geeignet, die jedoch aufgrund der zumeist sehr ungünstigen Eigenschaften der primären Produkte äußerst aufwendig ist. Bioöle, wie Pyrolyseöle aus Holzabfällen oder Klärschlamm, hydrothermal verflüssigte Algenbiomasse oder auch Tallöle (Nebenprodukt der Zellstoffherstellung) sind komplexe Gemische mit hohen Gehalten an Heteroatomen (Stickstoff bis 7 Ma.-%, Sauerstoff bis 30 Ma.-%). Es handelt sich meist um stark ungesättigte, polare und zudem häufig viskose Flüssigkeiten.

Für das erforderliche Upgrading zur Einstellung der geforderten anwendungstechnischen Eigenschaften (Siedelage, Heteroatomgehalt, Viskosität, Heizwert, Kälteeigenschaften, Zündwilligkeit, Klopffestigkeit) eignen sich die bekannten Raffinerieprozesse, insbesondere das Hydrotreating/ Hydrocracking. Allerdings kann der Einsatz derartiger Bioöle zu einer schnellen Katalysatorvergiftung führen und ist mit einem hohen Wasserstoffverbrauch verbunden. Die Entfernung der Heteroatome führt überdies zu einer Teilspaltung der Moleküle verbunden mit einer Absenkung der Siedelage. Hydrierte Bioöle besitzen eine breite Siedeverteilung im gesamten Bereich der Zielprodukte (Naphtha, Kerosin, Diesel).

Vor diesem Hintergrund erscheint eine lokale Anwendung derartiger Öle als nicht normgerechter Brennstoff für die Wärmebereitstellung als bessere Option gegenüber der Gewinnung hochwertiger Verkaufsprodukte.

3.4. Synthetische Kraftstoffe

3.4.1. Übersicht

Unter den verschiedenen Verfahren zur Herstellung von fortschrittlichen Kraftstoffen nehmen die Verfahren über Synthesegas eine besondere Stellung ein. Als Synthesegas wird eine Mischung aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid bezeichnet. Es kann sowohl aus fossilen Quellen, als auch aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden und kann als Ausgangsstoff für eine Vielzahl an möglichen Produkten eingesetzt werden (s. Abbildung 32). Wird Biomasse als Quelle eingesetzt wird von „*Biomass-to-X*“ (BtX)-Verfahren gesprochen. Bei der Nutzung von, vorzugsweise erneuerbarem, Strom mit Kohlendioxid als Kohlenstoffquelle werden die Verfahren als „*Power-to-X*“ (PtX)-Verfahren bezeichnet.

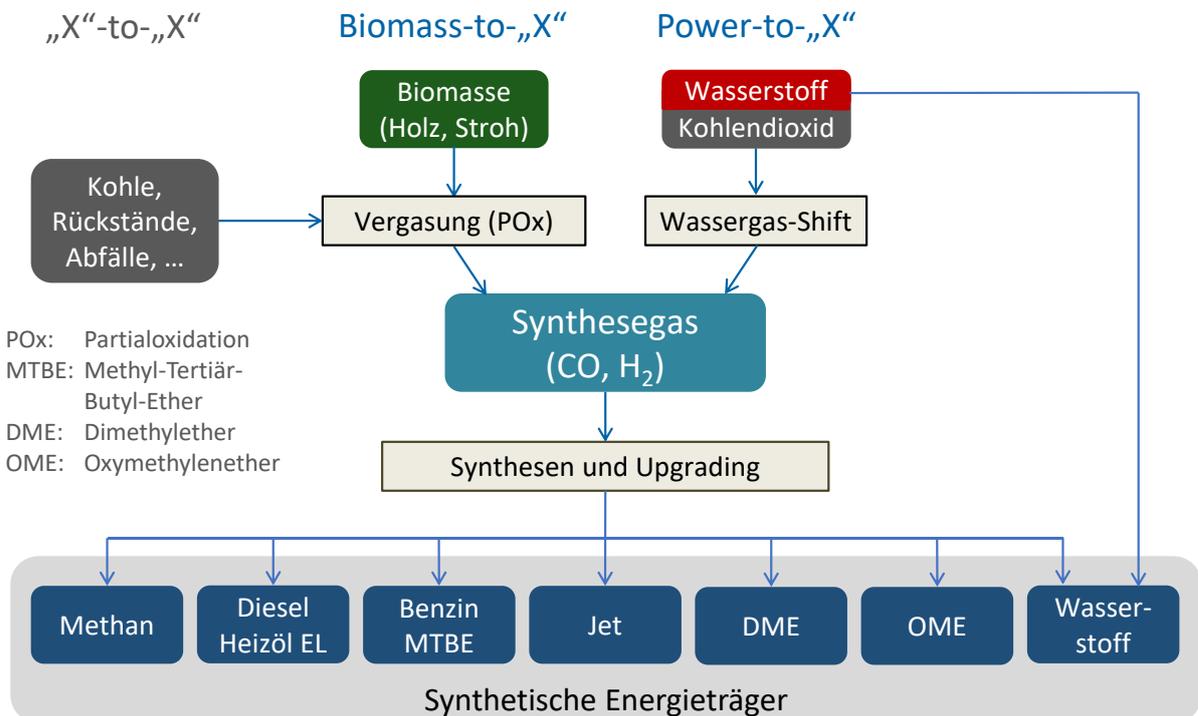


Abbildung 32 Synthetische Kraft- und Brennstoffe – Übersicht Rohstoffe und Produkte

Das erzeugte Synthesegas kann über verschiedene Synthesen in das jeweils gewünschte Zielprodukt überführt werden. Dabei sind die Rohstoff- und Produkteigenschaften über die Schnittstelle Synthesegas entkoppelt. Werden Flüssigkeiten erzeugt, bezeichnet man bei BtX und PtX das „X“ als „*Liquid*“, also abgekürzt als BtL bzw. PtL. Bei der Produktion von Gasen entsprechend als „*Gas*“, was zu BtG bzw. PtG abgekürzt werden kann.

Die Produkteigenschaften können gezielt über die Wahl des zu produzierenden Stoffs oder auch ggf. über die Parameter der Synthese teilweise maßgeschneidert eingestellt werden. Die benötigten Synthesetechnologien (z. B. die Methanolsynthese oder die Fischer-Tropsch-Synthese zur Erzeugung von Kohlenwasserstoffen) sind weitgehend bekannt und werden schon derzeit großindustriell eingesetzt. Jedoch wird derzeit meistens Kohle oder Gas als Ausgangsstoff verwendet. Jede Synthese benötigt ein spezifisches Verhältnis zwischen H₂ und CO, welches über die Wassergas-Shift-Reaktion (Gleichung 8) eingestellt werden kann.



Das molare Verhältnis liegt für die meisten Synthesen bei ca. 2:1 ($H_2:CO$). Die Biomassevergasung liefert hingegen Verhältnisse die eher bei 1:1 liegen. Über die Wassergas-Shift-Reaktion muss Wasser in H_2 umgewandelt werden, um das notwendige Verhältnis einzustellen. Dabei wird ein Teil des CO verbraucht. Bei PtX-Verfahren entsteht in der Elektrolyse zunächst reiner Wasserstoff. Für die Bereitstellung des erforderlichen CO wird CO_2 mit einem Teil des H_2 über die reverse Wassergas-Shift-Reaktion⁸ umgesetzt. Alternativ ist auch die direkte Umsetzung von CO_2 mit H_2 denkbar. CO_2 -basierte Synthesen sind jedoch aktueller Teil der Forschung und technisch noch nicht etabliert.

Ein wesentlicher Vorteil von BtX-Technologien ist, dass praktisch beliebige Biomassen verarbeitet werden können, auch Lignocellulosen wie Holz oder Stroh. Es können Rohstoffe genutzt werden, die nicht in Konkurrenz zum Nahrungs- oder Futtermittelanbau stehen. Deswegen gelten BtX-Produkte, abhängig von der genau eingesetzten Biomasse, auch als fortschrittliche Biokraftstoffe.

Langfristig gibt es ein noch größeres Potential für erneuerbaren Strom und damit auch für PtX-Produkte (E-Fuels). Diese können neben ihrer Verwendung als Kraft- oder Brennstoff ebenfalls dazu dienen, fluktuierend anfallenden Wind- oder Solarstrom chemisch zu speichern. Bei Bedarf ist eine Rückverstromung möglich. Des Weiteren ermöglichen sie einen einfacheren Import von erneuerbaren strombasierten Energien. Der Transport von Elektrizität über größere Entfernungen ist schwierig und mit hohen Verlusten behaftet. Flüssige PtX-Produkte lassen sich hingegen vergleichsweise einfach weltweit transportieren.

3.4.2. Synthesegaserzeugung

Biomassevergasung

Zur Erzeugung von Synthesegas aus Biomasse werden Vergasungsverfahren eingesetzt, in denen die Biomasse unvollständig oxidiert wird. Dazu steht eine Vielzahl an möglichen Verfahrensvarianten (u. a. Partialoxidation mit O_2 oder allotherme Vergasung mit H_2O ; Hoch- oder Niederdruck; Wirbelschicht oder Flugstrom) zur Verfügung [68]. Vor der eigentlichen Vergasung ist eine Vorbehandlung der Biomasse zu einem homogeneren, gut dosierbaren Zwischenprodukt notwendig (bspw. Torrefizierung [22], Pyrolyse [69]). Dabei verringert sich der Wassergehalt. Gleichzeitig wächst die Energiedichte des Einsatzstoffes erheblich. Bei einer dezentralen Vorbehandlung kann so der Transportaufwand zur zentralen Vergasungsanlage gesenkt werden. Vor dem Hintergrund, dass Vergasungsanlagen umso wirtschaftlicher arbeiten je größer sie sind, sind die Transportkosten ein wichtiger Parameter für die optimale Größe des Einzugsgebiets der Biomasse einer BtX-Anlage. Als Hauptprodukte der Vergasung entstehen Kohlenmonoxid und Wasserstoff, das Synthesegas. Als Nebenprodukte fallen Kohlendioxid, Wasser und organische Verbindungen von Methan bis hin zu Teer an. Aus dem Stickstoff- und Schwefelanteil der Biomasse stammen weitere Nebenprodukte wie Ammoniak und Schwefelwasserstoff. Die Teerbildung wird wesentlich von der Prozessführung bestimmt und ist vor allem bei Wirbelschichtvergasung, die bei niedrigeren Temperaturen arbeitet, relevant. Das Synthesegas wird von diesen Nebenprodukten gereinigt und mittels Wassergas-Shift-Reaktion auf ein für die nachfolgende Synthese benötigtes H_2 -zu- CO -Verhältnis gebracht (s. Abbildung 33).

⁸ die Rückreaktion der Wassergas-Shift-Reaktion

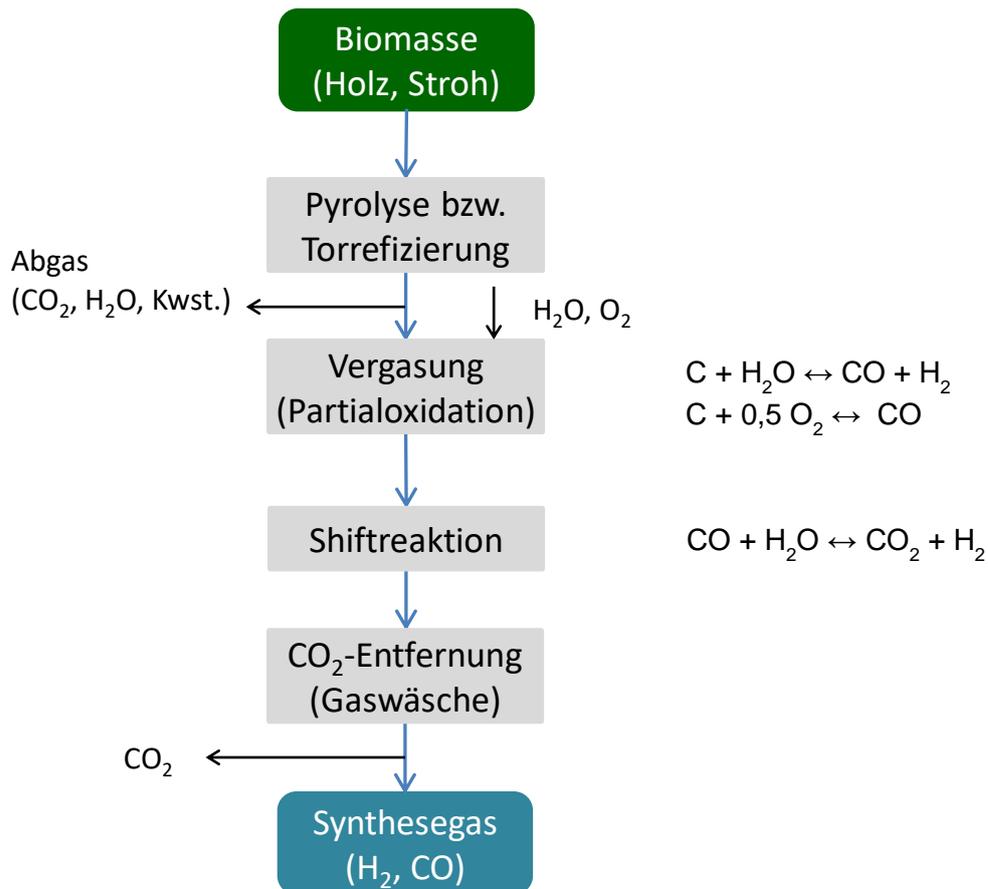


Abbildung 33 Prozessschema Biomassevergasung

Synthesegas selbst ist nur schwierig zu transportieren und wird in der Regel am Ort seiner Erzeugung mit einer anschließenden Synthese (s. Kapitel 3.4.3) in das eigentliche Produkt, bzw. auch ein Zwischenprodukt, überführt.

In Tabelle 16 befindet sich ein Steckbrief zur Biomassevergasung.

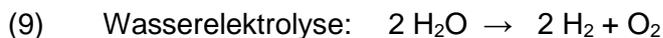
Tabelle 16 Steckbrief Synthesegaserzeugung (Biomassevergasung)

Rohstoffe	Lignocellulose (Stroh, Abfallholz), Ligning, Energiepflanzen			
Produkte	Zwischenprodukt Synthesegas (H ₂ /CO-Gemisch) → Methanol → OK, DME, OME → Fischer-Tropsch-Produkte			
Nebenprodukte	keine Wertprodukte anfallende brennbare Gase: Deckung des Eigenenergiebedarfs			
Ausbeuten	Abfallholz	flächenbezogen	energiebezogen	Massebezogen ^{*)}
			67 %	49,8 %
THG-Emissionen g CO₂ äq/MJ		Standard (REDII)	typisch (REDII)	Modelliert
	Kulturholz	k. A.	k. A.	2
	Abfallholz	k. A.	k. A.	8
	Stroh	k. A.	k. A.	3

^{*)} Auf Trockenmasse bezogen

Strombasiertes Synthesegas

Für die stoffliche Nutzung elektrischer Energie, wird die Energie mittels Elektrolyse von Wasser im dabei entstehenden Wasserstoff gespeichert. Als Nebenprodukt fällt Sauerstoff an:



Für strombasiertes Synthesegas ist zusätzlich eine Kohlenstoffquelle notwendig. Verwendet wird in der Regel CO_2 , welches aus einer Punktquelle stammt oder aus der Luft abgeschieden werden kann. Das Synthesegas wird über die reverse Wassergas-Shift-Reaktion (Gleichung 8), bei der ein Teil des per Elektrolyse erzeugten Wasserstoffs mit CO_2 zu CO umgesetzt wird, gewonnen (s. Abbildung 34).

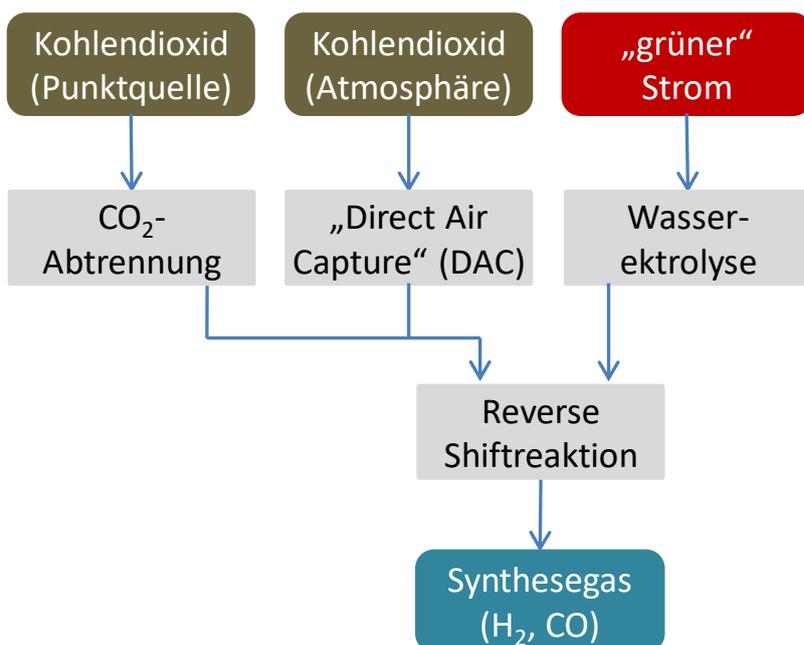


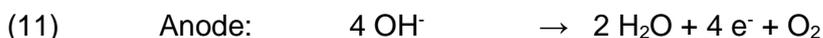
Abbildung 34 Prozessschema Synthesegas aus CO_2 und e -Strom

Wasserstofferzeugung – Elektrolyse

Die Nutzung von elektrischer Energie zur elektrolytischen Gewinnung von Wasserstoff erfolgt in sogenannten Elektrolyseuren. Darin wird ein elektrischer Strom angelegt, der durch Ionenleitung im Elektrolyten, mit dem der Elektrolyseur gefüllt ist, geleitet wird. An der Kathode und Anode werden dabei jeweils Elektronen abgegeben bzw. aufgenommen und führen durch elektrochemische Reaktionen zur Erzeugung von Wasserstoff bzw. Sauerstoff. Durch eine ionendurchlässige, aber gasdichte Trennschicht (z. B. einer Membran) wird verhindert, dass sich die Produktgase vermischen.

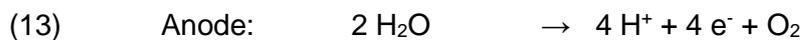
Die Elektrolyseverfahren werden in drei wichtige Gattungen eingeteilt:

- **Alkalielektrolyse:** Niedertemperaturverfahren (50 – 80 °C), bei dem als Elektrolyt eine Kaliumhydroxidlösung verwendet wird. Die Membran lässt den Austausch von OH^- -Ionen zu. Die Reaktionen an Kathode und Anode lauten:



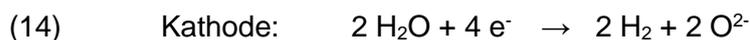
Die Alkalielektrolyse ist Stand der Technik und wird derzeit schon in großen Maßstäben eingesetzt. Sie kann bei atmosphärischem Druck, oder auch bei Drücken bis 30 bar betrieben und relativ flexibel einem schwankenden Stromangebot angepasst werden. Allerdings benötigt die Alkalielektrolyse eine gewisse Anfahrzeit sowie eine Minimallast von ca. 10 % ihrer Maximalleistung.

- *Protonenaustauschmembran-(PEM)-Elektrolyse*: Niedertemperaturverfahren wie die Alkalielektrolyse. Die Anode und Kathode befinden sich an zwei verschiedenen Seiten einer Polymermembran, die H⁺-Ionen (Protonen) durchlässt. Als Elektrolyt wird meist anodenseitig Wasser zugegeben, welches teilweise durch den anliegenden Strom zu H⁺-Ionen und Sauerstoff gespalten wird. Aufgrund der Anwesenheit von H⁺-Ionen wird das Medium sauer. Die Reaktionen an Kathode und Anode lauten:



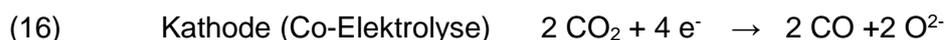
Einer der Vorteile von PEM-Elektrolyseuren gegenüber alkalischen Elektrolyseuren ist die Fähigkeit spontan anfahren zu können, was bei häufig intermittierend auftretenden erneuerbaren Stromquellen einen gewissen Vorteil darstellt. Sie kann sogar kurzzeitig im Überlastbetrieb gefahren werden. Betriebsdrücke von bis zu 85 bar sind möglich [70]. Gegenüber der Alkalielektrolyse ist die Stack-Lebensdauer etwas geringer, sowie die Kapitalkosten etwas höher.

- *Festoxid-Elektrolyse*: Hochtemperaturverfahren (ca. 850 °C). besitzt gegenüber den Niedertemperaturverfahren einen höheren Wirkungsgrad, da die Elektrolyse thermodynamisch bei höheren Temperaturen begünstigt wird. Die aufzubringende Wärme kann zudem teilweise auch aus Prozessabwärme, zum Beispiel von Synthesen stammen. Die Festoxide besitzen eine Leitfähigkeit für Oxid-Ionen. Die Reaktionen an Kathode und Anode lauten:



Nachteilig ist, dass sie weniger für rasche Lastwechsel geeignet sind als die Niedertemperaturverfahren. Derzeit liegen die Kapitalkosten für diese Elektrolyseure über denen von Niedertemperaturverfahren [8].

In diesen Elektrolyseuren kann auch Co-Elektrolyse betrieben werden, indem neben Wasser auch Kohlendioxid zugeführt wird [71]. An der Kathode findet dann zusätzlich zu oben genannten Reaktionen folgende Reaktion statt:



Mittels Co-Elektrolyse kann direkt Synthesegas elektrolytisch gewonnen werden.

In Tabelle 17 sind einige Kenngrößen zu den verschiedenen Elektrolyseur-Typen aufgeführt. Bei der Festoxidelektrolyse sind durch die Ausnutzung von thermischer Energie elektrische Wirkungsgrade >100 % möglich.

Tabelle 17 Übersicht zu Kenngrößen verschiedener Elektrolyseverfahren [8], [72], [73]

	Alkalische Elektrolyse		PEM-Elektrolyse		Festoxid-Elektrolyse	
	heute	2050	heute	2050	heute	2050
Betriebstemperatur (°C)	bis 100		bis 100		150 bis 1.000	
Druck (bar)	1 – 30		1 – 85		5 – 50	
Stackleistung (kW)	bis 6.000		bis 225		bis 150	
Betriebslast	20 – 100 %		10 – 166 %		30 – 100 %	
Lebensdauer (Jahre)	8 – 15	25	6 – 10	25	3 – 10	(25)
Investkosten (€/kWh)	800	350	2000	250	2000	250
Energiebedarf (kWh/m ³ i.N.)	5 – 7	4	4 – 7	4	3 – 3,7	3
elektr. Wirkungsgrad (H _s)	65 %	80 %	65 %	80 %	95 %	119 %

Kohlendioxidgewinnung

Kohlendioxid, das für die strombasierten Syntheseverfahren als Kohlenstoffquelle fungiert, kann entweder aus einer Punktquelle, in der es konzentriert vorliegt, entnommen oder aus der Luft (DAC – *direct air capture*) abgeschieden werden (vgl. Kapitel 2.3).

Die Abscheidung aus Luft ist aufgrund der äußerst geringen CO₂-Konzentration (410 ppm) sehr aufwendig. Konventionelle physikalische Wäschen sind dafür ungeeignet, zudem müssen außerordentlich große Luftmengen bewegt und behandelt werden (pro Tonne CO₂ mehr als 1,3 Mio. m³ Luft). Das zieht entsprechend große Anlagentechnik und hohe Energieaufwendungen (Lüfter, Regenerierung der Filter) nach sich.

Gegenwärtig werden unterschiedliche Technologien zur Chemiesorption des Kohlendioxids sowohl durch Absorptions- als auch durch Adsorptionsverfahren betrachtet [8], [46], [74], wobei die Entwicklung geeigneter Sorbentien und deren Regenerierung im Fokus steht. Es werden drei grundsätzliche Verfahrensvarianten beschrieben:

- Elektrodialyse, bei der das CO₂ in der absorbierenden alkalischen Flüssigkeit (z. B. NaOH) durch Zugabe von Schwefelsäure ausgetrieben wird. Die Wiederherstellung der Schwefelsäure und der Base erfolgt über einen elektrochemischen Membranprozess.
- Kalzinierung, bei der das absorbierte CO₂ als Calciumcarbonat (CaCO₃) ausgefällt wird. Das Calciumcarbonat zerfällt bei hohen Temperaturen (Kalzinierung) zu Calciumoxid und rein anfallendem CO₂.
- Desorptionsverfahren, in denen das CO₂ an Aminverbindungen adsorbiert (Chemiesorption) und durch geringe Wärmezufuhr im Vakuum wieder gezielt desorbiert werden kann.

Marktführer ist die schweizerische Firma Climeworks, die bereits Kollektoren mit einer Kapazität von 6 kg CO₂/h (entspricht etwa 50 t/a) kommerziell anbietet. Die Anlagen arbeiten mit einem festen Adsorptionsmittel auf der Basis amin-modifizierter Cellulosefasern nach dem Prinzip der Temperatur-Wechsel-Adsorption [74], [75]. Das vergleichsweise niedrige Temperaturniveau (Regenerierung bei 100 °C) ermöglicht den Einsatz von Niedertemperaturwärme bei der CO₂-Rückgewinnung und verspricht so Kostenvorteile gegenüber anderen Verfahrensvarianten, die für die Regenerierung Temperaturen von mehr als 850 °C erfordern [76]. Die Module können zu größeren Anlagen verschaltet werden. So betreibt die Firma seit

2017 eine Demonstrationsanlage mit 18 Modulen und einer Jahreskapazität von 900 t CO₂ [75], [77]. Gegenwärtig ist eine modular aufgebaute Anlage in Island zur Abscheidung von 4.000 Jahrestonnen Kohlendioxid aus der Atmosphäre als bisher größte dieser Art in Planung [78]. Für die Herstellung von 100.000 t/a synthetischer Kraftstoffe würden etwa 85 derartiger Anlagen benötigt.

In Tabelle 18 sind die Eckdaten für verschiedene der Literatur entnommene Prozesse zur Abscheidung von CO₂ aus Luft dargestellt.

Tabelle 18 Steckbrief CO₂-Abtrennung - Direct Air Capture (DAC)

Desorptions- temperatur (°C)	Verfahrens- prinzip ^{*)}	Energiebedarf (MWh/t CO ₂)				Kosten (€/t CO ₂)		Quelle
		gesamt	thermisch	elektrisch	Lüfter- energie	heute	mit Lernkurve	
-	-	2,5				911	273	[79]
130	D	1,7	0,7	1	0,83	688 - 1114		[80]
900	C	2,8	2	0,8	0,56			[81]
-	C	-			0,09	467		[82]
900	C	1,8	1,4	0,4	0,06			[83]
900	C	2,1	1,7	0,4	0,17	100 - 144		[84]
-	E	2,3 - 3,4		2,3 - 3,4				[8]
-	E	1,9		1,9				[8]
850	C	2,8						[8]
95	D	1,7 - 2,3	1,5 - 2,0	0,2 - 0,3	0,2 - 0,3			[8]
-	E	2,3		2,3		477 - 493	312 - 321	[8]

^{*)}C – Kalzinierung, D – Desorption, E – Elektrodialyse

Die Gewinnung von CO₂ aus Punktquellen ist mit deutlich geringerem Aufwand verbunden, da das CO₂ konzentrierter vorliegt. Die grundsätzliche Verfahrensweise ist vergleichbar zur CO₂-Abscheidung aus Luft. Aufgrund der wesentlich geringeren Gasströme können jedoch andere Kontaktierungsverfahren verwendet werden. In Tabelle 19 sind Kosten für die CO₂-Abscheidung aus Punktquellen nach Literaturangaben aufgeführt.

Tabelle 19 Steckbrief CO₂-Abtrennung - Punktquellen (industrielle Abgase)

Herkunft	Kosten (€/t CO ₂)		Quelle
	heute	2050	
Kohlekraftwerk	26,6 - 33,9	< 30	[85]
Gaskraftwerk	57,7 - 111,8		
Zementindustrie ^{*)}	43		[13]
Gichtgas/Raffinerien ^{*)}	61		
Stahlindustrie ^{*)}	82		
Ammoniaksynthese ^{*)}	112		

^{*)} inkl. Verpressung

Die Kosten für die Bereitstellung des Kohlendioxids sind ein wesentlicher Preisbestandteil für die daraus hergestellten synthetischen Energieträger (s. Abbildung 35). Dabei belastet DAC auch unter günstigen Bedingungen (niedrige Stromkosten) den Preis erheblich stärker als die Nutzung von Punktquellen (Faktor 5-10). Bei Nutzung von DAC entstehen, bei Annahme eines CO₂-Preises von 300 €/t CO₂, allein für die stöchiometrisch notwendige CO₂-Menge Kosten von 70 ct/l Produkt.

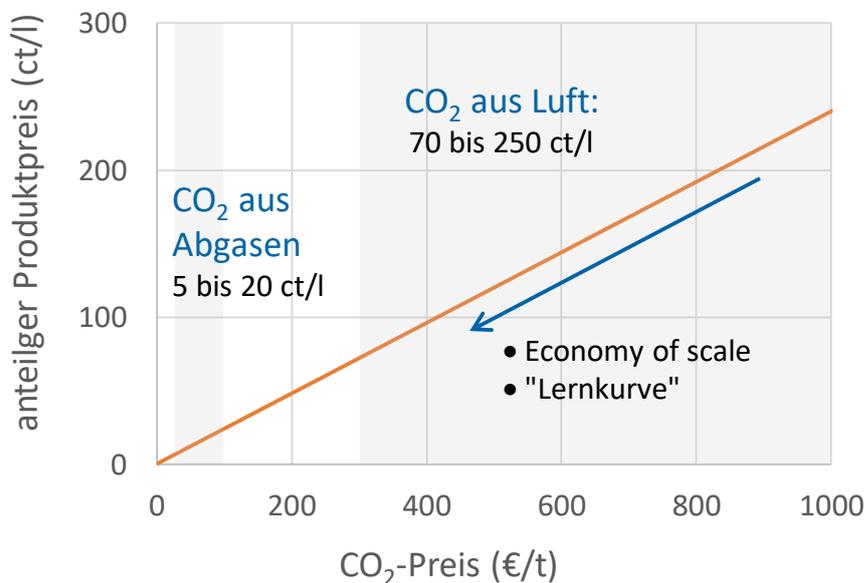


Abbildung 35 Einfluss von CO₂-Preis auf Kraftstoffkosten (anteilig) für PtL-Produkte aus der Fischer-Tropsch-Synthese

Das genaue Verhältnis von H₂ zu CO im Synthesegas wird über die reverse Wassergas-Shift-Reaktion eingestellt, bei der der notwendige Anteil des Wasserstoffs mit CO₂ umgesetzt wird. In Tabelle 20 ist ein Steckbrief für die strombasierte Synthesegasgewinnung.

Tabelle 20 Steckbrief Synthesegaserzeugung (e-Strom und CO₂)

Rohstoffe	„grüner“ Strom und CO ₂ aus Punktquellen bzw. Atmosphäre		
Produkte	Zwischenprodukt Synthesegas (H ₂ /CO _x -Gemisch) → Methanol → OK, DME, OME → Fischer-Tropsch-Produkte		
Nebenprodukte	keine Wertprodukte anfallende brennbare Gase: Deckung des Eigenenergiebedarfs		
Ausbeuten		energiebezogen	massebezogen
Wasserstoff:		63 %	0,019 kg/kWh
Syngas			
- ohne DAC		62 %	
- mit DAC		50 %	
THG-Emissionen g CO₂ äq/MJ		Standard (nach 37. BImSchV)	modelliert
Wasserstoff:		9	11
Syngas			
- ohne DAC		k. A.	11
- mit DAC		k. A.	13

3.4.3. Kraftstoffsynthesen

Fischer-Tropsch-Synthese

Die Fischer-Tropsch-Synthese ist im Industriemaßstab etabliert und neben Ammoniak- bzw. Methanolsynthese eine der wichtigsten Verwendungen von Synthesegas [68]. Es entsteht dabei ein Gemisch aus überwiegend unverzweigten Kohlenwasserstoffen mit einer breiten Verteilung der C-Zahlen. Eine verallgemeinernde Reaktionsgleichung lautet wie folgt:



Der Term $\text{-CH}_2\text{-}$ steht für einzelne Teilstücke der Kohlenwasserstoffketten. Die Produkte bestehen überwiegend aus Paraffinen und Olefinen. Über Nebenreaktionen bilden sich auch Oxygenate (Alkohole, Ether) und Aromaten. Die Kettenlängenverteilung kann näherungsweise über eine Anderson-Schulz-Flory-Verteilung beschrieben werden. Dabei ergibt sich der Massenanteil w_n von Komponenten mit einer Kettenlänge von n Kohlenstoffatomen nach der folgenden Gleichung:

$$(18) \quad w_n = n(1 - \alpha)^2 \alpha^{n-1}$$

Der Parameter α wird als Kettenwachstumswahrscheinlichkeit bezeichnet und beschreibt die Wahrscheinlichkeit für die Einlagerung einer weiteren $\text{-CH}_2\text{-}$ -Einheit bevor die Reaktion durch Desorption der Kette von der Katalysatoroberfläche abbricht. Er ist vom verwendeten Katalysator abhängig und kann durch die Reaktionsbedingungen (Temperatur, CO/H_2 -Verhältnis) beeinflusst werden. Die daraus jeweils resultierende Verteilung der Kettenlängen ist in Abbildung 36 – in Stoffgruppen zusammengefasst – dargestellt.

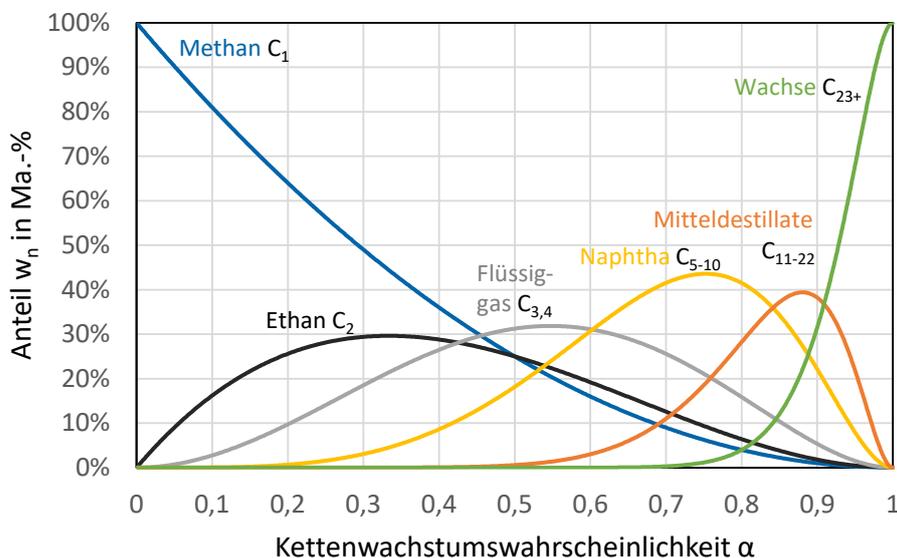


Abbildung 36 Produktspektrum in Abhängigkeit von der Kettenwachstumswahrscheinlichkeit, nach Anderson-Schulz-Flory-Verteilung [86]

Als Katalysator eignet sich Eisen, Cobalt oder Ruthenium. Die Reaktion wird bei erhöhten Temperaturen von 200 bis 350 °C und Drücken von ca. 30 bar durchgeführt. Man unterscheidet zwischen Niedrigtemperatur- und Hochtemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese

(LTFT⁹ bzw. HTFT¹⁰). Bei der LTFT, die üblicherweise mit Cobaltkatalysatoren durchgeführt wird, entstehen eher lange Ketten (großes α) und wenig ungesättigte Verbindungen. Bei der HTFT – hier kommen eher Eisenkatalysatoren zum Einsatz – entstehen kürzerkettige Produkte (kleineres α) und vermehrt ungesättigte Verbindungen (Olefine und Aromaten). Die Reaktion ist generell stark exotherm und muss aktiv gekühlt werden, als Reaktoren kommen bspw. Rohrbündelreaktoren oder Slurryreaktoren zum Einsatz. Für die HTFT finden auch Wirbelschichtreaktoren Verwendung.

Das entstehende Produktgemisch, sogenanntes Fischer-Tropsch-Crude¹¹ oder Syncrude, besteht in der Regel aus vielen verschiedenen Fraktionen. Sollen gezielt Mitteldestillate erzeugt werden ist es günstig, bei einer hohen Kettenwachstumswahrscheinlichkeit ($>0,9$) zu arbeiten [87]. Bei $\alpha \approx 0,9$ ist in den Primärprodukten ein Maximum für Kerosin/Diesel zu erwarten. Parallel dazu anfallende langkettige Wachse können durch ein nachgeschaltetes Hydrocracken in zusätzliche Mitteldestillate umwandelt werden (s. Abbildung 37). Dabei werden auch Olefine und Oxygenate zu Paraffinen hydriert. Zudem findet eine Isomerisierung statt, wodurch die Kälteeigenschaften deutlich verbessert werden. Die in der Fischer-Tropsch-Synthese erzeugten *n*-Paraffine besitzen vergleichsweise hohe Schmelzpunkte. Destillatfraktionen können auch gezielt isomerisiert werden, hier finden Crackprozesse als Nebenreaktion statt. Die Bildung von Naphtha wird bei hohen Kettenwachstumswahrscheinlichkeiten unterdrückt. Das ist vorteilhaft, da das primäre FT-Benzin durch schlechte Klopf Eigenschaften (Oktan-Zahl unter 40 [88]) gekennzeichnet ist und daher eines relativ aufwendiges Upgradings bedarf, um als Ottokraftstoff einsetzbar zu sein [89].

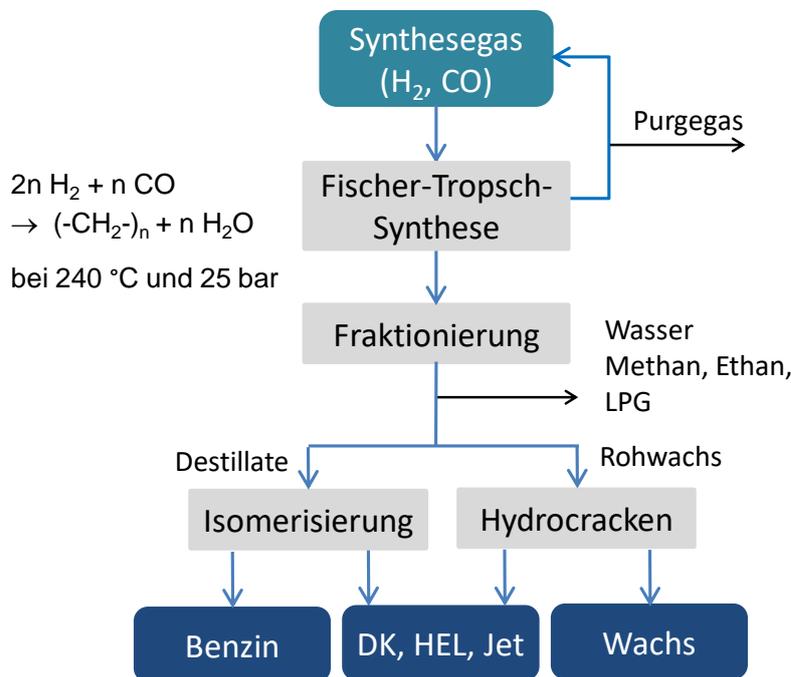


Abbildung 37 Prozessschema Fischer-Tropsch-Synthese

Das bei der Fischer-Tropsch-Synthese entstehende Mitteldestillat-Produkt ist ein paraffinischer Dieselkraftstoff bzw. Flugturbinentreibstoff, dessen technische Eigenschaften

⁹ LTFT – low temperature Fischer Tropsch

¹⁰ HTHT – high temperature Fischer Tropsch

¹¹ In Anlehnung an die englische Bezeichnung *crude oil* für Roh(erd)öl

sich aufgrund der sehr ähnlichen chemischen Zusammensetzung kaum von hydriertem Pflanzenöl (S. 42) unterscheiden. In Tabelle 21 befindet sich ein Steckbrief zur Fischer-Tropsch-Synthese.

Tabelle 21 Steckbrief Fischer-Tropsch-Synthese

Rohstoffe	Synthesegas			
Produkte	n-Paraffingemisch mit breiter Kettenlängenverteilung → DK, HEL, Jet → (OK)			
Nebenprodukte	Heizgas, LPG	energetische Nutzung (Prozessenergie, Verkauf)		
Ausbeuten	pro Durchgang: max. 50 % (> 95 % mit Kreisführung) energetischer Wirkungsgrad: 69 % (ohne Abwärmenutzung)			
THG-Emissionen g CO₂ äq/MJ		Standard (REDII)	typisch (REDII)	modelliert
	Kulturholz	14	14	4
	Abfallholz	17	17	12
	Stroh	k. A.	k. A.	5
	e-Strom	k. A.	k. A.	16
	e-Strom +DAC	k. A.	k. A.	18

Methanolsynthese

Ein weiteres wichtiges, derzeit in großem Maßstab erzeugtes Produkt aus Synthesegas ist Methanol, der einfachste Alkohol.



Die Synthese wird technisch bei Drücken von 50 bis 150 bar und Temperaturen von 230 bis 270 °C durchgeführt [90] (Abbildung 38).

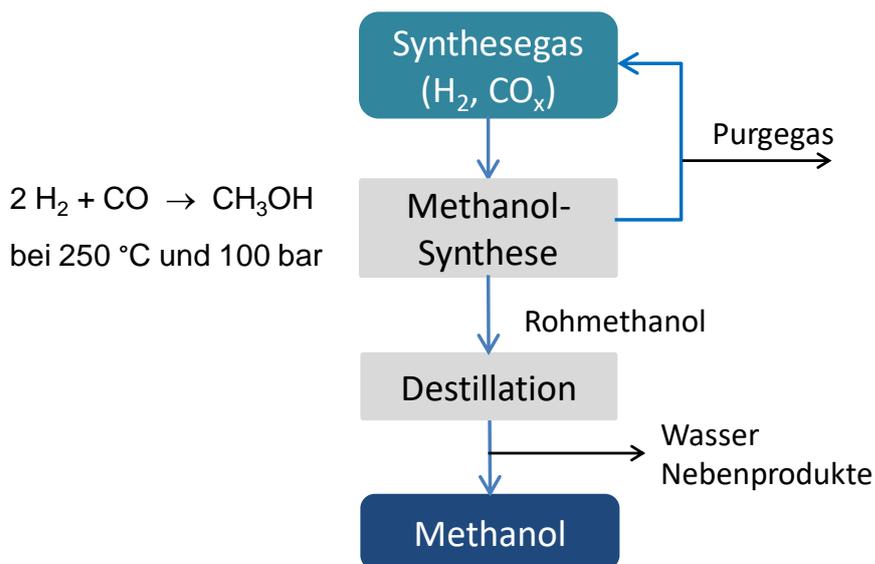


Abbildung 38 Prozessschema Methanolsynthese

Als Katalysatoren kommen dabei Kupfer-Zinkoxid- Katalysatoren zum Einsatz. Die exotherme Reaktion erfordert aus thermodynamischer Sicht und aufgrund des temperaturempfindlichen Katalysators eine sehr gute Wärmeabfuhr bzw. Kühlung des Systems. Als Reaktortypen kommen Rohrbündelreaktoren, bei denen die Wärme durch Verdampfen eines Wasserstroms abgeführt wird, oder Hordenreaktoren mit Zwischenkühlungen durch Kaltgasquenchströme in Betracht.

Die Reaktion ist gleichgewichtslimitiert; hohe Drücke und niedrige Temperaturen verschieben das Gleichgewicht der Reaktion in Richtung Methanol. Diese Limitation des Gleichgewichts führt dazu, dass kein hoher Umsatz im Reaktor erreicht werden kann. Der nicht umgesetzte Teil des Synthesegases wird daher zurückgeführt (s. Abbildung 38), übliche Kreislaufverhältnisse liegen zwischen 2,3 und 6 [90]. Das Methanol wird im Anschluss destillativ von Nebenprodukten, wie Wasser oder Dimethylether getrennt.

Methanol besitzt eine hohe Oktanzahl und kann direkt – mit fahrzeugseitigen Anpassungen – als Ottokraftstoff verwendet werden. In handelsüblichen Ottokraftstoff (nach DIN EN 228) ist eine Beimischung bis zu 3 Vol.-% Methanol zulässig. Methanol besitzt gegenüber fossilem Ottokraftstoff einen signifikant geringeren volumetrischen Heizwert.

Tabelle 22 gibt eine Übersicht über die Methanolsynthese.

Tabelle 22 Steckbrief Methanolsynthese

Rohstoffe	Synthesegas			
Produkte	Methanol → OK → (DK, Jet)			
Nebenprodukte				
Ausbeuten	pro Durchgang: max. 25 % (> 95 % mit Kreisführung) energetischer Wirkungsgrad: 75 % (ohne Abwärmenutzung)			
THG-Emissionen g CO₂ äq/MJ		Standard (REDII)	typisch (REDII)	modelliert
	Kulturholz	14	14	4
	Abfallholz	16	16	13
	Stroh	k. A.	k. A.	6
	e-Strom	k. A.	k. A.	16
	e-Strom +DAC	k. A.	k. A.	20

Folgeprodukte aus Methanol

Methanol kann nicht nur direkt eingesetzt werden, sondern auch als Plattformchemikalie und Ausgangsstoff für die Herstellung verschiedener Folgeprodukte fungieren (C1-Chemie), die zum Teil auch für energetische Anwendungen in Frage kommen (s. Abbildung 39). So kann Methanol über verschiedene Verfahren (MtG, Olefinoligomerisierung) in ein Produktgemisch überführt werden, dessen Eigenschaften gezielt für den Anwendungsfall optimiert werden können. Eine weitere wichtige Stoffklasse, welche aus Methanol erzeugt werden kann, sind Ether. Hier sind Dimethylether und die Stoffklasse der Oxymethylenether zu erwähnen. Methanol ist auch ein Reaktionspartner für die Produktion von Biodiesel und MTBE.

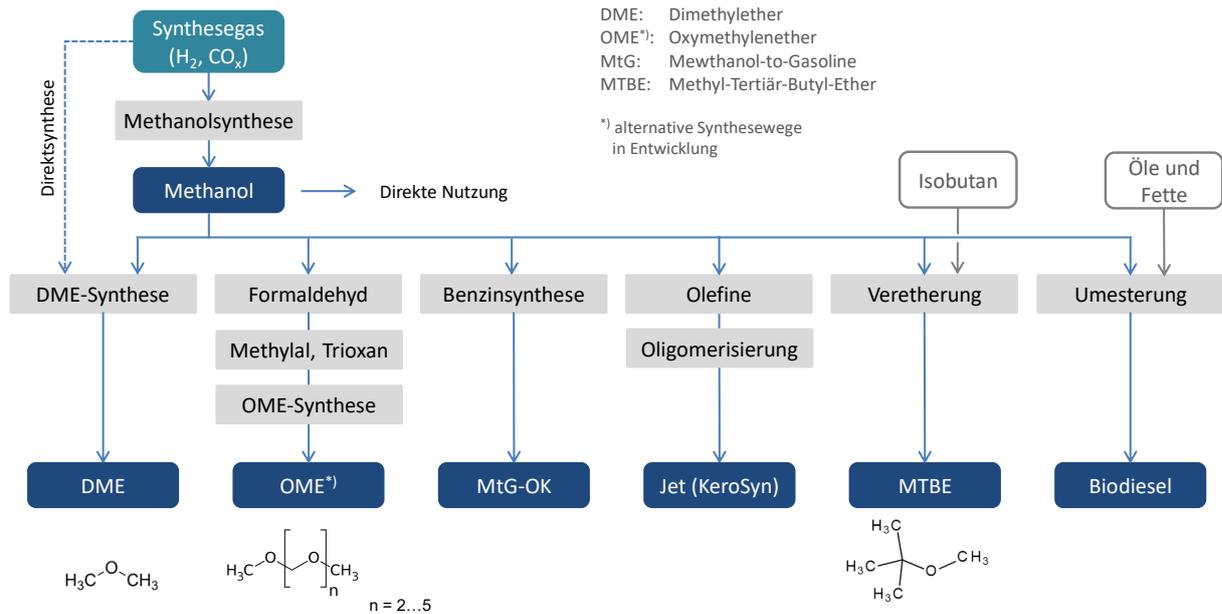


Abbildung 39 Prozessschema zur Herstellung von Methanolfolgeprodukten

Dimethylether

Dimethylether (DME), der einfachste Ether, entsteht durch Veretherung als Nebenprodukt bei der Methanolsynthese. Die gezielte Synthese aus Methanol wird bei Temperaturen von 250 °C bis 400 °C und Drücken von 10 bis 25 bar an sauren Katalysatoren durchgeführt.



DME wird aus dem Reaktionsgemisch destillativ abgetrennt. Das nicht umgesetzte Methanol, kann wieder zurückgeführt werden. Da das thermodynamische Gleichgewicht stärker auf Seite von DME liegt, sind die Kreislaufverhältnisse vergleichsweise gering.

Alternativ kann DME durch eine direkte Synthese aus Synthesegas ($\text{H}_2:\text{CO}$ -Verhältnis 1:1) gewonnen werden:

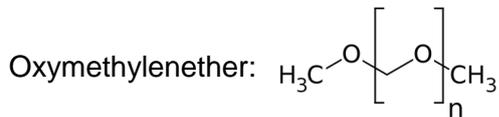


Dabei laufen prinzipiell die Wassergas-Shift-Reaktion, die Methanolsynthese, sowie die DME-Synthese aus dem im Prozess entstehenden Methanol simultan ab. Die Prozessführung entspricht dabei weitgehend der der Methanolsynthese. Als Katalysator eignen sich bifunktionelle Kupfer-Zink-Katalysatoren auf sauren Trägern, die über die Metallfunktion die Methanolsynthese und über die saure Funktion die DME-Synthese katalysieren.

DME ist bei Raumtemperatur gasförmig, mit einem Dampfdruck von 6,9 bar bei 30 °C kann er als Flüssiggas in Druckbehältern gelagert werden. Er besitzt gute Zündeigenschaften (Cetan-Zahl: 55) und eignet sich daher als Kraftstoff für Dieselmotoren. Die Nutzung von DME bedarf, neben einer Prüfung der Materialverträglichkeit (insbesondere von Polymeren), jedoch einer gewissen Modifikation des Tank- und Einspritzsystems im Fahrzeug, analog zur Umrüstung von OK-Fahrzeugen auf LPG. Da DME keine C-C-Bindungen besitzt, verbrennt er sehr rußarm [91].

Oxymethylenether

Oxymethylenether (OME) sind Polyether mit einer ähnlichen Grundstruktur wie DME. In ihrem Grundgerüst wechseln sich Kohlenstoff- und Sauerstoffatome ab. Die für die Anwendung als Dieselkraftstoff aufgrund ihrer Siedelage bevorzugten Oligomere besitzen einen Oligomerisierungsgrad von 3 bis 5.



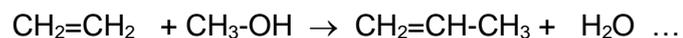
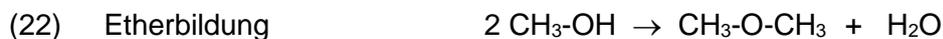
Wie beim DME existieren bei OME keine C-C-Verbindungen, so dass sie sehr rußarm verbrennen [92]. Auch als Beimischkomponente verringern OME die Rußentwicklung im Dieselmotor [92]. Der Heizwert von OME ist aufgrund des Sauerstoffgehalts deutlich geringer als von fossilem Dieselkraftstoff.

Die Materialverträglichkeit von Polymeren gegenüber OME ist eingeschränkt. Die Lagerstabilität ist geringer als von fossilen Kraftstoffen, ein kleiner Teil der OME polymerisieren nach längerer Lagerung, oder spalten sich zu problematischen kürzeren Oxygenaten, wie Formaldehyd, Ameisensäure oder Methanol [93]. Die geringere Lagerstabilität betrifft vor allem reine OME, als Beimischkomponente zu konventionellem Heizöl oder Dieselkraftstoff scheinen OME durch die Verdünnung stabilisiert zu werden [93]. OME sind mit konventionellem Diesel gut mischbar, in paraffinischem Diesel (z. B. HVO) entmischen sich beide Komponenten jedoch in einem weiten Bereich der Mischungsverhältnisse, hier könnte z. B. Biodiesel als Lösungsvermittler dienen [94].

Die Synthese der OME ist derzeit relativ aufwendig und verläuft über die Zwischenprodukte Formaldehyd, Trioxan und Methylal (Trivialname für OME₁). Die Formaldehydsynthese über eine partielle Oxidation des Methanols setzt einen nicht unerheblichen Teil der chemisch gebundenen Energie des Methanols frei, weswegen der energetische Aufwand für die OME-Synthese höher als bei anderen Folgeprodukten des Methanols ist.

Methanol-to-Gasoline

Bei dem Methanol-to-Gasoline-Prozess (MtG) wird in einem Schritt aus Methanol ein synthetisches Ottokraftstoffsubstitut mit fast idealen Eigenschaften erzeugt. Der Reaktionsablauf kann mit den nachstehenden Gleichungen vereinfacht beschrieben werden:



In weiteren Folgereaktionen (Cyclisierung, Dehydrierung, Methylierung) bilden sich Naphthene und aromatische Komponenten. Es wird das gesamte Methanol umgesetzt. Die stark exotherme Umsetzung wird bei 310 bis 430 °C und niedrigen Drücken von ca. 5 bar an sauren Zeolithen (ZSM-5) in adiabaten Festbettreaktoren oder gekühlten Rohrbündelreaktoren durchgeführt [95]. Während der Reaktion verkocht der Katalysator und muss regelmäßig regeneriert werden. Um einen kontinuierlichen Betrieb zu gewährleisten, werden meist mehrere Reaktoren eingesetzt, die im Wechsel periodisch regeneriert werden können (Swing-Reaktoren).

Als Produkt entsteht eine Mischung aus Kohlenwasserstoffen im Naphtha-Siedebereich. Als Nebenprodukte bilden sich Wasser und niedrig siedende Kohlenwasserstoffe. In Tabelle 23 werden typische Eigenschaften der Benzin-Fractionen zweier MtG-Verfahren gegenübergestellt. Sie unterscheiden sich nur geringfügig.

Tabelle 23 Octan-Zahlen und Zusammensetzung von MtG-Rohbenzin verschiedener MtG-Verfahren [95], [96]

Parameter		STF* (CAC**/TU Freiberg)	MtG (ExxonMobil)
ROZ		93 – 95	92
MOZ		84 – 85	82
Paraffine	Vol.-%	58 – 66	53
Olefine	Vol.-%	4 – 5	12
Naphthene	Vol.-%	6 – 9	9
Aromaten	Vol.-%	22 - 30	26
Benzol	Vol.-%	0,2 – 0,4	0,3
Durol	Vol.-%	bis 3	k. A.

* STF: Syngas-to-Fuel

** CAC: Chemieanlagenbau Chemnitz GmbH

In Tabelle 23 ist zu erkennen, dass die Oktanzahl von MtG-Rohbenzin sich sehr nah an den normseitigen Anforderungen für Ottokraftstoff befindet, auch die Aromaten- und Benzolgehalte erfüllen die Anforderungen. Es eignet sich hervorragend als Blendingkomponente und kann mit geringfügiger Aufbereitung direkt als Ottokraftstoff verwendet werden. Lediglich der relativ hohe Gehalt an Durol (1,2,4,5-Tetramethylbenzol) ist aufgrund des hohen Schmelzpunktes von 79 °C problematisch. Daher ist ggf. eine Hydrierung der Schwerbenzinfraction erforderlich [96].

Olefinoligomerisierung

Die in Alkenen (Olefinen) enthaltenen Doppelbindungen bieten die Voraussetzung für eine Zusammenlagerung mehrerer kleiner Moleküle zu einem größeren (Dimerisierung, Oligomerisierung, Polymerisation). Über die Wahl der Prozessbedingungen sowie die Zusammensetzung der eingesetzten Olefinmischung lassen sich die Produkteigenschaften steuern und so „maßgeschneiderte“ Kraftstoffe erzeugen. Das ist insbesondere für die Herstellung alternativer Jet-Komponenten von Interesse, die anderweitig nicht mit hoher Selektivität gewonnen werden können. Als Produkte entstehen – ähnlich wie beim Alcohol-to-Jet-Prozess (s. 3.2.5) – stark verzweigte aliphatische Kohlenwasserstoffe mit C-Zahlen zwischen 8 und 14. Diese zeichnen sich durch herausragende Kälteeigenschaften aus.

Im Rahmen des Projekts „KeroSyn100“ ist eine Demonstrationsanlage in der Raffinerie Heide in Schleswig-Holstein in Planung. Überschussstrom aus Windparks und CO₂ aus einem Zementwerk sollen dabei zunächst über das Zwischenprodukt Methanol in Olefine (Ethen, Propen, Butene) überführt (MtO¹²-Prozess) und anschließend zu hochwertigen Jet-Treibstoff oligomerisiert werden [97].

¹² MtO: Methanol-to-Olefins

Biodiesel

Für die Herstellung von Biodiesel werden natürliche Ölen bzw. Fette einer Umesterung mit Methanol unterzogen (s. a. Abschnitt 3.2.2). In dieser Hinsicht kann Biodiesel auch als ein Folgeprodukt von Methanol betrachtet werden. Wird für dessen Gewinnung nichtfossiler Kohlenstoff eingesetzt (BtL- bzw. PtL-Prozesse), verringert sich der THG-Fußabdruck des Biodiesels.

Methyl-tert-butylether (MTBE)

MTBE entsteht durch eine Umsetzung von Iso-Buten mit Methanol. Die exotherme Reaktion wird sauer katalysiert und wird in adiabatischen Festbettreaktoren durchgeführt. MTBE besitzt ebenso wie ETBE¹³ eine herausragende Klopfestigkeit und wird vor allem Premiumkraftstoffen zur Verbesserung der Oktanzahl in Anteilen von 10 bis 15 % beigemischt.

Tabelle 24 Steckbrief Methanolfolgeprodukte

Rohstoffe	Synthesegas				
Produkte		Dimethyl- ether (DME)	Oxymethylen- ether (OME)	OK (MtG- Prozess)	Jet, DK (Kero- Syn 100)
Ausbeuten	energetischer Wirkungsgrad	80 %	54 %	64 %	nicht modelliert
Nebenprodukte		-	-	Flüssiggas	OK
THG- Emissionen g CO ₂ -äq./MJ	Abfallholz Kulturholz Stroh e-Strom e-Strom (+DAC)	modelliert 4 (14 ^{*)} 12 (16 ^{*)} 5 15 17	modelliert 5 16 7 21 24	modelliert 4 13 5 16 19	nicht modelliert

*) Standardwerte nach RED II

Methanisierung

Als Methanisierung wird die Hydrierung von Kohlenstoffoxiden zu Methan bezeichnet. Sie ist eines der ersten beschriebenen Verfahren zur Nutzung von Synthesegas, wurde jedoch aufgrund der Verfügbarkeit von Erdgas kaum großtechnisch angewandt. Die Methanisierung von CO₂ wird auch als Sabatier-Reaktion bezeichnet. Die Reaktionsgleichungen lauten:



Die stark exotherme Reaktion wird technisch bei Temperaturen von 250 bis 700 °C und einem erhöhten Druck durchgeführt. Als aktive Katalysatorkomponente wird Nickel verwendet. Als Reaktoren können adiabate oder gekühlte Festbettreaktoren eingesetzt werden. Im Falle der Nutzung von adiabaten Reaktoren wird ein Produktstrom zurückgeführt, um die Erwärmung des Reaktors zu begrenzen (s. Abbildung 40). Die Kohlenstoffoxide werden in einem Reaktor nicht vollständig umgesetzt; das Gleichgewicht liegt nicht vollständig auf Seiten der Produkte.

¹³ ETBE: Ethyl-tert-butylether

Zum Erreichen höherer Umsätze werden mehrere Reaktoren in Reihe geschaltet, die Gleichgewichtslage wird sukzessive durch Zwischenkühlung und Entfernen des Reaktionsprodukts Wasser in Richtung Methan verschoben. Die Methanisierung besitzt von den hier betrachteten Verfahren zur Nutzung des Synthesegases den höchsten Wirkungsgrad.

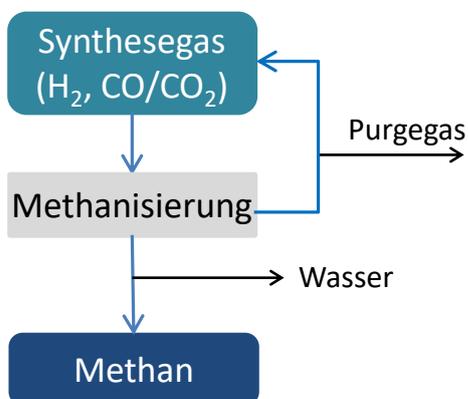


Abbildung 40 Prozessschema Methanisierung

Methan ist der Hauptbestandteil von Erdgas. Synthetisch erzeugtes Methan besitzt grundsätzlich die gleichen Anwendungsfelder wie Erdgas, es kann z. B. in Gasbrennern zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden oder als CNG¹⁴ in Erdgasfahrzeugen.

Die erforderliche Infrastruktur zum Transport von Methan (Gasnetz) und dessen Speicherung (Kavernen- und Porenspeicher) steht bereits zur Verfügung. Ein weiterer Anwendungsfall, speziell für PtG, wäre die Nutzung als chemischer Energiespeicher für Überschussstrom.

In Tabelle 25 befindet sich ein Steckbrief zur Methanisierung.

Tabelle 25 Steckbrief Methanisierung

Rohstoffe	Synthesegas: CO + H ₂ bzw. CO ₂ + H ₂		
Produkte	Methan		
Nebenprodukte	keine		
Ausbeuten	Energetischer Wirkungsgrad:		BtG: 79 % (ohne Abwärmenutzung) PtG: 85 % (ohne Abwärmenutzung)
THG-Emissionen	Standard (nach 37. BImSchV)		modelliert
g CO₂ äq/MJ	Kulturholz	k. A.	2
	Abfallholz	k. A.	10
	Stroh	k. A.	4
	e-Strom	3	13
	e-Strom +DAC	k. A.	14

¹⁴ CNG: *compressed natural gas*

3.5. Zwischenfazit

Konventionelle Biokraftstoffe sind vergleichsweise einfach herstellbar. Bedingt durch Unterschiede in den anwendungstechnischen Eigenschaften können/dürfen sie nur in begrenztem Umfang konventionellen Kraftstoffen zugemischt werden. Eine Ausnahme bilden hydrierte Pflanzenöle (HVO), die sich chemisch prinzipiell nicht von konventionellem Dieselmotorkraftstoff unterscheiden lassen. Rohstoffe für konventionelle Biokraftstoffe sind i. d. R. Anbaubiomassen, deren Einsatzmöglichkeiten auch politisch limitiert sind (max. 4,4 % energetisch in Deutschland).

Kraftstoffsynthesen ermöglichen prinzipiell die Herstellung „maßgeschneiderter“ Produkte für alle mobilen Anwendungen. Über das Zwischenprodukt Synthesegas ist eine Entkopplung von Edukt- und Produkteigenschaften möglich. Das erforderliche Synthesegas kann sowohl aus Biomasse (Restholz, Stroh) oder strombasiert aus Kohlendioxid und Elektrolysewasserstoff nachhaltig gewonnen werden. Während über die Methanolsynthese sehr selektiv Produkte als Einzelkomponenten (Methanol, MTBE, DME, OME) oder Gemische (Ottokraftstoff, Jet) gewonnen werden können, liefert die Fischer-Tropsch-Synthese stets ein breites Produktspektrum an überwiegend paraffinischen Produkten.

Oxymethylenether (OME) weisen in ihren Molekülen keine direkte Kohlenstoff-Kohlenstoff-Bindung auf und verbrennen daher im Dieselmotor besonders sauber ohne Rußbildung. Allerdings ist die Herstellung aufwendig und weniger effizient.

Abbildung 41 zeigt aus Literaturdaten [8] entnommene Herstellungskosten für verschiedene Produkte. Die Preisabnahme mit Projektion in die Zukunft ist auf „Lerneffekte“ und „Skaleneffekte“ zurückzuführen.

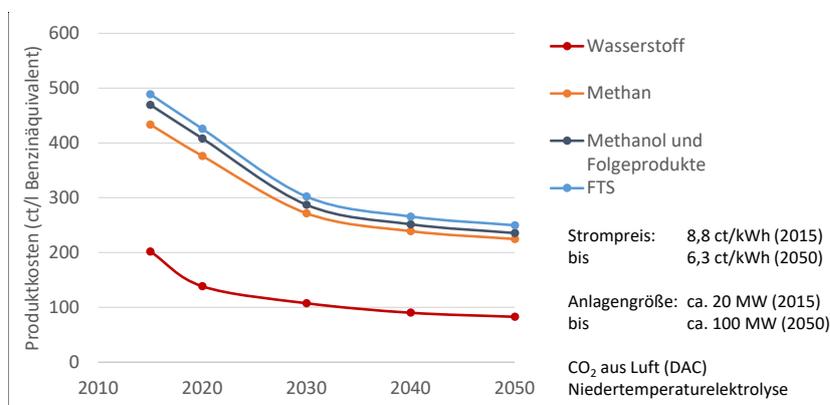


Abbildung 41 Produktkosten für Synthetische Kraftstoffe (aus FVV-Bericht [8], Kosten für H₂ nach Angaben in [8] berechnet)

Erwartungsgemäß ist Wasserstoff das kostengünstigste Produkt. Die anderen Produkte sind zu vergleichbaren Preisen produzierbar, wenngleich sich die Methanherzeugung als etwas günstiger darstellt.

4. Produkte

4.1. Übersicht Produkte

Zu den wichtigsten flüssigen Endenergieträgern, die bisher überwiegend aus Erdöl hergestellt werden, gehören Otto- und Dieselmotorkraftstoff, Flugturbinenkraftstoff Jet A1 sowie leichtes Heizöl HEL. An diese Produkte werden sehr hohe und unterschiedliche Anforderungen gestellt, so dass nicht alle der untersuchten THG-reduzierten Kraft- und Brennstoffe für jedes Anwendungsgebiet gleichermaßen geeignet sind.

Abbildung 42 zeigt für die genannten Zielprodukte entscheidende Eigenschaften, die sich aus ihrer Anwendung heraus definieren. Gleichzeitig erfasst die Abbildung wichtige Prozessketten bzw. alternative Produkte mit einer groben Einschätzung ihrer Eignung zur Substitution fossiler Energieträger für die verschiedenen Anwendungsbereiche (+: gut geeignet, o: mit Einschränkungen geeignet, -: eher ungeeignet).

	Otto- kraftstoff	Diesel- kraftstoff	Heizöl EL	Jet
Anforderungen:	• Klopfestigkeit • Flüchtigkeit	• Kältestabilität • Zündwilligkeit	• Alterungs- und Lagerstabilität • Brenn- und Zündverhalten	• Kältestabilität • rußfreie Verbrennung
BtL/PtL – Fischer-Tropsch	o	+	+	+
BtL/PtL – MeOH (Methanol)	+	o	o	-
BtL/PtL – MtG	+	-	-	-
BtL/PtL – Olefinoligomerisierung	+	+	+	+
BtL/PtL – DME	-	+ ^{a)}	- / o ^{b)}	-
BtL/PtL – OME	-	+	o	-
BtL/PtL – Methan (CH ₄)	+ ^{a)}	-	- / + ^{b)}	-
BtL/PtL – Wasserstoff (H ₂)	+ ^{a)}	+ ^{a)}	- / o ^{b)}	-
FAME (Biodiesel)	-	+	o	-
HVO (hydrierte Pflanzenöle)	-	+	+	+
EtOH (Ethanol)	+	o	-	-
AtJ (Alkohol-to-Jet)	+	+	+	+
Farnesan	-	o	o	+

Größere Umrüstungen im Antriebs- bzw. Tanksystem erforderlich b) in Gasbrennern

Legende: + gut geeignet o mit Einschränkungen geeignet - eher ungeeignet

Abbildung 42 Übersicht Produkte und Anwendungsbereiche

Bei den entstehenden Produkten handelt es sich entweder um

- Einzelstoffe bzw. einfache Stoffgemische als drop-in-fähige Zumischkomponenten,
- Vielstoffgemische als vollwertige Kraft-/Brennstoffe bzw. Zumischkomponenten oder
- Vielstoffgemische oder Einzelkomponenten als nicht oder nur bedingt drop-in-fähige Alternativen.

Die betrachteten Produkte sind in Tabelle 26 geordnet nach Produkt- bzw. Prozessgruppen zusammengefasst.

Tabelle 26 Produkte - Übersicht

	Prozesskette	Produkt	Verwendung
Synthetische Kraftstoffe <ul style="list-style-type: none"> ausgehend von Synthesegas aus Biomasse bzw. Strom 	FT-Synthese	Paraffine	OK, DK, HEL, Jet-Komponente
	MeOH-Synthese <ul style="list-style-type: none"> Syngas-to-Fuel (STF) [98] DME-Synthese OME-Synthese 	Methanol/MTBE STF-Benzin DME OMEs	OK-Komponente OK DK-Alternative DK-Komponente
	Olefinoligomerisierung [99] [88]	Isoalkane	Jet, Jet-Komponente
Fermentationsbasierte Kraftstoffe <ul style="list-style-type: none"> aus Kohlenhydraten (Zucker, Stärke oder Cellulose) 	Alkoholische Gärung	Ethanol/ETBE	OK-Komponente
	ABE-Fermentation und Kondensation [100]	Isoalkane	Jet-, DK-, HEL-Komponente
	Fermentation mit spezieller Hefe [60]	Farnesen/Farnesan	Jet-, DK-, HEL-Komponente
	Alcohol-to-Jet (AtJ) [101]	Isoalkane	Jet-, DK-, HEL-Komponente
Biogene ölbasierte Kraftstoffe <ul style="list-style-type: none"> aus Lipiden 		Pflanzenöl	DK, HEL-Substitut
	Umesterung	Biodiesel/FAME	DK, HEL-Komponente
	Hydrierung/Isomerisierung	HVO/HEFA ¹⁾	DK, HEL-(Komponente)
Veredlungsprodukte <ul style="list-style-type: none"> aus Biomasse 	Reaktivdestillation [102] und Hydrierung [59]	CVO, hydriert ²⁾	DK, HEL-(Komponente)
	Hydrothermale Verflüssigung (HTL) und Hydrierung [103] [104]	Algen-Biocrude, hydriert	OK-, DK-, HEL-, Jet-Komponente
	TCR ³⁾ [105] + Hydrierung	Biocrude, hydriert	DK-, HEL-(Komponente)

1) HVO: Hydrierte Pflanzenöle HEFA: Hydrierte Ester und Fettsäuren

2) CVO: Cracked Vegetable Oil

3) TCR: Thermisch-katalytisches Reforming

4) STF: Syngas-to-Fuel

4.2. Eigenschaften und Drop-In-Fähigkeit

4.2.1. Ottokraftstoff

Das Arbeitsprinzip von Ottomotoren stellt an die Eigenschaften der Kraftstoffe hohe Anforderungen. Zur Vermeidung von unkontrollierter bzw. Frühzündung („Klopfen“) ist eine hohe Klopfestigkeit, ausgedrückt durch die Oktanzahl erforderlich. Gleichzeitig muss unter

allen Betriebsbedingungen ein zündbares, dampfförmiges Kraftstoff-/Luftgemisch im Brennraum vorliegen (Siedebereich, Dampfdruck). In Tabelle 27 sind die anwendungstechnischen Eigenschaften von Ottokraftstoffen und Kraftstoffkomponenten zusammengestellt.

Tabelle 27 Eigenschaften von Ottokraftstoff und -komponenten

Parameter		OK E10	Methanol	Ethanol	1-Butanol	ETBE	MtG (STF)	FT-Benzin
ROZ		95	106 ¹⁾	108 ¹⁾	94 ²⁾	117	93 – 95	<40
Heizwert	MJ/l	32,0	15,4	21,2	26,8	26,9	≈ 32	
Kraftstoff-äquivalent	l/l	1,0	0,48	0,66	0,84	0,84	≈ 1,0	
Dichte (15,5°C)	g/l	720 - 775	796	794	814	750	720 - 760	723
Aromatengehalt	Vol.-%	max. 35	keine	keine	keine	keine	22 - 30	<1
O-Gehalt	Ma-%	0 - 3,7	50	35	22	16	0	
Siedetemperatur	°C	25 - 210	65	78	118	73	max. 210	35 - 200
Dampfdruck (37,8 °C)	kPa	< 60 (So) < 90 (Wi)	32	16	2,2	ca. 40	50 - 80	67
Löslichkeit in Wasser (20 °C)	g/100g	vernachlässigbar	vollständig mischbar	vollständig mischbar	20,1	1,2	vernachlässigbar	vernachlässigbar

¹⁾ OZ-Index für Blending 130 ²⁾ Isobutanol: ROZ 106

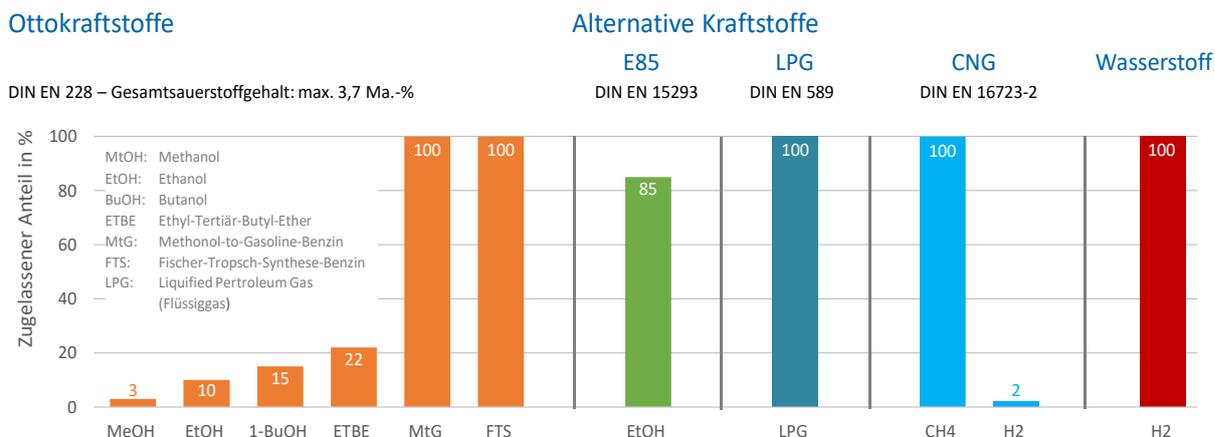
Viele der in Tabelle 27 aufgeführten alternativen Ottokraftstoffe sind Einzelkomponenten mit sauerstoffhaltigen funktionellen Gruppen (Alkohole, Ether). Diese besitzen in der Regel eine gute Klopfestigkeit (→ Verbesserung Oktanzahl). Der Sauerstoffanteil ist allerdings mit einem verringerten Heizwert verbunden. Der Dampfdruck der sauerstoffhaltigen Komponenten liegt teilweise unter dem von fossilem Ottokraftstoff, wodurch Probleme beim Kaltstart auftreten können. Weitere Unterschiede bestehen in der Wasseraffinität der meisten polaren sauerstoffhaltigen Komponenten sowie einem höheren Lösevermögen gegenüber einigen polymeren Materialien.

MTG- bzw. STF-Benzine sind Kohlenwasserstoffgemische mit einem hohen Aromatenanteil und zeichnen sich durch eine hervorragende Klopfestigkeit aus. In den Rohprodukten ist allerdings mit 1,2,3,5-Tetramethylbenzol (Trivialname: Durol) ein Stoff mit einem hohen Schmelzpunkt enthalten, dessen Gehalt für den Einsatz als Ottokraftstoff abgesenkt werden muss.

Die Fischer-Tropsch-Synthese führt primär zu linearen, unverzweigten Alkanen mit hoher Klopfneigung. Die Benzinfraktion der Syntheseprodukte bedarf daher eines aufwendigen Upgradings (Hydroisomerisierung) zur Bildung klopfester verzweigte Paraffine.

Die in Tabelle 27 aufgeführten flüssigen Komponenten können grundsätzlich konventionellen Ottokraftstoffen beigemischt werden und sind somit drop-in-fähig. Limitierungen ergeben sich aus der Erfüllung der Anforderungen gemäß DIN EN 228 [42]. Auch gasförmige Komponenten wie Methan, Wasserstoff und LPG eignen sich als Ottokraftstoffe. Dafür sind jedoch gewisse Umbauten vonnöten, insbesondere das Tanksystem muss für die erforderlichen höheren Drücke ausgelegt werden. In gängiges Benzin kann lediglich Butan beigemischt bzw. gelöst werden, dabei darf der normseitig festgelegte Dampfdruck nicht überschritten werden.

Abbildung 43 zeigt vergleichend die Beimischgrenzen für Ottokraftstoffkomponenten und -substitute.



E85: Ottokraftstoff mit 85 Vol.-% Ethanol

Abbildung 43 Drop-in-Fähigkeit von OK-Komponenten und -substituten

Für die Beimischbarkeit bei Ottokraftstoffen ist nach DIN EN 228 im Wesentlichen der Sauerstoffanteil relevant. Dieser ist normseitig auf 2,7 Ma.-% (für E5) bzw. 3.7 Ma.-% (für E10) begrenzt, so dass sich daraus Obergrenzen für die Beimischung sauerstoffhaltigen Komponenten ergeben. Technisch sind durchaus höhere Anteile möglich. So führt der Sauerstoffgrenzwert zu einem maximalen Methanolgehalt von 3 Vol.-%. In China sind jedoch Kraftstoffe mit einem relativ hohen Methanol-Anteil (aus Kohlevergasung) üblich [106]. Für Ethanol ist ein Kraftstoff mit bis zu 85 Vol.-% Ethanol genormt, dieses sogenannte E85 setzt jedoch Modifikationen am Fahrzeug voraus.

Bei den synthetisch hergestellten Ottokraftstoffen aus der Fischer-Tropsch-Synthese bzw. des Produkts des Syngas-to-Fuel-(STF)- bzw. Methanol-to-Gasoline-Verfahrens (MtG) gibt es normseitig keine Beschränkungen, sofern durch Upgrading die Einhaltung der nach DIN EN 228 geforderten Eigenschaften sichergestellt werden kann. Dieses Upgrading ist bei Fischer-Tropsch-Benzin, welches zu großen Teilen aus unverzeigten Paraffinen und Olefinen besteht und daher eine viel zu geringe Klopffestigkeit aufweist, aufwendig. Im Vergleich dazu erfüllt STF-Benzin schon die meisten Anforderungen und muss nur geringfügig aufbereitet werden.

4.2.2. Dieselkraftstoff

Dieselmotoren arbeiten nach dem Prinzip der Selbstzündungen und erfordern daher Kraftstoffe mit einer ausreichend hohen Reaktions- respektive Zündfähigkeit. Ein Maß dafür ist die Cetanzahl. Daneben ist die Kältebeständigkeit, d. h. die Fließfähigkeit bei tiefen Temperaturen (Kaltfiltrierbarkeit CFPP), ein wichtiger Parameter für Dieselkraftstoffe. Tabelle 28 zeigt die anwendungstechnischen Eigenschaften von Dieselkraftstoffen und -komponenten.

Tabelle 28 Eigenschaften von Dieseldieselkraftstoff und -komponenten

Parameter		DK	Rapsöl	RME ²⁾	HVO/FTS	OME 4	DME
Cetanzahl (CZ)		> 51	36	54	>70	84	55
Heizwert	MJ/l	36,0	34,3	33,2	34,3	19,5	20,7
Kraftstoff-äquivalent	l/l	1,0	0,95	0,92	0,95	0,54	0,58
Dichte (15,5°C)	g/l	820 – 845	916	870 - 900	770-790	1.083	740
Filtrierbarkeit (CFPP)	°C	-20 ¹⁾	n. messbar	-12	-5 – -25	-10	-141
Flammpunkt	°C	min. 55	285	188	>61	88	-42
Viskosität (40 °C)	mm ² /s	2 – 4,5	30	3,5 - 5	2 – 4	1,75	0,19 ³⁾
Siedeverlauf	°C	200 – 360	Zersetzung	321 - 350	200 - 320	202	-25

¹⁾ CFPP für Winterdiesel ²⁾ Palmölmethylester: CZ: 62, CFPP: +13 °C

RME = Rapsölmethylester

OME = Oxymethylether

FTS = Fischer-Tropsch-Synthese

DME = Dimethylether

HVO = hydrierte Pflanzenöle

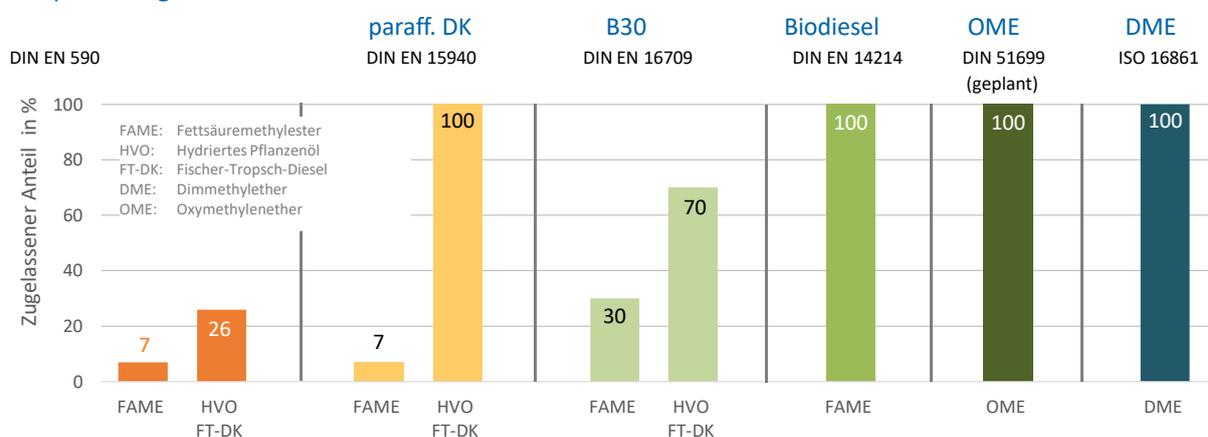
Unverarbeitete Pflanzenöle (z. B. Rapsöl) sind aufgrund ihrer hohen Viskosität ohne Modifikationen am Fahrzeug für die Verwendung als Dieseldieselkraftstoff ungeeignet. Dagegen besitzen die durch Umesterung gewinnbaren Methylester (Biodiesel) anwendungstechnische Eigenschaften, die mit konventionellen Dieseldieselkraftstoffen vergleichbar sind. Die Estergruppen verleihen dem Kraftstoff seine biologische Abbaubarkeit. Der darin gebundene Sauerstoff führt allerdings auch zu einem etwas geringeren Energieinhalt. Die Doppelbindungen der ungesättigten Fettsäurereste verursachen Alterungserscheinungen bei der Lagerung. Dadurch können in Systemen, bei denen der Kraft- bzw. Brennstoff lange im Tank verweilt, Probleme auftreten. Als Beispiel wären Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge, die selten auf Langstrecken eingesetzt werden, oder nur saisonal bzw. periodisch in Betrieb genommene Fahrzeuge (Motorboote, Feuerwehren ...) zu nennen, für die biodieselfreie Treibstoffe erforderlich sind.

HVO und auch der chemisch sehr ähnliche Fischer-Tropsch-Diesel enthalten praktisch keine Aromaten und bestehen im Wesentlichen aus Paraffinen. Diese besitzen gute Kraft- und Brennstoffeigenschaften wie z. B. eine ausgezeichnete Cetanzahl und hohe Lagerstabilität. Ihre Dichte ist jedoch vergleichsweise gering, wodurch sich ein etwas geringerer volumetrischer Heizwert ergibt. Die primär enthaltenen längerkettigen, unverzweigten Alkane neigen bei tiefen Temperaturen zur Kristallisation. Daher macht sich für die Einstellung guter Kälteeigenschaften ein Isomerisierungsschritt erforderlich. Das Fehlen von Aromaten kann zu Problemen führen. In Fahrzeugen, die auch mit konventionellem Kraftstoff betrieben werden, können beim Betrieb mit rein paraffinischen Kraftstoffen Dichtungen abquellen oder undicht werden [27].

Weitere Dieseldieselkraftstoffsubstitute sind Dimethylether (DME) sowie die darauf basierende homologe Reihe der Oxymethylenether (OME). Sie enthalten keine C-C-Bindungen und verbrennen daher nahezu rußfrei. Dieselmotoren mit einer angepassten Motorsteuerung können damit praktisch emissionsfrei betrieben werden und der Aufwand für eine Abgasnachbehandlung könnte deutlich verringert werden. Infolge des hohen Sauerstoffanteils besitzen

OME und DME einen stark abgeminderten Energieinhalt. Problematisch sind die stark abweichenden Löslichkeits- und Quelleigenschaften der OME. DME wiederum ist ein Flüssiggas und erfordert ähnliche Anpassungen des Fahrzeugs wie der Einsatz von LPG für Ottomotoren.

Drop-in-Fähigkeit in DK



B30: Dieselkraftstoff mit 30 Vol.-% FAME

Abbildung 44 Drop-in-Fähigkeit von DK-Komponenten und -substituten

Abbildung 44 zeigt die Zumischgrenzen bzw. Drop-in-Fähigkeit verschiedener Dieselsubstitute im Vergleich. Für Biodiesel (FAME) legt die Kraftstoffnormung einen maximalen Anteil von 7 Vol.-% fest. Hintergrund sind die durch die Estergruppen verursachte Wasseraffinität und die damit in Zusammenhang stehenden mikrobiologischen Veränderungen sowie der Biodieseleintrag in das Motorenöl. Dagegen ist die Beimengung paraffinischer Produkte (HVO, FT-Diesel) nicht explizit eingeschränkt. Allerdings ergibt sich aus der Erfüllung der unteren Dichtegrenze nach DIN EN 590 [41] praktisch eine Limitierung, die bei etwa 26 Vol.-% liegt. OME sind durch ihre Löslichkeits- und Quelleigenschaften nicht kompatibel mit derzeitigem Dieselkraftstoff nach DIN EN 590.

4.2.3. Jet-Fuel

Die speziellen Bedingungen der Luftfahrt stellen an die zum Einsatz kommenden Treibstoffe höchste Anforderungen:

- Kälte- und Höhenbeständigkeit (keine Paraffinausscheidung, gute Pumpbarkeit, keine Eisbildung, keine Dampfbildung)
- Reinheit (rückstandsfreie Verbrennung → Turbinenschäden)
- Hoher Heizwert (große Reichweite)

Zudem müssen aus Sicherheitsgründen alternative Jet-Fuels ein spezielles Zulassungsverfahren durchlaufen. Die Tabelle 29 zeigt die Eigenschaften von möglichen alternativen Treibstoffkomponenten im Vergleich zu den Anforderungen an Jet A1 (Turbinentreibstoff der zivilen Luftfahrt) nach ASTM D1655. Bei den derzeit zugelassenen alternativen Jet-Fuels handelt es sich fast ausnahmslos um paraffinische Treibstoffe. Diese besitzen in der Regel eine etwas geringere Dichte als für Jet A1 gefordert. Der massebezogene Heizwert ist jedoch höher als bei fossilem Jet. Die Kälteeigenschaften lassen sich auf relativ niedrige Werte einstellen.

Tabelle 29 Eigenschaften von Jet-Fuel und -komponenten

Parameter		Jet A1	FT-Jet ^{*)}	AtJ	Farnesan
Heizwert	MJ/kg	> 42,8	n. b.		44,2
Dichte (15,5°C)	g/l	775 - 840	743 - 755	757	774
Rußpunkt	mm	25	n. b.	>>25	>>25
Freezing Point	°C	< -47	-43		< -75
Aromatengehalt	Vol.- %	> 25	keine	keine	keine
Viskosität (-20 °C)	mm ² /s	< 8	3,5		
Flammpunkt	°C	> 38	42	49	109
10 % verdampft bis Siedende	°C	< 205	140	175	247
	°C	< 300	280	250	247

*) eigene Untersuchungen

AtJ = Alcohol-to-Jet

Die Drop-in-Fähigkeit von THG-reduzierten Jet-Fuels wird durch die ASTM D7566 geregelt. Hierbei ist zu beachten, dass nicht nur die Eigenschaften und Zusammensetzung der einzelnen Treibstoffe von Bedeutung ist, sondern auch die Herkunft im Sinne des allgemeinen Produktionsprinzips. Derzeit sind Fischer-Tropsch-Kerosin, HVO, AtJ aus Isobutanol, sowie Farnesan als alternative Jet Fuels zugelassen, jedoch nur bis zu maximal 50 Vol.-% je nach Treibstoff (Abbildung 45).

Jet A bzw. Jet A1

ASTM D7566

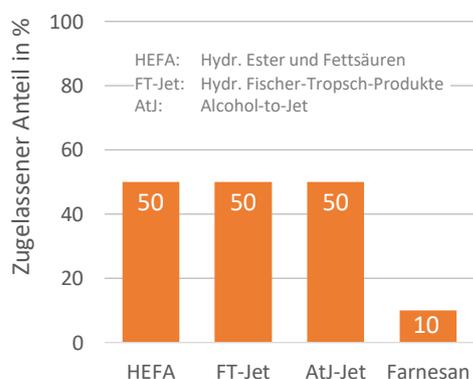


Abbildung 45 Drop-in-Fähigkeit von Jet-Komponenten

4.2.4. Heizöl extraleicht (HEL) und Gas

Obwohl in den letzten Jahren im Wohnungsneubau der Anteil von Gas- und Ölheizungen deutlich abgenommen hat (2020: 33,7 % Gasheizungen, Öl spielt kaum noch eine Rolle) wird der Wohnungsbestand nach wie vor durch diese Heizungssysteme dominiert (2020: knapp 50 % Gas, 25 % Öl) [107]. Die Substitution fossiler Brennstoffe durch Produkte mit geringen THG-Fußabdrücken kann daher einen signifikanten Beitrag zur Absenkung der THG-Emissionen im Handlungsfeld Gebäude leisten.

Das über Gasnetze dem Verbraucher zugeführte Brenngas besteht zu sehr hohen Anteilen aus Methan (95 bis 99 Vol.-%). Somit kann sowohl synthetisch hergestelltes Methan (SNG) als auch nach einer Aufbereitung in Biogasanlagen gewonnenes Methan für die Substitution von Erdgas Verwendung finden. Die Zumischung ist praktisch unbegrenzt möglich. Dabei ist jedoch die Einhaltung maßgeblicher Kenngrößen (z. B. Brennwert oder Wobbe-Zahl) zu gewährleisten. Unter dieser Voraussetzung kann auch aus erneuerbarer Energie hergestellter Wasserstoff in begrenzten Mengen in das Erdgasnetz eingespeist werden. Damit ergibt sich auch eine Möglichkeit zur (chemischen) Speicherung von fluktuierend anfallendem sogenannten Überschussstrom.

Heizöl EL (extraleicht) besitzt ähnliche Eigenschaften wie konventioneller Dieselkraftstoff, so dass als Substitute prinzipiell die gleichen Alternativprodukte in Frage kommen. In Tabelle 30 sind die Anforderungen an Heizöl extraleicht gemäß DIN 51603/1 und die Eigenschaften der möglichen Alternativen gegenübergestellt. Nicht umgeesterte Pflanzenöle sind aufgrund ihrer viel zu hohen Viskosität für die Anwendung ebenso ungeeignet wie das Flüssiggas DME.

Tabelle 30 Eigenschaften von Heizöl extraleicht und Heizölsubstituten

Parameter		Heizöl EL	Rapsöl	RME	HVO/FTS
Heizwert	MJ/kg	> 42,6	37,4	37,7	44,0
Brennstoff-äquivalent	l/l	1,0	0,95	0,92	0,95
	kg/kg	1,0	0,88	0,88	1,03
Dichte (15,5°C)	g/l	< 0,860	916	870 - 900	770-790
Erstarrungspunkt	°C	< -6	n. messbar	-12 ¹⁾	-5 – -25 ¹⁾
Trübungspunkt		< 3			
Flammpunkt	°C	min. 55	285	188	>61
Viskosität (20 °C)	mm ² /s	< 6	30	3,5 - 5	2 – 4
Siedeverlauf	°C	200 – 360	Zersetzung	321 - 350	200 - 320

¹⁾ CFPP (liegt zwischen Erstarrungspunkt und Trübungspunkt)

Im Unterschied zu Fahrzeuganwendungen sind Ölheizungen durch eine wesentlich längere Lagerungszeit des Brennstoffs in den Vorratstanks gekennzeichnet. Daher fallen die spezifischen Eigenschaften der Fettsäuremethylester (FAME, z. B. RME) stark ins Gewicht und behindern eine Anwendung als Substitut für leichtes Heizöl. Die auf die Estergruppierungen zurückzuführende Wasseraffinität begünstigt die Hydrolyse und damit eine eingeschränkte Lagerfähigkeit von FAME-haltigem Heizöl. Daher wird FAME in Heizöl EL nur als Kontamination bis 0,5 Vol.-% toleriert. Im Gegensatz zu Fettsäuremethylestern verursachen paraffinische Substitute, die bspw. durch Hydrierung von Pflanzenölen (HVO) oder durch Fischer-Tropsch-Synthese aus Synthesegas hergestellt werden können, keinerlei Stabilitätsprobleme und besitzen darüber hinaus herausragende verbrennungstechnische Eigenschaften (s. a. Tabelle 30). Durch das Fehlen von aromatischen Bestandteilen kann es allerdings zum Versagen des Flammwächters in Brennern durch zu geringe Flammfärbung kommen [108]. Unter anderem aus diesem Grund ist die Zumischbarkeit von paraffinischen Produkten zu Heizöl EL durch die, mit der 2020 erschienene Neufassung der DIN 51603/1 eingeführte, vorgegebene Mindestdichte auf ca. 50 Vol.-% limitiert. Die Verwendung von biogenen Komponenten als Heizöl ist in DIN SPEC 51603/6 geregelt (Heizöl EL A Bio).

Die Drop-in-Fähigkeit bzw. Zumischbarkeit von alternativen Komponenten zu flüssigen und gasförmigen Brennstoffen ist in Abbildung 46 dargestellt.

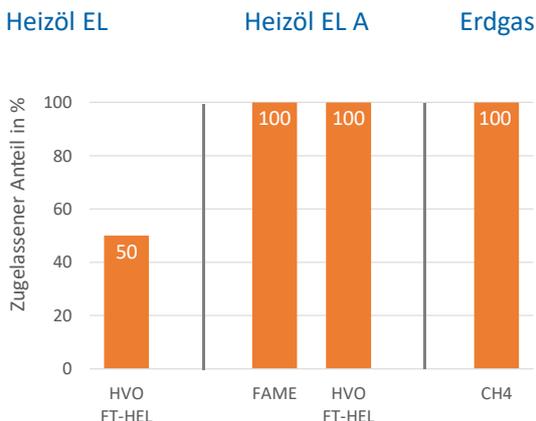


Abbildung 46 Drop-in-Fähigkeit von Heizöl-Komponenten und -substituten bzw. Erdgassubstituten

4.3. Zwischenfazit

Die aus unterschiedlichen Rohstoffen und über verschiedenen Routen herstellbaren THG-reduzierten Kraft- und Brennstoffe sind gut bzw. sehr gut geeignete Substitute für konventionelle Produkte. Allerdings unterscheiden sich ihre Eigenschaften teilweise von den der fossilen Referenz. Daraus resultiert oftmals nur eine begrenzte Beimischbarkeit zu normgerechten Kraft- und Brennstoff. In einigen Fällen setzt der Einsatz von alternativen Produkten Umrüstmaßnahmen am Fahrzeug voraus (Materialverträglichkeit, Mengendosierung, Vorwärmung, Motorsteuerung, für gasförmige Alternativen: Tanksysteme, Dosierung, Abgaskatalysatorkonzepte). Einige der existierenden Produkte, die höhere Beimischungen erlauben, werden in Deutschland derzeit kaum für Endverbraucher angeboten (z. B. paraffinischer Dieselmotorkraftstoff, Ottomotorkraftstoff mit 85 % Ethanol – E85). In manchen Aspekten können THG-reduzierte Kraft- und Brennstoffe konventionellen fossilen Optionen überlegen sein, z. B. Oktanzahl bei Oxygenaten, Cetanzahl von paraffinischen Dieselmotorkraftstoffen (HVO, Fischer-Tropsch), Kältebeständigkeit von stark verzweigten Kohlenwasserstoffen (AtJ, Farnesan, Olefinoligomere). Überdies können die Produkteigenschaften von synthetischen Kraft- und Brennstoffen (Fischer-Tropsch-Synthese, Oligomerisierung von Olefinen) teilweise sehr gezielt eingestellt werden.

Um die Emissionen an Treibhausgasen in der Luftfahrt zu senken gibt es – abgesehen von Effizienzverbesserungen und Reduzierung des Flugverkehrs – keine erkennbaren Alternativen zur Herstellung synthetischer Produkte. Bei deren Herstellung fallen häufig Koppelprodukte an (Benzin, Gasöl), deren Nutzung als Kraft- bzw. Brennstoff angezeigt und sinnvoll ist.

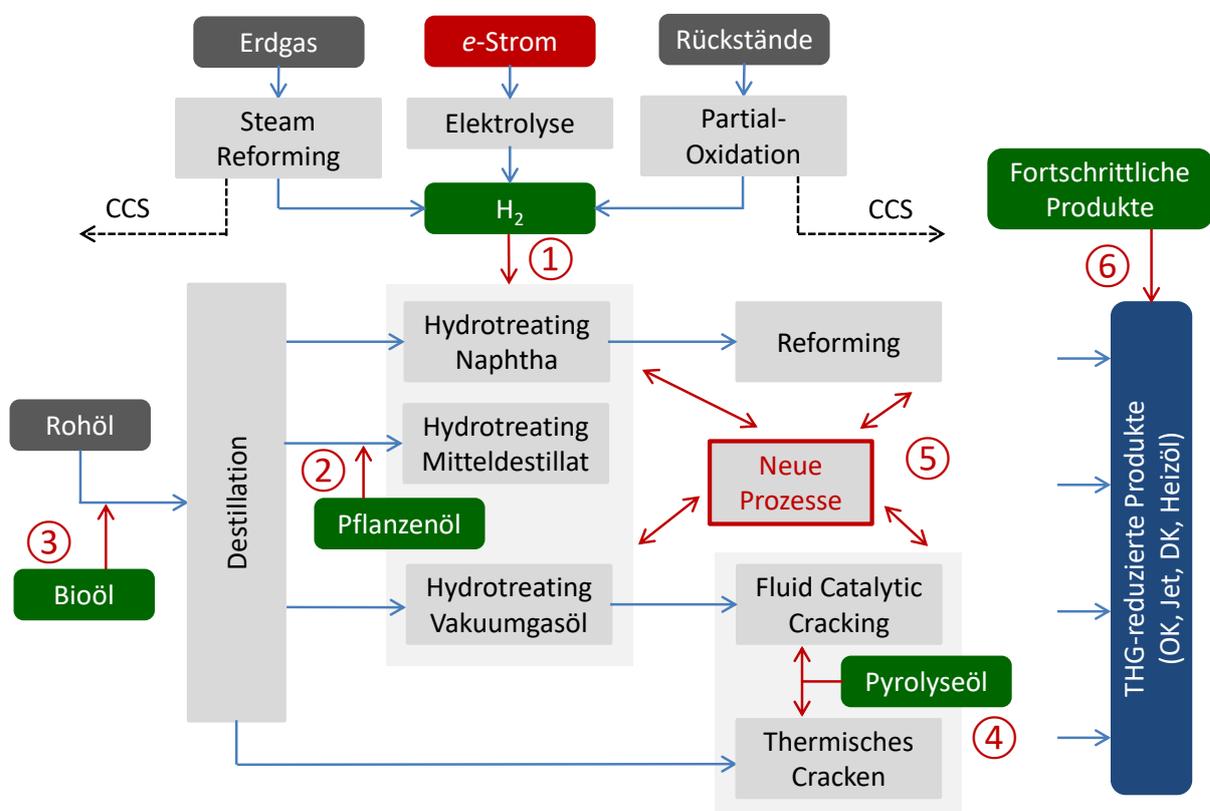
Die Herstellung strombasierter Syntheseprodukte weist nur geringe Energieeffizienz auf. Wenn zukünftig in ausreichenden Mengen „Überschussstrom“ oder kostengünstig erzeugbarer Strom zur Verfügung steht, ist dieses Kriterium allerdings nachrangig. Für Importprodukte ist auch die leichte Transportierbarkeit von flüssigen Produkten von Relevanz.

5. Integrierbarkeit in bestehende Prozesse bzw. Anlagen

5.1. Einbindung TGH-reduzierter Stoffe in Raffinerien

Erdölraffinerien verfügen über zahlreiche Prozessanlagen, um das Vielstoffgemisch Erdöl in normgerechte Fertigprodukte zu überführen. Dazu gehören Anlagen zur Auftrennung des Rohstoffs in einzelne Fraktionen ebenso wie chemische Wandlungsstufen zur Einstellung der geforderten anwendungstechnischen Eigenschaften. Daneben existiert eine umfangreiche Infrastruktur für die Bereitstellung von weiteren Einsatzstoffen bzw. Energie (z. B. Wasserstoff, Dampf, Elektrizität), für die Aufbereitung und Verarbeitung von Nebenprodukten und Reststoffen (Raffineriegas, Abwasser, Rückstände ...), die Einstellung anwendungstechnischer Eigenschaften und genormter Parameter (Blending) sowie letztendlich für den Vertrieb der Verkaufsprodukte. Die Konfiguration von Raffinerien ist durch eine gewisse Flexibilität gekennzeichnet, um Schwankungen der Rohstoffeigenschaften bzw. veränderten Marktanforderungen (Art, Menge und Qualität der Produkte) Rechnung zu tragen. Die Produkte sind in der Regel Mischprodukte aus Stoffströmen unterschiedlicher Prozessstufen. Beim sogenannten Blending werden die Fertigprodukteigenschaften durch Mischung der verschiedenen Komponenten gezielt eingestellt.

Raffinerien verfügen damit über hervorragende Voraussetzungen, um alternative Stoffe und Energieströme zu integrieren und so den THG-Fußabdruck der Fertigprodukte zu vermindern. Gleichzeitig ist über die vorhandenen Vertriebswege die Vermarktung der Produkte gesichert. Abbildung 47 zeigt verschiedene Möglichkeiten zur Reduzierung der Emissionen an Treibhausgasen bei der Herstellung von Kraft- und Brennstoffen.



- ① Einspeisung von grünem/blauem Wasserstoff
- ② Co-Processing von Pflanzenöl
- ③ Substitution von fossilem Rohöl durch biogene Einsatzstoffe
- ④ Verwendung von Pyrolyseölen als Co-Feed beim Cracken
- ⑤ Nutzung von Synergien bei der Herstellung fortschrittlicher Kraftstoffe
- ⑥ Blending

Abbildung 47 Möglichkeiten zur Integration alternativer Stoffströme in Raffinerien

5.1.1. Nutzung von grünem und ggf. blauem Wasserstoff

Wasserstoff ist einer der wichtigsten Hilfsstoffe in Raffinerien, dessen Bedarf in den letzten Jahrzehnten stark zugenommen hat. Ursachen sind verschärfte Umweltstandards für die Fertigprodukte (z. B. Absenkung des zulässigen Schwefelgehalts in Kraftstoffen und Heizölen) und die zunehmende Konversion schwerer Komponenten und damit verbunden ein Wasserstoffdefizit in den ungesättigten Spaltprodukten. Bei der Verarbeitung von Erdöl wird nur beim katalytischen Reforming von Naphtha in nennenswertem Umfang Wasserstoff gebildet, der dann für Hydrierungen verwendet werden kann. Der zusätzliche Bedarf (ca. 136 kt/a in den deutschen Raffinerien [109]) wird gegenwärtig größtenteils entweder durch Steamreforming von Erdgas oder Partialoxidation von schweren Rückständen gedeckt. Durch die Substitution dieses „grauen“ durch sogenannten „grünen“ Wasserstoff können die THG-Emissionen von Raffinerien signifikant reduziert werden. Gleichzeitig bietet diese Option eine Möglichkeit zur Speicherung von fluktuierend anfallender Elektroenergie aus regenerativen Quellen.

Wird von einer definierten Menge an zur Verfügung stehenden grünem Wasserstoff ausgegangen, kann bei Einsatz als Hydrier-H₂ in Raffinerien eine vergleichsweise größere THG-Minderung erreicht werden als bei der Herstellung synthetischer Kraftstoffe (PtL). Der größte Effekt wird bei einer direkten Nutzung z. B. in Brennstoffzellen erreicht (Abbildung 48).

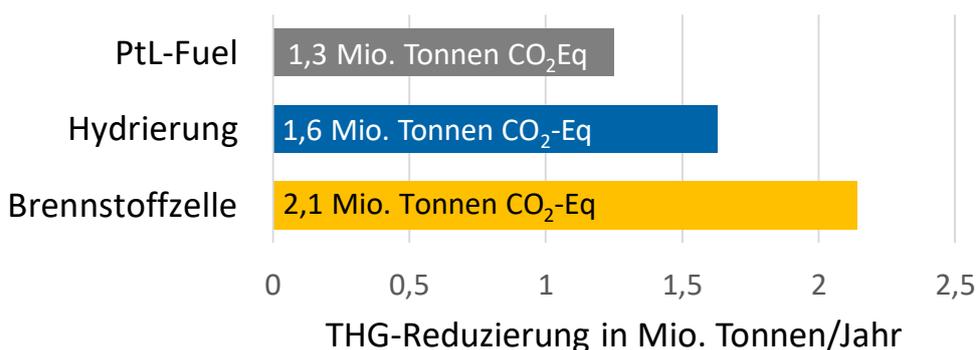


Abbildung 48 Vergleich der mit „grünem“ Wasserstoff erreichbaren THG-Minderung (Basis: 136 kt/a H₂)

Der Einsatz von grünem H₂ in Raffinerien ist für die Erfüllung der THG-Minderungsquote (REDII) im Transportbereich mit der doppelten Menge anrechenbar [110]. Trotzdem bleibt der Hebel für die Erfüllung der THG-Quote nur klein. Selbst bei einer vollständigen Umstellung auf erneuerbaren Wasserstoff entspricht die Einsparung an CO₂ nur einem absoluten Anteil an der Quotenerfüllung von ca. 0,5 % (mit Doppelanrechnung: 1,0 %).

Die Erzeugung von grünem Wasserstoff ist nicht zuletzt durch die hohen Stromkosten deutlich kostenintensiver als die Herstellung von grauem Wasserstoff. Allerdings macht die Bereitstellung des Hydrierwasserstoffs nur einen kleinen Teil der Herstellungskosten der Fertigprodukte aus. Zudem werden die Verkaufspreise wesentlich durch Steuern und Abgaben bestimmt. Die Umstellung auf grünen Wasserstoff ist somit nur mit einer moderaten Erhöhung der Produktpreise verbunden und bietet sich für Deutschland insbesondere für die regionale Nutzung an Modellstandorten bzw. Modellregionen an.

Im Rahmen des REFHYNE-Projektes betreibt Shell eine Pilotanlage in der Rheinland Raffinerie Wesseling (Elektrolyseur-Leistung 10 MW für 1.300 t H₂/a) [111]. In einem weiteren Projekt (GET H2 Nucleus) planen RWE und BP die Errichtung eines 100 MW Elektrolyseurs für die Erzeugung von grünem Wasserstoff sowie dessen Nutzung in den Raffinerien Lingen und Gelsenkirchen [112], [113].

Unter der Voraussetzung, dass die dauerhafte Speicherung von Kohlendioxid als eine Option zur Senkung der THG-Emissionen politisch akzeptiert und gesetzlich zugelassen wird, könnte auch mit den vorhandenen H₂-Herstellungstechnologien, gekoppelt mit „Carbon Capture and Storage“ (CCS), der CO₂-Fußabdruck konventioneller Kraft- und Brennstoffe verkleinert werden (Nutzung von „blauem“ Wasserstoff).

5.1.2. Hydrierung bzw. Mithydrierung von rezenten Ölen

Durch die Hydrierung von rezenten Ölen (Pflanzenöle, gebrauchte Speisefette) können Kraft- und Brennstoffe mit herausragenden anwendungstechnischen Eigenschaften hergestellt werden (s. a. Abschnitte 3.2 und 4.2.2). Die Umsetzung erfordert ähnliche Reaktionsbedingungen (Druck, Temperatur, Katalysator) wie die Hydroraffination von Straight-run-Gasölen für die Herstellung von schwefelarmen Mitteldestillaten (Dieselkraftstoff, Heizöl EL). Daher bietet sich eine gemeinsame Verarbeitung (Co-Processing) in Raffinerien an. Untersuchungen in Technikumsanlagen zeigten, dass ohne größere technische Veränderungen Zumischraten von bis zu 20 % realisierbar sind [114], [115]. Die Beimischung des Pflanzenöls kann unmittelbar vor den Hydrierreaktoren erfolgen. Als Produkt wird ein entschwefeltes Gasöl mit den entsprechenden Bioanteilen (HVO) als Gemisch erhalten.

Die gemeinsame Verarbeitung führt zu niedrigen Investitionskosten und ermöglicht die Nutzung von Synergien (Bereitstellung von H₂, Gasreinigung, Abwasserbehandlung u.a.). Während die ersten Anlagen als Stand-alone-Anlagen, z. T. in Nachbarschaft zu Raffinerien errichtet wurden, rückt zunehmend das Co-Processing als eine geeignete und günstige Möglichkeit zur Abminderung der CO₂-Emissionen in den Fokus. Allerdings können in Deutschland biogene Öle, die in einem raffinerietechnischen Verfahren gemeinsam mit mineralölstämmigen Ölen hydriert werden, nicht auf die Erfüllung der Verpflichtungen zur Verminderung THG-Emissionen (im Vergleich zu einem Referenzkraftstoff) gemäß BImSchG angerechnet werden. Auch der Gesetzentwurf zur Weiterentwicklung der THG-Minderungsquote vom 12.02.2021 sieht diesbezüglich keine Änderungen vor.

Anfang 2020 waren in Europa Produktionsanlagen für HVO¹⁵ mit einer Kapazität von 5 Mio. Tonnen pro Jahr in Betrieb, davon 0,42 Mio. t/a via Co-Processing) [116].

¹⁵ HVO: Hydrotreated Vegetable Oil

5.1.3. Substitution von fossilem Rohöl (Co-Feeding)

Ein möglicher Weg zur Gewinnung von flüssigen Energieträgern ist die sogenannte „Direktverflüssigung“ von Biomasse. Dabei werden organische Einsatzstoffe über thermische Prozesse (z. B. Pyrolyse, hydrothermale Verflüssigung) unter Bildung von Nebenprodukten in flüssige, ölartige Produkte mit einem zumeist breitem Siedespektrum überführt. Diese sind in aller Regel sehr ungesättigt und enthalten in hohen Anteilen unerwünschte und in der Anwendung störende Heteroverbindungen. Sie bedürfen daher eines sehr aufwendigen Upgradings durch hydrierende und spaltende Verfahren, die auch bei der Verarbeitung von Mineralöl zur Anwendung kommen. Insbesondere bei sehr hohen Heteroatomanteilen ist das auch mit einer sehr starken Veränderung der Molekülgrößen und damit der Siedelage verbunden (s. Abbildung 49). Eine lokale, dezentrale Aufbereitung zu unterschiedlichen Fertigprodukten entsprechend der Siedelage der einzelnen Fraktionen ist wirtschaftlich und technisch nicht sinnvoll.

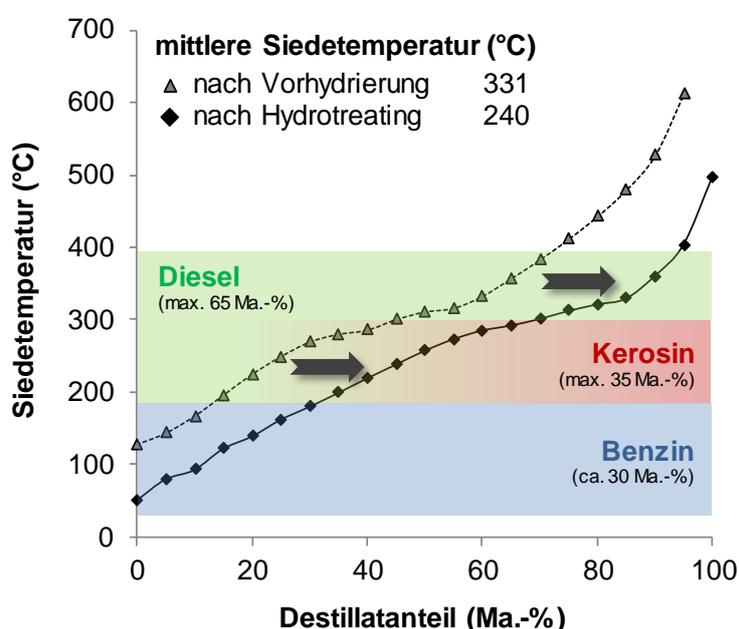


Abbildung 49 Siedeverhalten von algenstämmigen Produkten vor und nach ihrer Hydrierung [117]

Derartigen Bioöle könnten jedoch als Biocrude prinzipiell vor der Destillation in den Raffinerieprozess eingespeist werden und durchlaufen dann gemeinsam mit erdölstämmigen Komponenten alle erforderlichen Schritte zur Gewinnung normgerechter Verkaufsprodukte (Fraktionierung, Konversion, produktspezifische Veredlung). Eine wichtige Voraussetzung ist, dass die Mitverarbeitung des Biocrudes nicht zu Betriebsstörungen (Verkokung, Katalysatorvergiftung) führt und sich das Siedeverhalten der Stoffe bei ihrer Hydroraffination nicht wesentlich verändert. Um die primären Verflüssigungsprodukte in ein „raffineriegängiges“ Einsatzprodukt zu überführen macht sich daher eine Vorhydrierung erforderlich, die entweder dezentral am Standort der Bioölproduktion oder zentral in einer Raffinerie vor der Beimischung zum Rohöl erfolgen könnte (s. Abbildung 50). Bei dieser Vorhydrierung wird bereits ein Großteil der Heteroverbindungen umgesetzt, so dass die mit der Hydroraffination in der Raffinerie verbundene Veränderung der Siedelage toleriert werden kann.

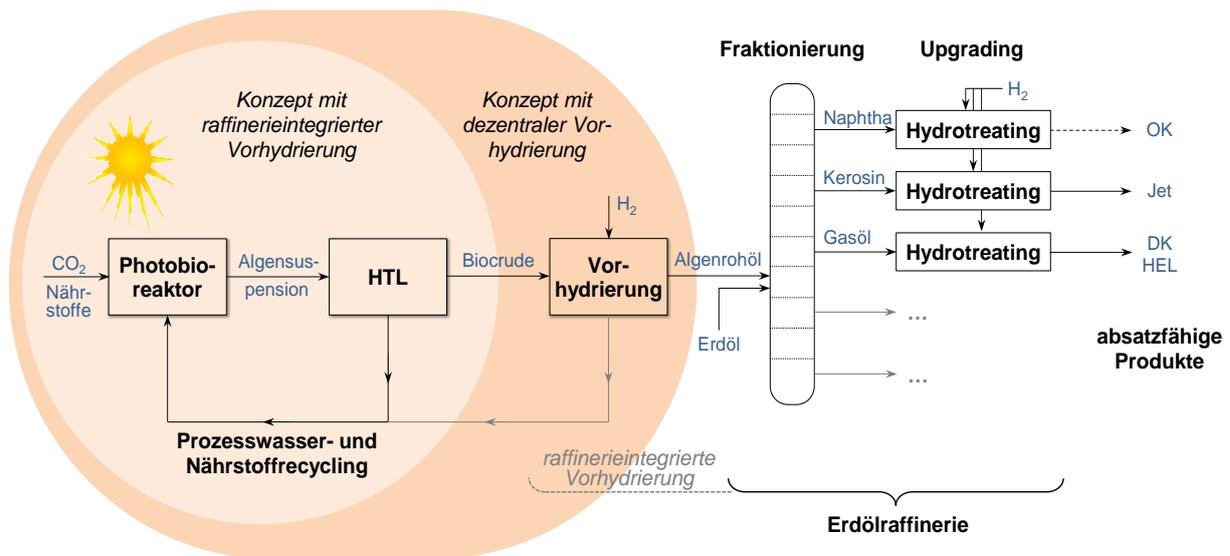


Abbildung 50 Schema einer Mitverarbeitung von vorhydrierten Bioölen (Bsp. Algenrohöl, HTL Hydrothermale Verflüssigung) in einer Raffinerie [117]

5.1.4. Mitverarbeitung von Pyrolyseprodukten beim Cracken hochsiedender Einsatzstoffe bzw. von Rückständen

In Raffinerien werden thermische bzw. katalytische Crackverfahren eingesetzt, um hochmolekulare Erdölbestandteile zu zusätzlichen leichtsiedenden Produkten wie z. B. Naphtha und Mitteldestillate zu wandeln. Insbesondere bei thermischen Verfahren, die Destillationsrückstände verarbeiten können, besteht grundsätzlich die Möglichkeit der Mitverarbeitung auch von biogenen und ggf. viskosen Pyrolyseprodukte mit hohen Anteilen an Heteroelementen. Die dabei entstehenden niedermolekularen biogenen und erdölstämmigen Spaltprodukte können gemeinsam entsprechend ihrer Siedelage in den vorhandenen Anlagen zu Fertigprodukten weiterverarbeitet werden.

Dagegen eignen sich katalytische Verfahren wie das Fluid Catalytic Cracking (FCC) für die Konversion von raffinierten (hydrierten) Vakuumgasölen. Zielprodukte sind neben Benzin- und Mitteldestillatkomponenten auch wertvolle kurzkettige Olefine (i-Buten). Die dabei eingesetzten zeolithischen Katalysatoren unterliegen einer Deaktivierung durch Kohlenstoffablagerungen. Überdies werden polare Stickstoff- und Schwefelverbindungen an den aktiven Zentren der Katalysatoren adsorbiert und führen so zu einer sofortigen, aber temporären Vergiftung. Der Deaktivierung der Katalysatoren wird durch eine sofortige und kontinuierliche Regenerierung entgegengewirkt. Die Anforderungen an die Einsatzstoffe sind somit vergleichsweise gering. Zu bleibenden Katalysatorschädigungen kommt es dagegen durch Schwermetalle, die insbesondere in erdölstämmigen Destillationsrückständen enthalten sind.

Holzpyrolyseöle sind in der Regel sehr reich an sauerstofffunktionellen Gruppen, besitzen aber nur geringe Stickstoff- und Schwefelanteile. Ihre grundsätzliche Eignung für eine Mitverarbeitung im FCC-Prozess konnte durch experimentelle Untersuchungen gezeigt werden [118]. Das Co-Processing mit einem Bioölanteil von 5 % führte zu einer geringfügig höheren Mitteldestillat-Ausbeute und etwas weniger gasförmigen Kohlenwasserstoffen. Ein

Großteil des im Holzpyrolyseöl enthaltenen Sauerstoffs wird in Form von Kohlenoxiden und Wasser abgespalten. Die Menge an phenolischen Komponenten im Produkt steigt an.

Neben biogenen Einsatzstoffen lassen sich auch Schweröle aus dem thermisch-chemischen Kunststoffrecycling im FCC-Prozess mitverarbeiten. Im sogenannten ReOil-Prozess der OMV [119], [120] werden Kunststoffverpackungsabfälle depolymerisiert. Während die leichten Produktfraktionen erneut zur Gewinnung von Olefinen für die chemische Industrie Verwendung finden, kann die Schwerölfraction mit Anteilen bis zu 20 % katalytisch zu Wertprodukten verarbeitet werden [121].

5.1.5. Nutzung von Synergien

Mit ihrer hervorragenden Infrastruktur bieten sich Erdölraffinerien auch als Produktionsstandorte für alternative Kraft- und Brennstoffe mit geringem THG-Fußabdruck (PtL- und BtL-Produkte) aber auch für das chemische Recycling von Altkunststoffen und organischen Abfällen an. Für sogenannte Annex-Anlagen besteht die Möglichkeit zur Nutzung zahlreicher Synergien und somit zur Senkung der Herstellungskosten:

- Bereitstellung von Hilfsstoffen (Dampf, Kesselspeisewasser, Strom) und Wasserstoff,
- Aufbereitung und Verarbeitung von Neben- und Reststoffen (Abwasser, Gasreinigung, ...),
- Vertrieb der Fertigprodukte,
- Sicherheitstechnik, Blow-down- und Fackelsystem.

Überdies können die Produkteigenschaften in Hinsicht auf das Produktblending und den späteren Einsatz gezielt eingestellt werden (Tailor-made Fuel). Damit ergeben sich auch Vorteile für den normalen Raffineriebetrieb.

5.1.6. Blending

In den verschiedenen Prozessanlagen einer Raffinerie fallen Produktkomponenten an, die zwar ein ähnliches Siedeverhalten zeigen, sich aber in ihren sonstigen physikalischen, chemischen und anwendungstechnischen Eigenschaften teilweise erheblich unterscheiden können. Für die Herstellung normgerechter Verkaufsprodukte werden diese Einzelkomponenten in entsprechenden Anteilen vermischt (Blending). Wichtig ist dabei, dass das Blendprodukt die gewünschten bzw. geforderten Eigenschaften erfüllt, während die Einzelkomponenten durchaus außerhalb der Norm liegen können. Bei der Festlegung der geeigneten Rezepturen finden neben den Eigenschaften auch die aktuelle Marktsituation, Produktionsplanungsdaten oder die Vorratsmengen Beachtung.

Darüber hinaus wird der Blendprozess auch dazu genutzt, importierte, d. h. nicht in der Raffinerie produzierte Produkte einzumischen. Das betrifft sowohl Stoffe, die zur Verbesserung der Eigenschaften beitragen und daher benötigt werden (z. B. Additive, MTBE bzw. ETBE), als auch alternative Kraftstoffkomponenten (z. B. Bioethanol, FAME, HVO), mit denen die Raffinerien ihren Verpflichtungen zur Erfüllung der THG-Minderungsquoten nachkommen. Wesentliche Vorteile der Einmischung von Drittprodukten bestehen in der Möglichkeit vorhandene Transport- und Vertriebswege zu nutzen sowie die Qualitätssicherung gegenüber den Verbrauchern zu gewährleisten.

5.2. Zwischenfazit

Raffinerien verfügen über eine Vielzahl von im Verbund arbeitenden Technologien zur Herstellung von normgerechten Kraft- und Brennstoffen (Stofftrennung, chemische Konversion und Veredlung). Mit ihrer Infrastruktur bieten sie sich als idealer Standort für die Herstellung von alternativen Produkten an (Bereitstellung von Roh- und Hilfsstoffen, Wasser- und Gasaufbereitung, Vertrieb). Die vorhandene Anlagentechnik ist prinzipiell für einen Teil der erforderlichen Wandlungen nutzbar.

Der CO₂-Fußabdruck der konventionellen Produkte kann durch verschiedene Maßnahmen gesenkt werden:

- Einbindung von grünem oder ggf. blauem H₂,
- Teilsubstitution von Erdöl durch vorbehandelte Bioöle,
- Einspeisung und Mitverarbeitung alternativer Öle (Co-Processing):
 - synthetische Rohprodukte (z. B. Fischer-Tropsch-Produkte),
 - rezente Öle und Fette (Pflanzenöle, gebrauchte Speiseöle),
 - Pyrolyseprodukte, Recyclingprodukte,
- Einmischung importierter Produkte.

Durch das Mischen von einzelnen Stoffströmen zum Fertigprodukt im Blendprozess können die Produkteigenschaften gezielt eingestellt werden. Alternative Produkte (synthetische Produkte, HVO) übertreffen in einigen Parametern die geforderten Werte und unterstützen somit die Herstellung normgerechter Kraft- und Brennstoffe. Gleichzeitig gewährleistet der Blendprozess und der Vertrieb über die Raffinerie die Qualität der in Verkehr gebrachten Alternativprodukte.

Nicht zuletzt ist durch eine schrittweise zunehmende Substitution des fossilen Mineralöls durch alternative Einsatzstoffe die Versorgungssicherheit stets gegeben.

6. Prozessmodellierung und Kostenabschätzung

6.1. Methodik und Rahmenbedingungen

Ziel der Modellierung war es, eine vergleichbare Abschätzung der notwendigen Kosten für die Herstellung von THG-reduzierten Kraft- und Brennstoffen zu ermöglichen. Dazu wurden, wie auch in Abbildung 51 dargestellt, die einzelnen Prozessschritte auf einem mittleren Komplexitätsniveau (so einfach wie möglich und so detailliert wie nötig) in Aspen Plus abgebildet. Das Hauptaugenmerk bestand darin, untereinander gut vergleichbare Ergebnisse mit einer einheitlichen Methodik zu generieren. Andererseits bedeutet das auch, dass keine intensive Optimierung der Einzelprozessschritte durchgeführt werden konnte.

Die in den Prozessmodulen ermittelten Energie- und Stoffströme wurden für den Gesamtprozess miteinander verknüpft. Die Wärmeintegration erfolgt durch eine Kopplung der Wärmeströme (Entstehung und Bedarf) auf den jeweils passenden Temperaturniveaus. Im Ergebnis erhält man die Gesamtausbeute des Prozesses, inklusive der Nebenprodukte, für die jeweils eingesetzten Roh- und Hilfsstoffe. Außerdem ergibt sich der Bedarf bzw. die Erzeugung an Energie. Das schließt ggf. den Kühlbedarf ein. Aus diesen Größen können schon weitgehend die Betriebskosten abgeleitet werden.

Für die Bestimmung der Kapitalkosten wurde auf eine Literaturrecherche zurückgegriffen, die jeweils eine Bandbreite aus bekannten oder abgeschätzte Kapitalkosten für die einzelnen Prozessschritte lieferte. In der Regel wurden die für das Modell verwendeten Kapitalkosten ungefähr in der Mitte dieser Bandbreite angesetzt. Bei Technologien, welche derzeit noch keine weit verbreitete Marktreife besitzen, wurden der Literatur Kapitalkosten, welchen eine gewisse Lernkurve unterstellt wurde, entnommen.

Aus den Kapital- und Betriebskosten konnte im Anschluss ein Produktpreis nach gängiger Methodik ermittelt werden.

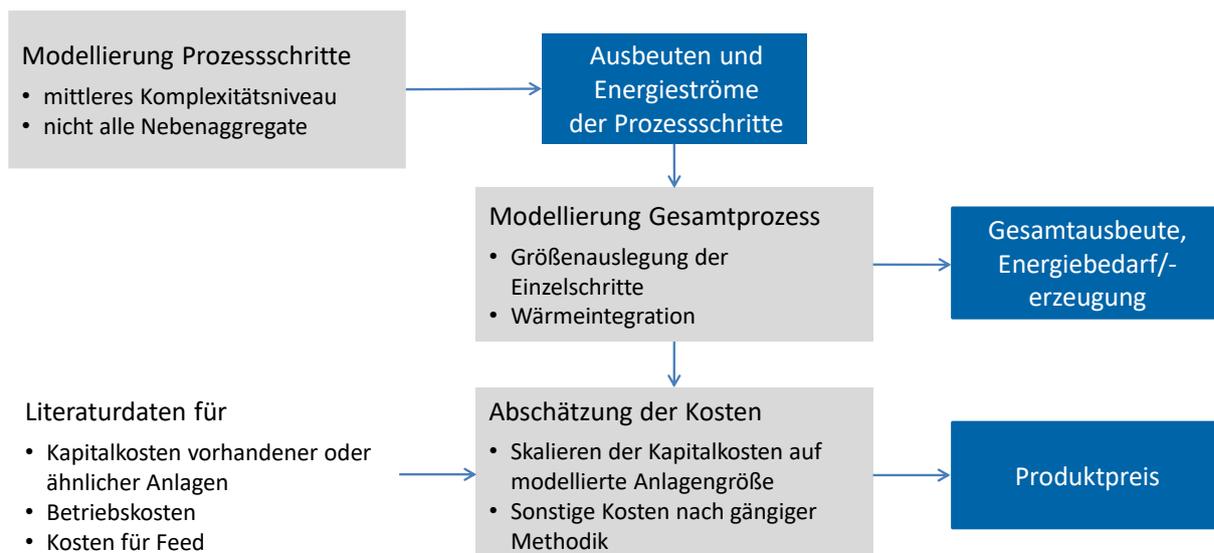


Abbildung 51 Methodik der Modellierung

6.2. Kostenberechnung

6.2.1. Grundannahmen und Methodik

Die Produktpreise, die notwendig sind, um die notwendigen Kapital- und Betriebskosten zu decken, werden mit der Endwertmethode ermittelt. Rahmenbedingungen für die Schätzung sind:

- Eigenkapitalquote: 40 %
- Kalkulatorischer Zinssatz: 10 %
- Tilgung: nach 10 Jahren
- Rendite: 10 %
- Teuerungsrate: 2 % (bei Lohnkosten: 3 %)
- Versicherung: 1 % der Investkosten
- Steuern: 3 % der Investkosten
- Lebensdauer: 20 a
- Anlagengröße: 100.000 t/a (Benzinäquivalent)
- Bezugsjahr: 2018

Für die Endwertmethode werden für die Lebensdauer der Anlage die in den jeweiligen Jahresscheiben anfallenden Einnahmen und Ausgaben (auch das Eigenkapital) unter Berücksichtigung der Rendite auf ihren jeweiligen Wert am Ende der Lebensdauer umgerechnet, den sogenannten Endwert.

$$(26) \quad EW = d \cdot (i + 1)^{n-t}$$

d..... Wert der Einnahme/Ausgabe, die im Jahr t stattfindet

n..... Lebensdauer der Anlage in Jahren

t..... Jahr für Einnahme/Ausgabe, Jahr 1 Inbetriebnahme, Jahr n Lebensdauer, Eigenkapital im Jahr 0

i..... kalkulatorischer Zinssatz

EW.. Endwert

Der Produktpreis, für den die summierten Endwerte der Ausgaben und Einnahmen übereinstimmen ist der Mindestverkaufspreis um die angenommene Rendite zu generieren.

6.2.2. Kapitalkosten

Für die betrachteten Teilprozesse werden aus der Literatur Daten zu den Kapitalkosten vorhandener oder ähnlicher Anlagen entnommen. Da diese Daten in der Regel nicht für die notwendige Größe der im Prozess betrachteten Schritte verfügbar sind, muss eine Umrechnung nach der folgenden Gleichung vorgenommen werden.

$$(27) \quad C_n = C \left(\frac{R_n}{R} \right)^\chi f_{CEPCI}$$

Dabei werden die Kapitalkosten C_n der neuen Anlage aus den Kapitalkosten C der bekannten Anlage und dem Verhältnis der Kapazitäten R_n und R der neuen bzw. bekannten Anlage bestimmt. In dieses Verhältnis geht noch ein Degressionskoeffizient χ ein, der dem Umstand Rechnung trägt, dass der Bau einer größeren Anlage spezifisch kostengünstiger ist. Mit Hilfe des aus dem CEPCI-Preisindex [122] ermittelten Faktor f_{CEPCI} können die recherchierten Kosten vom jeweiligen Bezugsjahr auf die Kosten zum ungefähr jetzigen Zeitpunkt (Jahr 2018) umgerechnet werden. Zu beachten ist, dass in der Literatur angegebene Kapitalkosten sich auf verschiedene Projektstadien beziehen können:

- Kosten der Anlagen (Total Purchased Equipment Cost – TPEC)
- Kosten der installierten Anlagen (Total Installed Cost – TIC), beinhalten zusätzlich die Kosten zur Installation der Anlagen, samt Messinstrumente, Regelung, Verrohrung, sowie die Kosten für die genutzte Fläche und genutzte Gebäude
- gesamte Projektkosten (Total Project Investment – TPI), beinhalten die gesamten Kapitalkosten eines Projektes. Über das TIC hinaus sind die Kosten für Engineering, Konstruktion, Rechtsabteilung und Subunternehmer berücksichtigt, außerdem wird noch ein Sicherheitszuschlag einkalkuliert.

Die Umrechnungsfaktoren liegen in einer gewissen Bandbreite. Nach [123] beträgt das TPI typischerweise das 1,39-fache der TIC und das 3,43-fache der TPEC. Nach [124] gibt es eine größere Bandbreite, mittleren Werten für die Umrechnungsfaktoren von TIC zu TPI sind 1,6 und für TPEC zu TPI 4,8. Letztere Werte wurden bei der Modellierung als Umrechnungsfaktoren für Literaturangaben von Kapitalkosten angesetzt. Bei der Bestimmung von Kapitalkosten für Prozesse, die derzeit technologisch noch nicht großindustriell eingesetzt werden, wurde eine Lernkurve einbezogen. Die verwendeten Kapitalkosten sollen die Kosten nach einer weitgehenden Etablierung der Technologie abbilden.

6.2.3. Betriebskosten

Die laufenden Kosten setzen sich zusammen aus Kosten für:

- Ausgangsstoffe (z. B. Biomasse),
- Elektrizität, Wärme,
- andere Betriebsstoffe (z. B. Katalysatoren),
- Wartung und Verbrauchsmaterial,
- Lohnkosten.

Jährliche Kosten für Wartung bzw. Verbrauchsmaterial sind pauschal als 7,0 % bzw. 1,05 % der Kapitalkosten der Anlage angesetzt [125]. Die anfallenden Lohnkosten können anhand von Erfahrungswerten zu den für bestimmte Produktionskapazitäten pro Einheit notwendigen Arbeitsstunden [125] und mittleren Lohnkosten [126] bestimmt werden. Hinzu kommen 20 % administrative Tätigkeiten.

Im Basisfall wurden folgende Werte angenommen:

- Elektrizität: 50 €/MWh (Deutschland) oder 20 €/MWh (MENA – PtL)
- Wärme: aus Wärmeintegration, ggf. aus Elektrizität
- Biomasse (Holz): 18 €/MWh (=88 €/t_{TM}) [127]
- Abwasserentsorgung: 2,5 €/t [128]
- Reinwasser: 2 €/t [128]
- Kühlwasser: 0,09 €/t [129]
- Verkauf Elektrizität: 50 €/MWh
- Verkauf Wärme: 20 €/MWh
- CO₂ aus Punktquelle: 30 €/t CO₂ [130]
- Arbeitskosten: 40,2 €/h [126]

Als jährliche Betriebsstunden wurden 8000 h/a angesetzt. Für Elektrolyseure wurden im Basisfall 3000 h/a angenommen, unter der Annahme, dass der preiswerte notwendige erneuerbare Strom nicht ganzjährig zur Verfügung steht.

6.2.4. Definition von Szenarien für verschiedene Produktionsstandorte

Die Bereitstellungskosten für alternative Kraft- und Brennstoffe werden in starkem Maße auch durch die Rahmenbedingungen bestimmt, die sich für verschiedene Regionen wesentlich unterscheiden können. Abbildung 52 zeigt die im Rahmen der Studie betrachteten Produktionsstandorte.



Abbildung 52 Betrachtete Produktionsstandorte

Die für die Modellierung zugrunde gelegten Annahmen sind in den folgenden Tabellen zusammengestellt.

Tabelle 31 Rahmenbedingungen für Deutschland

Deutschland	
allgemein	Biomasse vorhanden CO ₂ -Punktquellen nutzbar Betriebsdauer Synthesen 8.000 h/a Betriebsdauer Elektrolyse 3.000 h/a
Kosten für Roh- und Hilfsstoffe	Strom: 5 ct/kWh Reinwasser: 2 €/t
Erlöse	Strom: 50 €/MWh Fernwärme: 20 €/MWh Sauerstoff: 23,7 €/t
Transport	Distribution 500 km (LKW, Verteilungsnetz)

Für Deutschland (Tabelle 31) ist ein Preis für erneuerbaren Strom von 5 ct/kWh, der für 3.000 Stunden jährlich zur Verfügung steht, angenommen worden. Diese Kosten liegen im unteren Bereich der Spannweite für Stromgestehungskosten¹⁶ für on-shore Windkraft in

¹⁶ Es wird davon ausgegangen, dass PtL-Anlagen nicht am Stromnetz, sondern direkt an die, erneuerbaren Strom erzeugenden, Anlagen angeschlossen sind.

Deutschland [131]. Des Weiteren wird angenommen, dass sowohl Biomasse als auch CO₂-Punktquellen vorhanden sind.

Tabelle 32 Rahmenbedingungen für Norwegen

Norwegen	
allgemein	Biomasse vorhanden CO ₂ -Punktquellen nutzbar Betriebsdauer Synthesen 8.000 h/a Betriebsdauer Elektrolyse 8.000 h/a
Kosten für Roh- und Hilfsstoffe	Strom: 3 ct/kWh Reinwasser: 2 €/t
Erlöse	Strom: 20 €/MWh Fernwärme: 10 €/MWh Sauerstoff: 23,7 €/t
Transport	nach D 800 km (LKW, Pipeline) Distribution 500 km (LKW, Verteilungsnetz)

Für Norwegen (Tabelle 32) wurde ein Strompreis von 3 ct/kWh für Wasserkraft angenommen, dieser liegt dabei im unteren Bereich der Spannweite der Stromgestehungskosten nach [132] und etwas über den günstigen Annahmen von 2,5 ct/kWh nach [133]. Dieser Strom steht den größten Teil des Jahres zur Verfügung. Die Nutzung von Punktquellen von CO₂ ist an diesem Standort möglich, ebenfalls kann Biomasse verwendet werden. Der Transportweg nach Deutschland wird mit ca. 800 km abgeschätzt. Der günstige Preis für regenerativ erzeugte Elektrizität, gut ausgebaute Infrastruktur und das Vorhandensein von CO₂-Punktquellen sowie die geographische Nähe führen dazu, dass Norwegen ideale Bedingungen für strombasierte synthetische Kraftstoffe aufweist. Eines der derzeit größten geplanten PtL-Pilotprojekte (Nordic Blue Crude zusammen mit Sunfire) [134], welches 8.000 t/a Kraftstoff produzieren soll, wird beispielsweise in Norwegen stehen.

Tabelle 33 Rahmenbedingungen für die MENA-Region

MENA	
allgemein	Biomasse nicht vorhanden CO ₂ - Abscheidung Luft , alternativ Punktquellen nutzbar Betriebsdauer Synthesen 8.000 h/a Betriebsdauer Elektrolyseur 3.000 h/a
Kosten für Roh- und Hilfsstoffe	Strom: 2 ct/kWh Reinwasser: 2,6 €/t (zusätzlich Meerwasserentsalzung)
Erlöse	Strom: kein Verkauf Fernwärme: kein Verkauf Sauerstoff: kein Verkauf
Transport	bis Terminal 100 km (Schiff, Pipeline) Bündelung von 10 Anlagen nach D von Marokko: 3000 km (Schiff oder Pipeline) von Nahost: 5000 km (Pipeline) 12.500 km (Schiff) Distribution 500 km (LKW, Verteilungsnetz)

Im Szenario für die MENA-Region (Mittlerer Osten und Nordafrika, Tabelle 33) wurde ein relativ günstiger Strompreis von 2 ct/kWh angenommen [135], [136], [137]. Es wird dabei noch eine gewisse Lernkurve unterstellt, wenn auch schon jetzt vereinzelt Gebote unter 2 ct/kWh für PV-Anlagen in der Region existieren [138], [139]. Bei den Kosten des für die Elektrolyse notwendigen Reinwassers wurden 0,6 €/t für den Aufwand bei der Meerwasserentsalzung aufgeschlagen [140]. Im Szenario MENA wurde neben der Nutzung einer CO₂-Punktquelle auch der Fall einer CO₂-Abscheidung aus Luft betrachtet, da je nach Standort der PtL-Anlage die nächste CO₂-Punktquelle zu weit für eine wirtschaftliche Nutzung entfernt liegen könnte. Die vorhandene Biomasse wird als nicht ausreichend für die Nutzung für BtL-Prozesse angesehen. Der Transportweg kann aufgrund der Größe der MENA Region nicht einheitlich abgeschätzt werden. Die zurückzulegende Strecke wurde für zwei mögliche Fälle (Marokko, Mittlerer Osten) jeweils landbasiert (Pipeline) und für den Schiffstransport bestimmt.

6.2.5. Transportkosten

Vor dem Hintergrund des relativ großen Aufwands eines Wasserstofftransports [141], [142] und Plänen Wasserstoff aus der MENA-Region zu importieren [143], wurden die Transportkosten für Wasserstoff und im Vergleich für den Transport von flüssigen Produkten modelliert. Die Vorgehensweise und Randbedingungen entsprachen den in den Kapiteln 6.2.1 bis 6.2.4 beschriebenen. Die dafür notwendigen Kapitalkosten und Betriebsparameter wurden der Literatur entnommen [141], [143] und sind in Anlage 7 aufgeführt. Die im Rahmen des Modells berücksichtigten Transportmöglichkeiten sind:

- Lkw – flüssiger Wasserstoff
- Lkw – flüssiger Kraftstoff
- Schiff (inkl. Im- und Exportterminal) – flüssiger Wasserstoff
- Schiff (inkl. Im- und Exportterminal) – flüssiger Kraftstoff
- Pipeline – gasförmiger Wasserstoff
- Verteilnetz – gasförmiger Wasserstoff

In Abbildung 53 sind die beiden Modelle für den Transport von Wasserstoff schematisch dargestellt. Der erste Weg (Abbildung 53 oben) ist der Transport per Lkw und, falls die Strecke nicht zu kurz ist und es die geographischen Gegebenheiten zulassen, per Schiff. Dafür wird der Wasserstoff zunächst verflüssigt, im Anschluss zu einem Terminal, welches für 10 PtL-Anlagen den Wasserstoff für die Beladung auf ein Schiff vorhält, transportiert. Im Importhafen steht ebenfalls ein Terminal, von dem der flüssige Wasserstoff per Lkw zu den einzelnen Verbrauchern (z. B. Wasserstofftankstellen) gebracht wird. Die gleiche Herangehensweise wird auch im Falle eines flüssigen Produkts angewendet. Alternativ wurde der Transport von Wasserstoff per Pipeline betrachtet. Der ebenfalls von 10 PtL-Anlagen produzierte Wasserstoff wird in diesem Falle gasförmig transportiert. Um den Druck in der Pipeline aufrechtzuerhalten sind im Abstand von 150 km Verdichterstationen vorgesehen, die den Druckverlust ausgleichen. Am Ende der Pipeline wird der Wasserstoff über ein Verteilnetz an die Verbraucher weitergeleitet.

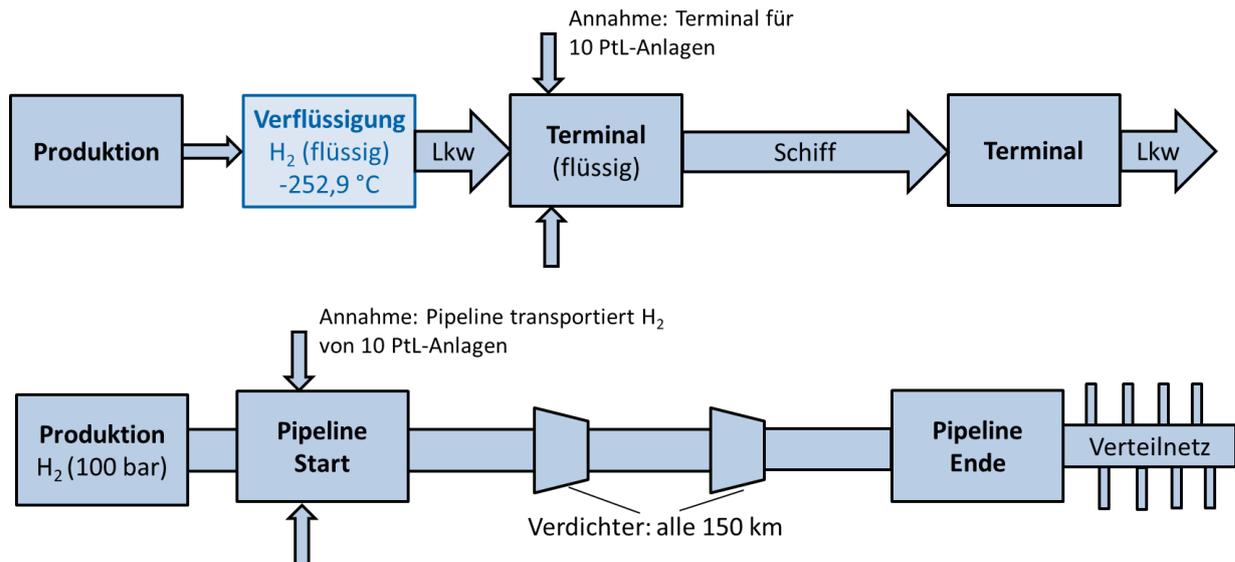


Abbildung 53 Schema für die Modellierung des Transports (Pipeline/Schiff und Verteilung)

6.3. Übersicht zu den modellierten Prozessketten - Modularer Aufbau

Modelliert wurden für diese Studie vor allem Prozessketten die der Herstellung synthetischer Kraft- und Brennstoffe dienen. In Abbildung 54 sind die wichtigsten Schritte bei der Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen dargestellt, diese entsprechen auch jeweils einzelnen Modulen, welche im technischen Anhang (Anlage 5) detailliert beschrieben werden.

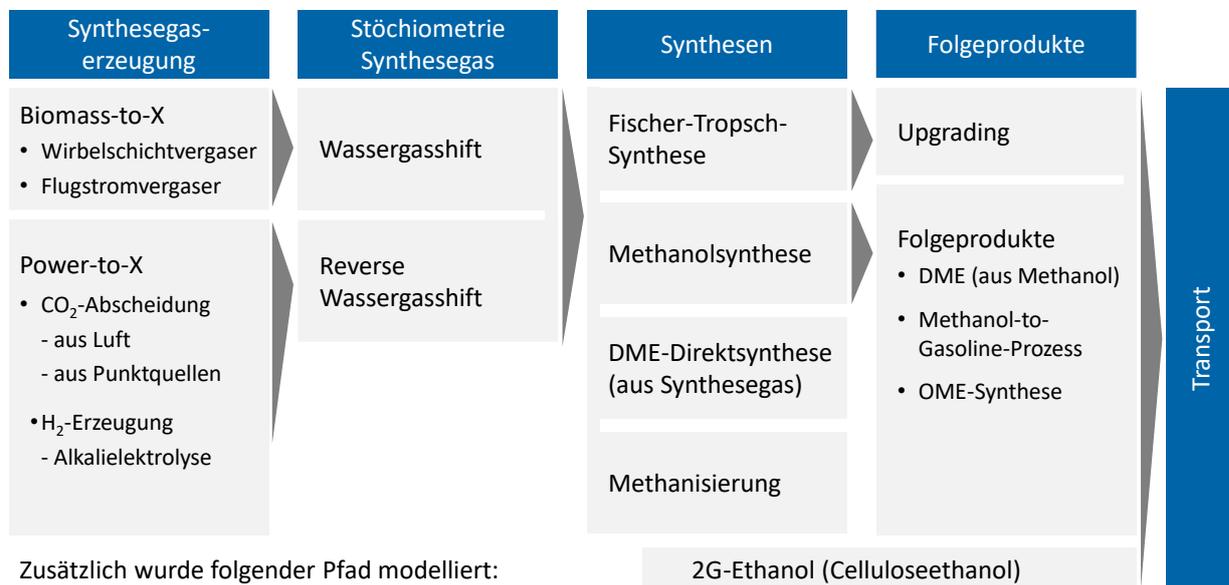


Abbildung 54 Modellierte Pfade und modularer Aufbau

Neben der Erzeugung synthetischer Kraftstoffe wurde auch die Herstellung von Celluloseethanol, auch als „Ethanol der zweiten Generation“ bezeichnet, in die Berechnungen einbezogen. In Tabelle 34 sind alle modellierten Prozessmodule, deren Verschaltung in Abbildung 54 dargestellt ist, aufgeführt.

Tabelle 34 Überblick – modellierte Prozessmodule

Modul	Eingang	Ausgang	Typ	Quellen
Elektrolyse	Reinwasser, e-Strom	Wasserstoff, Sauerstoff	Stoff-/Energie- ströme aus Literaturdaten	[144] [8] [10] [128] [145] [146] [143] [98] [147]
CO ₂ -Abscheidung aus Luft (DAC – <i>direct air capture</i>)	Luft	Kohlendioxid (konzentriert)	Stoff-/Energie- ströme aus Literaturdaten	[75] [8] [148]
CO ₂ -Abscheidung aus Punktquelle	Gas mit erhöhtem CO ₂ -Gehalt (z. B.: Rauchgas, Biogas)	Kohlendioxid (konzentriert)	Als CO ₂ -Preis	[130] [85] [148]
Wirbelschichtver- gaser	Biomasse	Synthesegas (Wasserstoff, Kohlenmonoxid)	Modell in Aspen Plus	[123] [149] [150] [151] [124] [152]
Flugstromver- gaser	Biomasse	Synthesegas (Wasserstoff, Kohlenmonoxid)	Modell in Aspen Plus	[153] [154] [151] [150] [149] [152] [124]
Celluloseethanol	Lignocellulose (Stroh, Holz)	Ethanol	Modell in Excel	[65] [155] [156] [157] [66] [67] [158] [159] [160]
Wassergas-Shift	Wasser, Kohlenmonoxid	Wasserstoff, Kohlendioxid	Modell in Aspen Plus	[128] [161] [162]
Reverse Wassergas-Shift	Wasserstoff, Kohlendioxid	Wasser, Kohlenmonoxid	Modell in Aspen Plus	[163] [164] [165]
Fischer-Tropsch- Synthese	Synthesegas (Wasserstoff, Kohlenmonoxid)	<i>n</i> -Paraffingemisch mit breiter C-Zahl- Verteilung	Modell in Aspen Plus	[166] [167] [168] [149]
Methanolsynthese	Synthesegas (Wasserstoff, Kohlenmonoxid)	Methanol	Modell in Aspen Plus	[167] [123] [90] [169] [170] [134] [171] [172]
DME-Synthese aus Synthesegas	Synthesegas (Wasserstoff, Kohlenmonoxid)	Dimethylether	Modell in Aspen Plus	[173] [166]
Methanisierung aus CO ₂ und H ₂	Synthesegas (Wasserstoff, Kohlendioxid)	Methan	Modell in Aspen Plus	[174] [175]
Methanisierung aus CO und H ₂	Synthesegas (Wasserstoff, Kohlenmonoxid)	Methan	Modell in Aspen Plus	[176] [177] [178]

Modul	Eingang	Ausgang	Typ	Quellen
Upgrading von Fischer-Tropsch-Produkten (Hydrocracking)	<i>n</i> -Paraffingemisch mit breiter C-Zahl-Verteilung	Paraffingemisch aus <i>n</i> - und <i>iso</i> -Paraffinen vor allem im gewünschten Siedebereich	Modell in Aspen Plus	[179] [180]
DME-Synthese aus Methanol	Methanol	Dimethylether	Modell in Aspen Plus	[181] [182]
MtG-Benzin-synthese	Methanol	MtG-Benzin	Stoffströme aus Literaturdaten, Energieströme aus Modell in Aspen Plus	[123] [183] [169] [95] [133]
OME-Synthese: Formaldehyd-synthese	Methanol	Formaldehyd	Modell in Aspen Plus	[184] [129] [185] [186]
Methylal-synthese	Methanol, Formaldehyd	Methylal	Stoff-/Energieströme aus Literaturdaten	[187]
Trioxansynthese	Formaldehyd	Trioxan	Modell in Aspen Plus	[188] [189]
eigentliche OME-Synthese	Trioxan, Methylal	Oxymethylenether	Modell in Aspen Plus	[190] [191]

Beispielgebend für drei wichtige Prozessketten ist in den Abbildungen 55 bis 57 die Unterteilung in einzelne Prozessschritte dargestellt. Diese wurden jeweils separat modelliert und als Module zum Gesamtmodell verschaltet. Bei den ersten beiden Prozessketten werden über das Zwischenprodukt Synthesegas synthetische Kraftstoffe erzeugt. Der dritte Weg zeigt das Prozessschema für die Herstellung von Ethanol aus Cellulose (2G Ethanol).

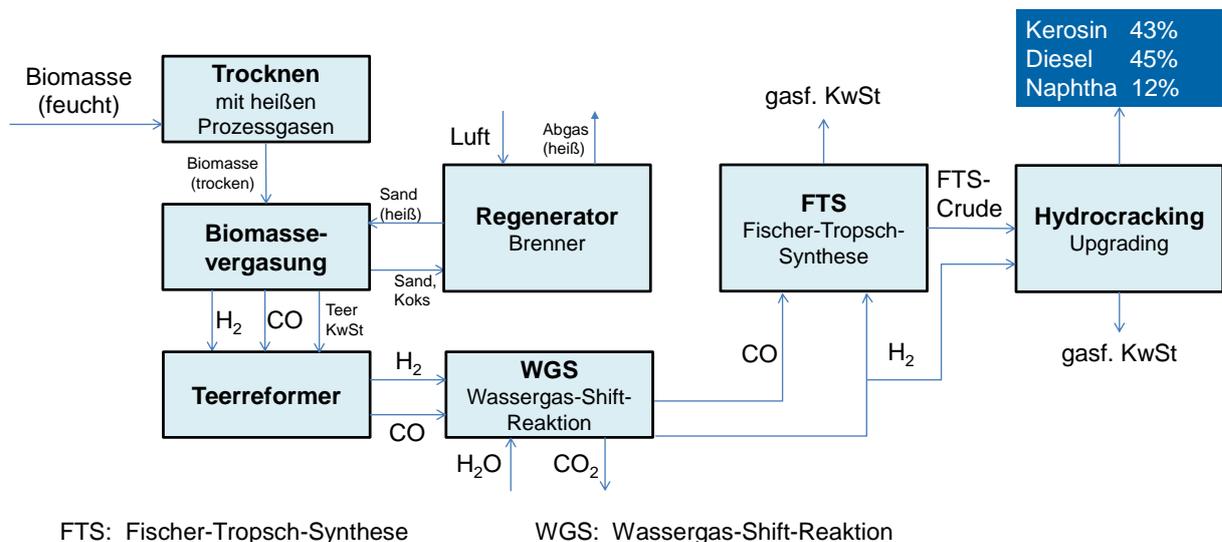


Abbildung 55 Modulierte Teilprozesse – Bsp. BtL Wirbelschichtvergasung und FT-Synthese

Der in Abbildung 55 dargestellte Pfad basiert auf Biomasse und führt über die Fischer-Tropsch-Synthese zu den gewünschten Produkten. Im Beispiel wurde Wert auf eine maximale Ausbeute an Mitteldestillaten gelegt. Nach der Trocknung und Zerkleinerung der Biomasse (Lignocellulose, z. B. Stroh, Holz) schließt sich der eigentliche Vergasungsschritt innerhalb einer fluidisierten Wirbelschicht aus Biomasse und heißem Sand an. Der Sand dient als Wärmeträger, über den die notwendige Energie für die Vergasung eingebracht wird. Als ein Nebenprodukt wird Kohlenstoff gebildet, der sich auf den Sandpartikeln ablagert. Dieser wird im Regenerator verbrannt, wobei sich der Sand wieder aufheizt. Ein weiteres Nebenprodukt der Vergasung ist Teer, der mit dem im Rohgas enthaltenem Wasserdampf zu CO und H₂ reformiert wird. Bevor das Synthesegas dem Fischer-Tropsch-Reaktor zugeführt werden kann, muss der Wasserstoffanteil auf den für die Synthese erforderlichen Wert erhöht werden (Wassergas-Shift-Reaktion).

Die Synthese liefert ein Gemisch aus hauptsächlich unverzweigten Alkanen mit sehr unterschiedlichen Kettenlängen. Um Produkte in der gewünschten Siedelage zu erhalten und die Kraftstoffeigenschaften zu verbessern, schließt sich der ein Upgrading-Schritt an. Im Beispielprozess wird der Großteil der erzeugten höhermolekularen Wachse durch Hydrocracken in kürzerkettige Mitteldestillate gespalten. Parallel läuft eine Isomerisierung der unverzweigten Kohlenwasserstoffe zu verzweigten Kohlenwasserstoffen ab, die zu einer Verbesserung der Kälteeigenschaften der Produkte führt. Als Nebenprodukt entsteht noch ein gewisser Prozentsatz an Kohlenwasserstoffen im Naphtha-Siedebereich.

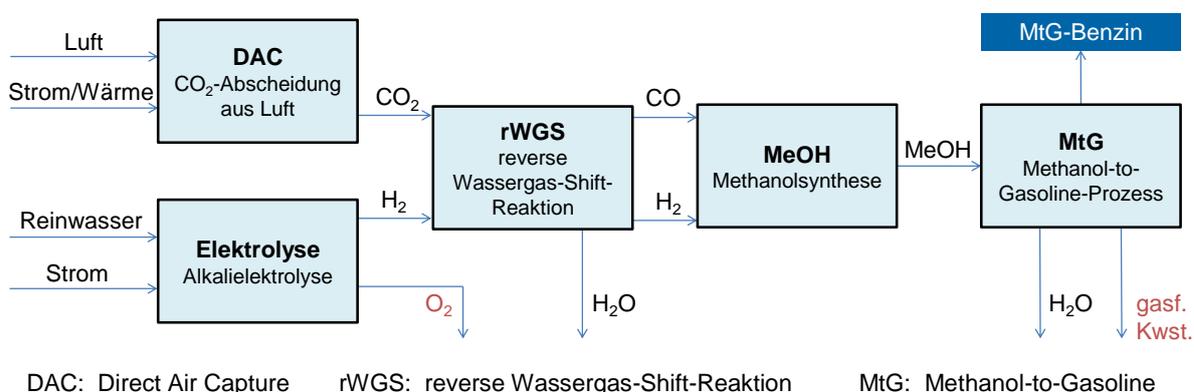


Abbildung 56 Modellierte Teilprozesse – Bsp. PtL Methanolsynthese → Benzin (MtG)

In Abbildung 56 ist die Synthese von Benzin über den MtG-Prozess dargestellt. Das Synthesegas stammt hier aus mit erneuerbarem Strom hergestelltem Wasserstoff und Kohlendioxid, welches aus der Luft abgeschieden wurde. Der Wasserstoff wird über eine Elektrolyse erzeugt, als Nebenprodukt entsteht dabei Sauerstoff. Zusammen mit dem, über spezielle Anlagen, aus der Luft abgeschiedenen Kohlendioxid wird über die reverse Wassergas-Shift-Reaktion ein für die nachfolgenden Synthesen geeignetes Synthesegas aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff erzeugt. Das Synthesegas wird mit der gängigen Methanolsynthese zu Methanol umgewandelt. Im MtG-Prozess wird aus dem Methanol ein benzinähnliches Kohlenwasserstoffgemisch erzeugt. Als Nebenprodukt entstehen größere Mengen gasförmiger Kohlenwasserstoffe.

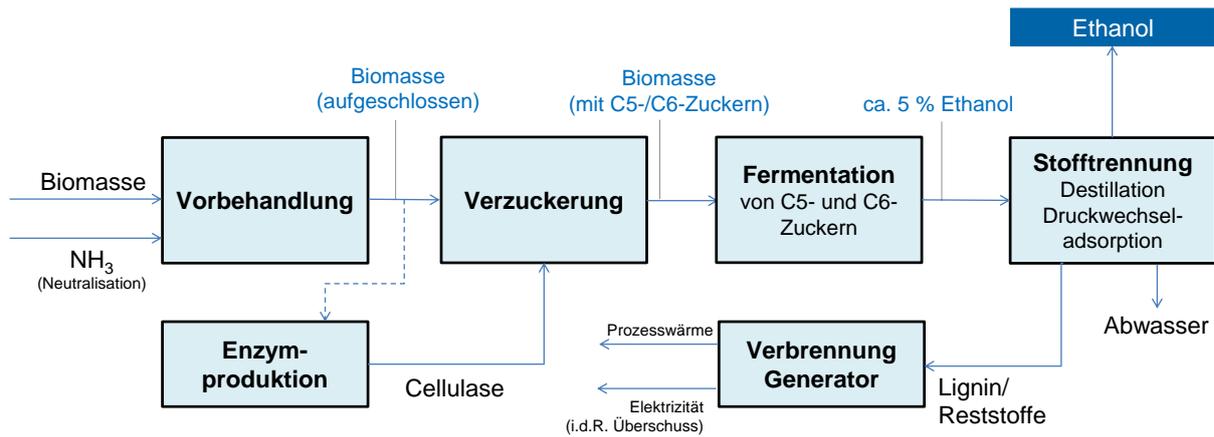


Abbildung 57 Modellerte Teilprozesse – Bsp. Cellulose-Ethanol (2G-Ethanol)

Neben der Erzeugung von synthetischen Produkten wurde auch die Herstellung von Ethanol aus Cellulose modelliert (Abbildung 57). Die Prozessführung orientiert sich an der von Clariant betriebenen Demonstrationsanlage in Straubing [67]. Die zerkleinerte Biomasse wird unter Druck zunächst mit heißem Wasser getränkt und aufgeschlossen. Dadurch erhöht sich die Angriffsfläche für die cellulosespaltenden Enzyme. Bei diesem Prozess werden saure Komponenten frei, die mittels Ammoniak neutralisiert werden müssen. Nach dem Aufschluss wird in der Verzuckerung die Cellulose durch bestimmte Enzyme, den sogenannten Cellulasen, in Zucker gespalten. Diese Enzyme werden im gleichen Werk mittels einer gezielten Fermentation eines kleinen Teilstroms der aufgeschlossenen Biomasse gewonnen. Im Anschluss werden die Zucker über spezielle Hefen, welche neben den typischen C6-Zuckern auch C5-Zucker verstoffwechseln können, zu Ethanol fermentiert. Die in Lignocellulosen enthaltene Hemicellulose ist sowohl aus C6- als auch aus C5-Zuckern aufgebaut. Das Ethanol, das zunächst in Anteilen von ca. 5 Vol.-% enthalten ist wird anschließend über mehrere Destillationsschritte konzentriert. Die letzten Restanteile von Wasser werden über Adsorptionsverfahren entfernt um wasserfreies Ethanol zu erhalten. Das nicht zu Ethanol umsetzbare Lignin und andere Reststoffe, werden thermisch verwertet, ein Teil der Wärme kann zur Elektrizitätserzeugung genutzt werden.

7. Ergebnisse der Modellierung

Basierend auf den in Kapitel 6.2 getroffenen und mittelfristig als realistisch eingeschätzten Grundannahmen wurden für die einzelnen Pfade (vgl. Kapitel 6.2.4) wichtige Kenngrößen wie Ausbeuten an Produkten und Nebenprodukten, Energie- und Mengenströme und daraus die Kosten für den wirtschaftlichen Betrieb der entsprechenden Produktionsanlage ermittelt. Um den Einfluss der verschiedenen Parameter einschätzen zu können, wurde Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Für die in Kapitel 6.2.4 vorgestellten Szenarien – Deutschland, Norwegen und MENA – wurden die Kosten für mehrere wichtige Pfade einschließlich dem Transportbedarf ermittelt. Gleichzeitig liefert die Modellierung Angaben zu den mit der Herstellung und dem Transport verknüpften THG-Emissionen.

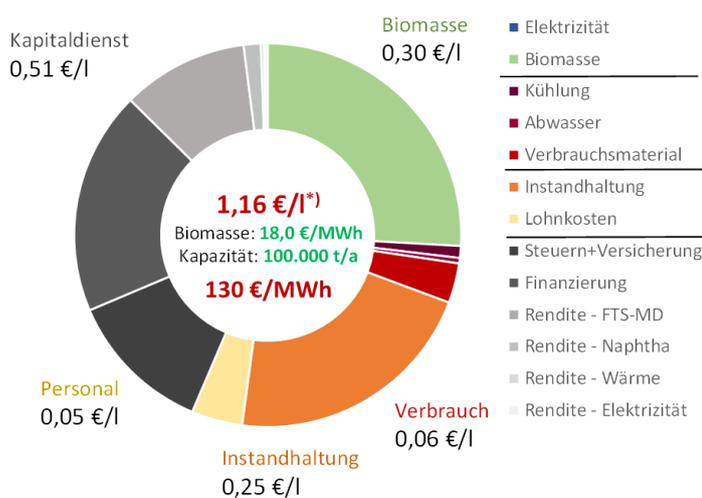
Die Ergebnisse lassen eine vergleichende Betrachtung für die unterschiedlichen Produkte bzw. Herstellungsrouten und Produktionsstandorte zu. Da die Produkte teilweise recht unterschiedliche Energiedichten aufweisen, wurden zwecks besserer Vergleichbarkeit alle Angaben auf Liter Benzinäquivalent (BÄ) bezogen. Per Definition entspricht 1 l BÄ der Energiemenge (Heizwert) von 32 MJ (entsprechend 8,88 kWh).

7.1. Produktkosten für synthetischen Produkte – Fischer-Tropsch-Synthese

7.1.1. BtL – Biomassevergasung

Das für die Synthesen benötigte Synthesegas, kann sowohl aus Biomasse (BtL), als auch aus – vorzugsweise erneuerbarem – Strom (PtL) hergestellt werden. Für einen Biomasse-Pfad (Wirbelschicht/Fischer-Tropsch-Synthese) ergeben sich mit den hier gewählten Annahmen zu Anlagengröße (100 kt/a) und Preis für Biomasse (18 €/MWh, entspricht ca. 88 €/t TM) die Herstellungskosten (ohne Transport) für das BtL-Produkt mit 1,16 €/l BÄ (Abbildung 58).

BtL – Wirbelschicht – FTS



* Liter Benzinäquivalent = 32 MJ = 8,88 kWh
 zusätzliche Annahmen: Verkauf Elektrizität: 50 €/kWh, Verkauf Wärme: 20 €/MWh

Abbildung 58 Herstellungskosten und Preisbestandteile BtL-FT-Produkte (Biomassepreis 18 €/MWh, Anlagenkapazität 100.000 t/a BÄ)

Die Größe einer Anlage ist ein wichtiger Einflussparameter in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit des Prozesses. Während die spezifischen Produktkostenanteile für die benötigte Biomasse erwartungsgemäß kaum von der Anlagengröße beeinflusst werden, ergeben sich bei kleineren Anlagen für andere Preisbestandteile deutlich höherer spezifische Kosten. Das betrifft die Kapital- und Instandhaltungskosten ebenso wie die Personalkosten (Tabelle 31). Das „downscaling“ der Produktionskapazität von 100 auf 10 kt/a führt im Modell zu einer Erhöhung der Herstellungskosten auf 2,08 €/l BÄ.

Tabelle 35 Preisbestandteile BtL-FT-Produkte

Kostenart	BtL-FTS klein		BtL-FTS groß	
Biomassepreis	18 €/MWh		18 €/MWh	
Kapazität	10.000 t/a ^{*)}		100.000 t/a ^{*)}	
Biomasse	14,7 %	0,31 €/l	25,9 %	0,30 €/l
Verbrauch	4,2 %	0,09 €/l	4,8 %	0,06 €/l
- Wasser/Kühlung	0,6 %		1,0 %	
- Abwasser	0,3 %		0,5 %	
- Sonstiges	3,4 %		3,4 %	
Instandhaltung	22,1 %	0,46 €/l	21,4 %	0,25 €/l
Personal	13,8 %	0,29 €/l	4,3 %	0,05 €/l
Kapitaldienst	45,1 %	0,94 €/l	43,6 %	0,51 €/l
- Steuern & Vers.	12,6 %		12,2 %	
- Finanzierung	19,5 %		18,8 %	
- Rendite	13,0 %		12,6 %	
Produktpreis	2,08 €/l ^{*)} 234 €/MWh		1,16 €/l ^{*)} 130 €/MWh	

*) Liter Benzinäquivalent = 32 MJ = 8,88 kWh

zusätzliche Annahmen: Verkauf Elektrizität: 50 €/MWh, Wärme: 20 €/MWh

In einer umfassenden Sensitivitätsanalyse wurde der Einfluss mehrerer Größen auf die zu erwartenden Kosten untersucht. Es wurde dabei immer nur ein Parameter, jeweils in beide Richtungen variiert, die restlichen Größen entsprachen dem Basisfall (rote Linie in Abbildung 59). Im Tornado-Plot in Abbildung 59 sind die variierten Parameter links aufgeführt, und nach Größe des Einflusses von oben nach unten sortiert. Der große Einfluss der Kapitalkosten zeigt sich auch hier. Sowohl die Variation der Anlagengröße als auch eine direkte Variation der Kapitalkosten¹⁷ führt zu den größten Änderungen bei den ermittelten Kosten. Auch die Auslastung (Betriebsstunden) und die Lebensdauer, welche mittelbar die Kapitalkosten beeinflussen, sind von hoher Bedeutung. Der Biomassepreis spielt ebenfalls eine große Rolle, andere Größen haben einen eher geringen Einfluss, wobei selbst wenige ct pro Liter für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage relevant sein können.

¹⁷ Variation des Kapitalkostenfaktors, der mit den im Modell hinterlegten Kosten multipliziert wird. Die in der Sensitivitätsanalyse verwendete Spanne von 0,55 bis 1,5 entspricht ungefähr der in der Literatur zu findenden Spannbreite für Kapitalkosten [122].

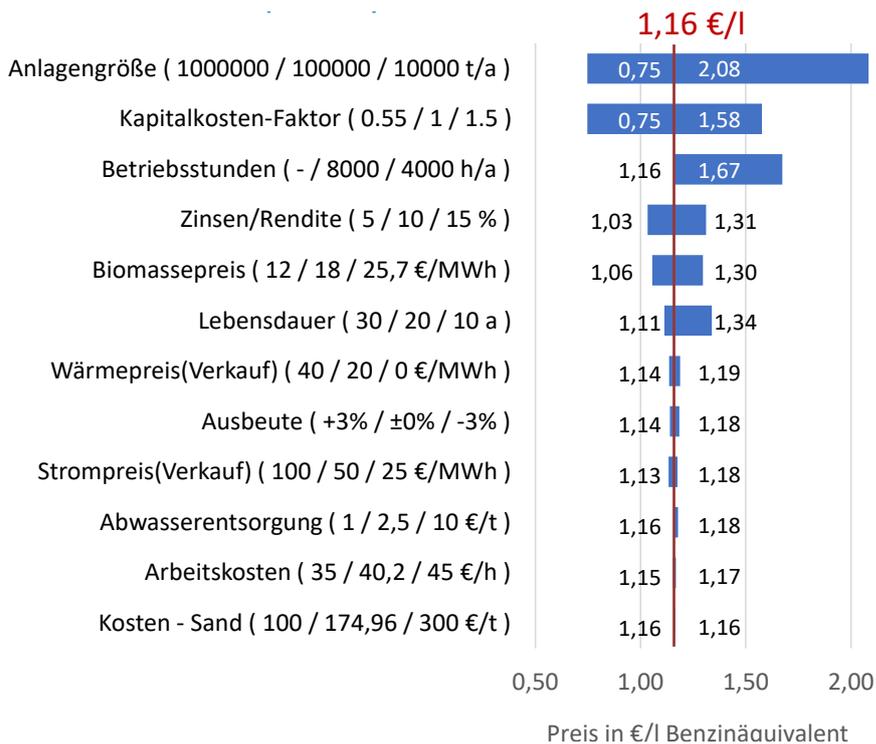


Abbildung 59 Sensitivitätsanalyse BtL-FT-Synthese in €/l Benzinäquivalent

Der zweite betrachtete BtL-Weg über die Flugstromvergasung war im Modell geringfügig kostenintensiver (Abbildung 60). Ursache dafür sind die geringfügig höheren angenommenen Kapitalkosten [152]. Anzumerken ist, dass die in der Literatur zu findende Spannweite diesen Unterschied bei weitem übersteigt [124]. Auch die modellierte Ausbeute der Wirbelschichtvergasung war geringfügig höher, im Einklang mit Daten aus der Literatur [150], [192].

BtL – Wirbelschicht – FTS

BtL – Flugstromvergasung – FTS

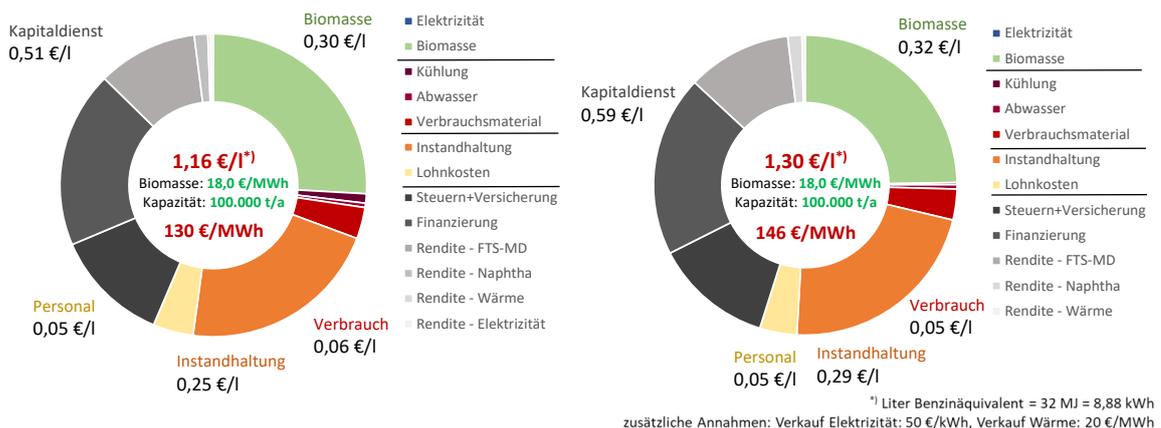


Abbildung 60 Vergleich Herstellungskosten BtL über Wirbelschicht- und Flugstromvergasung

Der sich mit dem Modell ergebende Unterschied ist jedoch gering und vor allem durch die höheren angenommenen Kapitalkosten der Flugstromvergasung verursacht. Angesichts der Unschärfe der Kapitalkostenabschätzung bewegt sich der Unterschied noch im Rahmen der Unsicherheit des Modells. Für BtL werden im Folgenden nur noch die Ergebnisse der Wirbelschicht-BtL betrachtet.

7.1.2. PtL – Elektrolyse, CO₂ aus Punktquelle

Für den PtL-Pfad ergeben sich Kosten von 1,62 €/l, er ist somit im Basisfall teurer als die BtL-Variante. Bei Betrachtung der Kostenstruktur (Abbildung 61, Tabelle 36 rechte Spalte) wird ersichtlich, dass bei einem Strompreis von 50 €/MWh, dieser einen Großteil der Kosten des Endproduktes ausmacht. Die auf die Produktkosten umgeschlagenen Kapitalkosten sind sowohl absolut als auch anteilig geringer als bei dem BtL-Pfad (vgl. Abbildung 58).

PtL: FTS

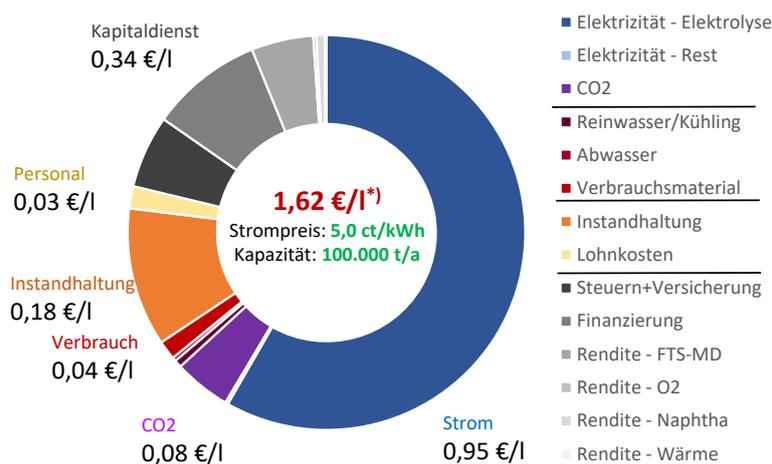


Abbildung 61 Herstellungskosten und Preisbestandteile PtL-FT-Produkte (Strompreis 50 €/MWh, Anlagenkapazität 100.000 t/a BÄ, CO₂-Preis 30 €/t CO₂)

Bei kleineren Anlagen von 10 kt/a BÄ (s. Tabelle 36 linke Spalte) erhöhen sich die Kosten, was vor allem in der Erhöhung der Kapital-, Instandhaltungs- und Lohnkosten begründet liegt.

Tabelle 36 Preisbestandteile PtL-FT-Synthese

Kostenart	PtL-FTS klein		PtL-FTS groß	
Strompreis Kapazität	5 ct/kWh 10.000 t/a ^{*)}		5 ct/kWh 100.000 t/a ^{*)}	
Elektrizität	43,1 %	0,96 €/l	58,5 %	0,95 €/l
- Elektrolyse	42,9 %		58,3 %	
- Wärme	0,0 %		0,0 %	
- Rest	0,2 %		0,2 %	
CO₂	3,4 %	0,08 €/l	4,6 %	0,08 €/l
Verbrauch	2,7 %	0,06 €/l	2,5 %	0,04 €/l
- Wasser/Kühlung	0,5 %		0,6 %	
- Abwasser	0,2 %		0,3 %	
- Sonstiges	2,1 %		1,6 %	
Instandhaltung	15,0 %	0,34 €/l	11,4 %	0,18 €/l

Kostenart	PtL-FTS klein		PtL-FTS groß	
Personal	7,6 %	0,17 €/l	1,8 %	0,03 €/l
Kapitaldienst	28,1 %	0,63 €/l	21,2 %	0,34 €/l
- Steuern & Vers.	5,9 %		5,9 %	
- Finanzierung	9,2 %		9,2 %	
- Rendite	6,1 %		6,1 %	
Produktpreis	2,24 €/l^{*)} 252 €/MWh		1,62 €/l^{*)} 182 €/MWh	

Eine Sensitivitätsanalyse des PtL-Prozesses zeigt, dass der Strompreis einen sehr großen Hebel besitzt. Bei Stromkosten von 20 €/MWh betragen die modellierten Kosten nur 1,02 €/l BÄ anstelle des Basiswertes von 1,62 €/l BÄ (rote Linie in Abbildung 62) bei Stromkosten von 50 €/MWh. Wie auch bei BtL-Verfahren sind die Kapitalkosten ein weiterer großer Hebel. Der CO₂-Preis spielt ebenfalls eine gewichtige Rolle. Teurere Verfahren zur Gewinnung von CO₂ aus Luft, mit – günstig geschätzt – ca. 300 €/t CO₂ [8], [79], führen zu erheblichen Mehrkosten. Im anschließenden Kapitel 7.1.3 sind dazu weiterführende Modellierungsergebnisse aufgeführt. Die Betriebsstunden des Elektrolyseurs sind ebenfalls von großer Bedeutung für die Kosten. Da viele der günstigen erneuerbaren Energiequellen nicht rund um die Uhr zur Verfügung stehen, ist stark anzunehmen, dass in vielen Fällen kein Volllastbetrieb der Elektrolyse erreicht werden kann. Auch der Wirkungsgrad der Elektrolyse ist relativ entscheidend, hier gibt es derzeit große Bestrebungen diesen zu verbessern.

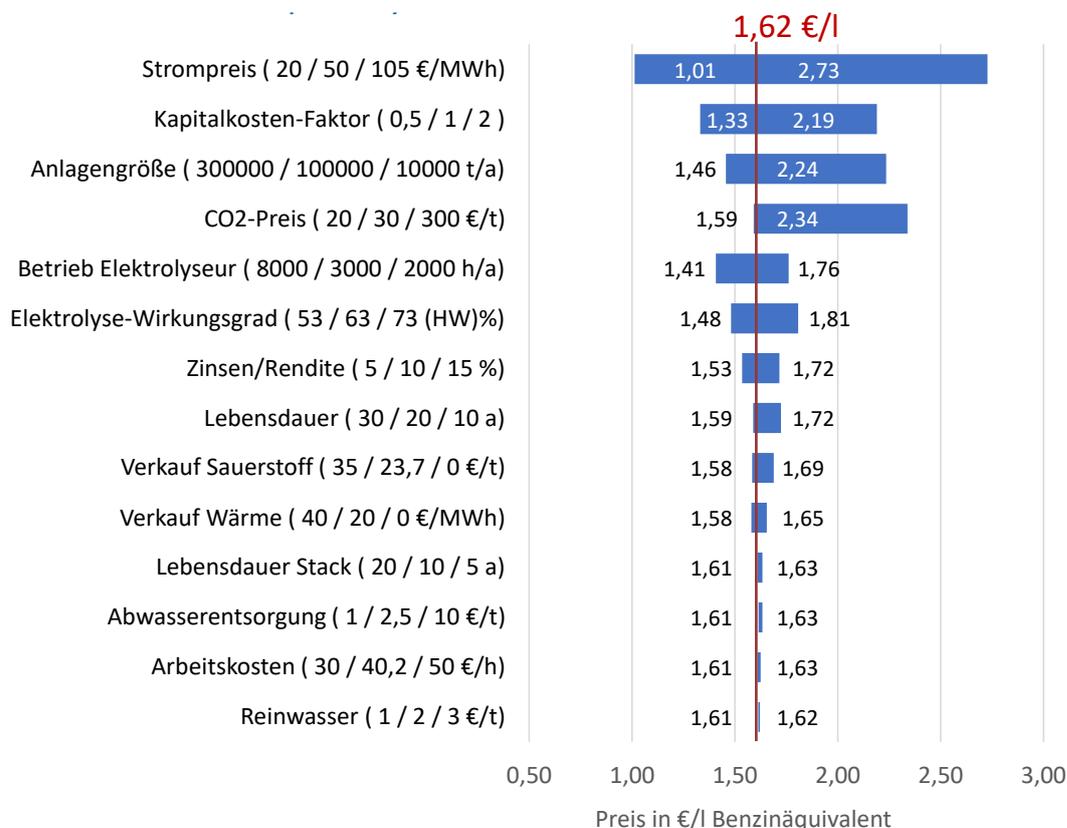


Abbildung 62 Sensitivitätsanalyse PtL-FT-Synthese

7.1.3. PtL – Elektrolyse, CO₂ aus Luft

Im vorherigen Kapitel wurden PtL-Verfahren mit vorhandener CO₂-Punktquelle betrachtet, jedoch steht möglicherweise in abgelegenen Gebieten nicht immer eine CO₂-Punktquelle zur Verfügung. An solchen Orten kann eine CO₂-Abscheidung aus Luft (DAC) die einzige Möglichkeit zur Erzeugung flüssiger Produkte sein. Während CO₂-Punktquellen lediglich über den Preis in das Modell eingebunden wurden, wurde die DAC direkt modelliert. Daher sind in Abbildung 63 die CO₂-Kosten nicht gesondert ausgewiesen. Die Aufwendungen für DAC sind in den einzelnen Positionen (z. B. Kapitalkosten, Stromkosten, usw.) enthalten.

PtL-DAC: FTS

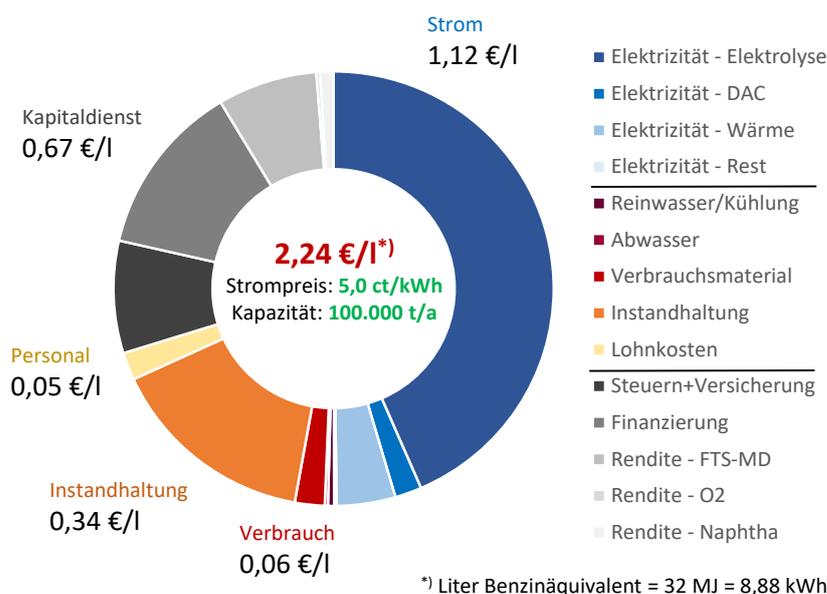


Abbildung 63 Herstellungskosten und Preisbestandteile PtL-FT-Produkte mit DAC (Strompreis 50 €/MWh, Anlagenkapazität 100.000 t/a BÄ)

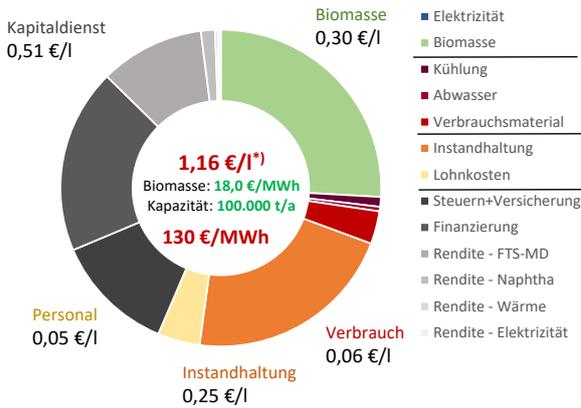
Ermittelt man im Modell die für die DAC im Standardfall zusätzlich entstehenden Kosten ergibt sich ein CO₂-Preis von 277 €/t CO₂. Damit sind die Kosten für DAC um ca. den Faktor 10 größer als bei der Nutzung von CO₂-Punktquellen.

7.1.4. Vergleich mit Cellulose-Ethanol

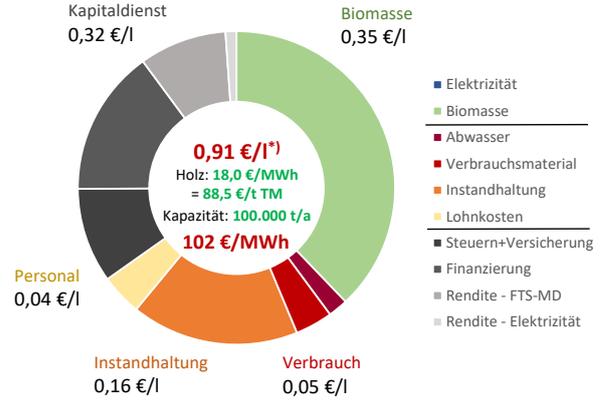
In der näheren Zukunft wird auch Cellulose-Ethanol neben synthetischen Kraftstoffen als fortschrittlicher Kraftstoff eine wichtige Rolle spielen.

BtL-Verfahren sind im Modell etwas kostenintensiver als Verfahren zur Cellulose-Ethanol-Gewinnung (Abbildung 64). Hauptursache sind die höheren Kapitalkosten für die BtL-Verfahren, die vor allem für die Biomassevergasung und die Fischer-Tropsch-Synthese anfallen. Wie auch in Abbildung 64 an den für Cellulose-Ethanol höheren Kosten für die gleiche Art Biomasse zu erkennen, ist die energetische Ausbeute bei BtL-Verfahren höher. Im Gegensatz zur Cellulose-Ethanol-Herstellung wird bei BtL auch das in der Biomasse enthaltene Lignin stofflich genutzt. Dies kann jedoch nicht die höheren Kapitalkosten kompensieren.

BtL – Wirbelschicht – FTS



2G EtOH – Holz



^{*)} Liter Benzinäquivalent = 32 MJ = 8,88 kWh
 zusätzliche Annahmen: Verkauf Elektrizität 50 €/MWh, Verkauf Wärme: 20 €/MWh

Abbildung 64 Vergleich Herstellungskosten 2G Ethanol und BtL-FT-Synthese

Die Cellulose-Ethanol-Gewinnung für Weizen- bzw. Maisstroh ergibt Kosten von 0,84 €/l BÄ bzw. 0,75 €/l BÄ (Tabelle 37). Die etwas niedrigeren Preise gegenüber „Holzethanol“ (0,91 €/l BÄ) sind auf die günstiger angenommene Rohstoffpreise zurückzuführen, bei gleichem Rohstoffpreis wäre im Modell die Gewinnung aus Holz am günstigsten.

Tabelle 37 Preisbestandteile Cellulose-Ethanol

Cellulose-Ethanol Einsatzstoff:	Holz		Weizenstroh		Maisstroh	
Biomassepreis (Energie)	18 €/MWh		13,6 €/MWh		7,2 €/MWh	
Biomassepreis (Masse)	88,5 €/t TM		63,5 €/t TM		31,5 €/t TM	
Kapazität	100.000 t/a ^{*)}		100.000 t/a ^{*)}		100.000 t/a ^{*)}	
Biomasse	37,9 %	0,35 €/l	34,2 %	0,29 €/l	20,3 %	0,15 €/l
Verbrauch	5,8 %	0,05 €/l	5,8 %	0,05 €/l	8,9 %	0,07 €/l
- Abwasser	2,0 %		2,1 %		2,6 %	
- Sonstiges	3,8 %		3,8 %		6,2 %	
Instandhaltung	17,1 %	0,16 €/l	18,3 %	0,15 €/l	21,7 %	0,16 €/l
Personal	4,2 %	0,04 €/l	4,4 %	0,04 €/l	5,6 %	0,04 €/l
Kapitaldienst	34,9 %	0,32 €/l	37,3 %	0,31 €/l	43,5 %	0,32 €/l
- Steuern & Vers.	9,8 %		10,5 %		12,4 %	
- Finanzierung	15,1 %		16,1 %		19,1 %	
- Rendite	10,0 %		10,7 %		12,0 %	
Produktpreis	0,91 €/l^{*)} 102 €/MWh		0,84 €/l^{*)} 94 €/MWh		0,75 €/l^{*)} 84 €/MWh	

^{*)} Liter Benzinäquivalent = 32 MJ = 8,88 kWh (entspricht 1,513 Liter Ethanol)

zusätzliche Annahmen: Verkauf Elektrizität: 50 €/MWh, Wärme: 20 €/MWh

7.2. Vergleichende Betrachtung für Standardrahmenbedingungen

7.2.1. Ausbeute

Die sich aus dem Modell ergebenden energetischen Ausbeuten (Wirkungsgrade) sind in Abbildung 65 für verschiedene BtL(Wirbelschicht)- und PtL(mit Punktquelle CO₂)-Produkte dargestellt. Sie wurden als Quotient aus Heizwert H_i des Produkts und aufgewendeter Energie (Heizwert H_i der Biomasse bzw. Elektrizitätsmenge E) bestimmt (Gleichung 28).

$$(28) \quad \eta = \frac{H_{i,Produkt}}{E} \quad \text{oder} \quad \eta = \frac{H_{i,Produkt}}{H_{i,Biomasse}}$$

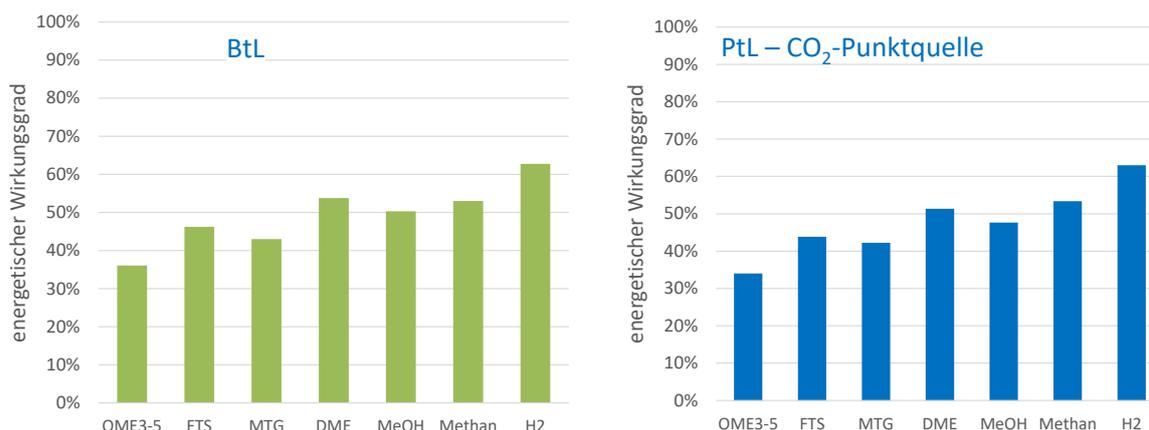


Abbildung 65 Vergleich Effizienz verschiedener BtL- und PtL-Produkte

Die Ausbeuten sind in der Regel bei BtL-Prozessen geringfügig höher als bei PtL-Verfahren. Eine Ausnahme bildet Wasserstoffherstellung. Die dabei erforderliche Wandlung des biogenen Kohlenstoffs zu Kohlendioxid kompensiert den energetischen Vorteil von BtL-Verfahren. Für die Produkte ist eine relativ klare Reihung zu erkennen, Wasserstoff ist das günstigste Produkt. Einfache Moleküle wie Methanol (MeOH), Dimethylether¹⁸ (DME) und Methan sind vergleichsweise einfach herzustellen. Die Herstellung komplexerer Produktgemische, wie bei der Methanol-to-Gasoline-Synthese und der Fischer-Tropsch-Synthese ist energieaufwendiger. Die OME-Synthese ist mit der niedrigsten Ausbeute verbunden. Das ist auf die Freisetzung eines Teils der im Methanol chemisch gebundenen Energie bei der Bildung des Zwischenproduktes Formaldehyd zurückzuführen.

7.2.2. Produktkosten

In Abbildung 66 sind die Produktkosten für BtL-Pfade und PtL-Pfade mit CO₂-Punktquelle aufgeführt. Wasserstoff kann im Vergleich am günstigsten produziert werden, danach folgen mit einem gewissen Abstand einfache Moleküle (Methanol, Dimethylether, Methan). Etwas teurer stellt sich die Produktion von Produktgemischen (Fischer-Tropsch-Synthese und Methanol-to-Gasoline) dar. Der mit Abstand kostenintensivste Weg ist die Herstellung von OME. Eine Ursache dafür ist, dass mit zunehmender Komplexität der Produktion, die Ausbeute (vgl. Abbildung 65) absinkt. Es wird also mehr Einsatzstoff benötigt. Zudem steigen mit zunehmender Komplexität der Verarbeitung zumeist auch die Kapitalkosten für die Syntheseanlagen.

¹⁸ direkter DME-Pfad aus Synthesegas

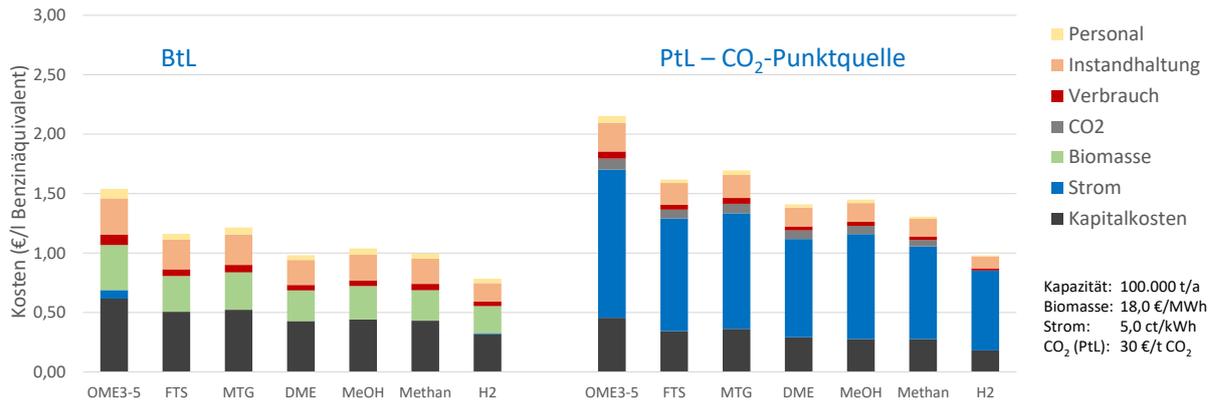


Abbildung 66 Kostenvergleich für synthetische Kraftstoffe

Unter den in Kapitel 6.2 getroffenen Grundannahmen – hier wären die Anlagengröße von 100.000 t/a BÄ, ein Strompreis von 50 €/MWh, und ein Biomassepreis von 18 €/MWh hervorzuheben – stellen sich die BtL-Prozesse als kostengünstiger gegenüber den jeweiligen PtL-Prozessen dar. Dies ist jedoch stark abhängig von den Rahmenbedingungen, vor allem der Strompreis spielt eine große Rolle. Für die Fischer-Tropsch-Synthese würde sich im Modell bei einem Strompreis von ungefähr 27 €/MWh eine Preisparität zwischen den BtL und PtL-Verfahren einstellen.

Stammt das Kohlendioxid nicht aus Punktquellen, sondern wird über die sogenannte *direct air capture* (DAC) direkt aus der Umgebungsluft abgeschieden, steigen die Kosten erheblich (Abbildung 67). Der Aufwand, um das nur in sehr geringen Konzentrationen in der Luft enthaltene CO₂ abzuscheiden, ist um ein Vielfaches höher als bei der Nutzung hochkonzentrierter CO₂-Quellen [193], [80].

Solange genügend CO₂-Punktquellen zur Verfügung stehen (s. Kapitel 2.3), sollte vorrangig dieses Kohlendioxid für PtL-Synthesen verwendet werden. Das führt nicht zu zusätzlichen CO₂-Emissionen bei der Nutzung der Kraftstoffe, da das durch den emittierenden Prozess freiwerdende CO₂ anderenfalls auch in die Atmosphäre abgegeben würde. Die Abscheidung des CO₂ aus Luft wäre also nur ein (sehr kostspieliger) Umweg, der möglichst zu vermeiden ist. Durch den geringeren Energiebedarf kann bei Abscheidung aus einer Punktquelle im Endeffekt sogar mehr fossiles Kohlendioxid substituiert werden, als bei Nutzung von Luft-CO₂ (s.a. Abschnitt 2.3).

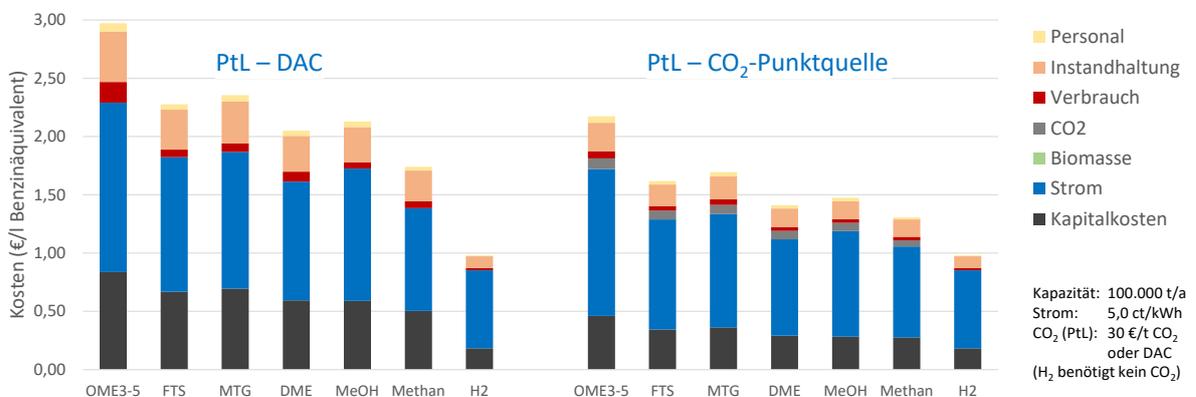


Abbildung 67 Kostenvergleich E-Fuels (CO₂-Punktquellen und DAC)

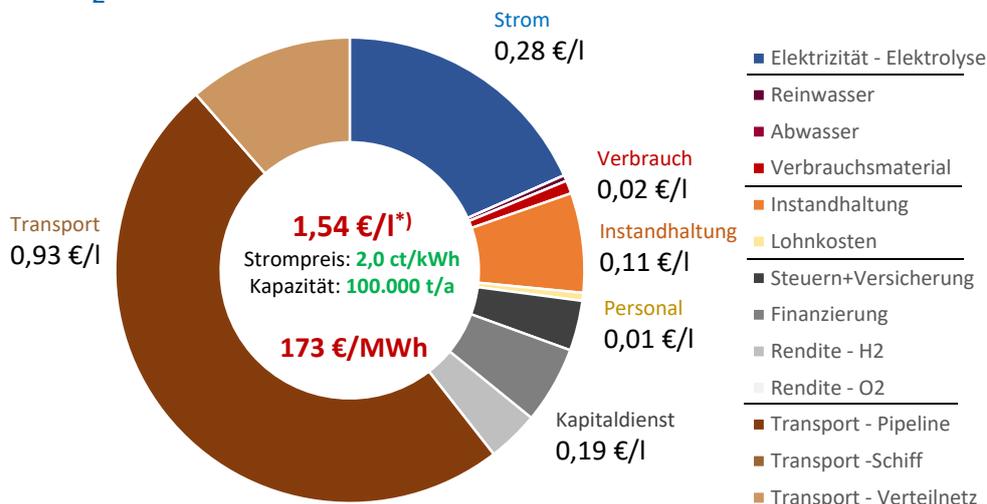
7.3. Herstellungskosten an unterschiedlichen Standorten

Um die Kosten für verschiedene Standorte vergleichen zu können, müssen neben den eigentlichen Herstellungskosten auch die Transportkosten berücksichtigt werden (vgl. Kapitel 6.2.5). Diese können signifikant werden, wie am Beispiel von aus Marokko per Pipeline transportiertem Wasserstoff in Abbildung 68 ersichtlich ist. In diesem Beispielfall sind die Transportkosten höher als die Kosten für die Wasserstoffproduktion. Die Kosten erhöhen sich aufgrund des Transportaufwands von 0,61 €/l Benzinäquivalent (entspricht 2,28 €/kg H₂) auf 1,54 €/l Benzinäquivalent (5,76 €/kg H₂).

Hier ist anzumerken, dass diese Kosten nur für neu errichtete H₂-Pipelines gelten. Es gibt Überlegungen wonach die Umrüstung von vorhandenen Erdgaspipelines die Kapitalkosten für den Wasserstofftransport auf 25 % senken können [194]. Dabei werden Preise von 0,13 €/kg H₂ je 1000 km angegeben [195]. Für diesen günstigen Preis wird zudem von einer ca. 7-fachen transportierten Wasserstoffmenge ausgegangen.

Unter diesen Rahmenbedingungen (nur 25 % Kapitalkosten, ca. 7-fache Wasserstoffströme, strombetriebene Verdichterstationen) sinken die Transportkosten im hier verwendeten Modell auf 0,14 €/kg H₂ für 1000 km. Im Beispiel für Marokko, s. Abbildung 68, betragen dann diese Kosten 0,42 €/kg H₂. Umgerechnet auf 1 Liter Benzinäquivalent sinken die Transportkosten für den Pipelinetransport von 0,76 € nur noch ca. 0,11 €. Es ist jedoch anzumerken, dass diese Herangehensweise quasi eine Stilllegung von Erdgaspipelines darstellt, die so erst nach Abwicklung gewisser Teile der Erdgaswirtschaft durchführbar wäre. Zudem werden kurzfristig noch nicht derart große Wasserstoffmengen transportiert. Mittelfristig, die Quelle [194] bezieht sich auf das Jahr 2040, könnten über diese Maßnahmen jedoch die Kosten für den Wasserstofftransport stark absinken.

PtL H₂ aus Marokko



*) Liter Benzinäquivalent = 32 MJ = 8,88 kWh

Abbildung 68 Produktkosten inkl. Transport (Bsp. H₂ per Pipeline aus Marokko)

Die Transportkosten wurden für die Szenarien Deutschland, Norwegen und MENA, jeweils für ausgewählte flüssige Produkte und Wasserstoff, ermittelt. Dabei gelten für die verschiedenen Pfade und Standorte grundsätzlich ähnliche Grundannahmen, die nur in wenigen Punkten

voneinander abweichen (s. Abschnitt 6.2.4, Tabelle 31 bis 33) und um die Transportkosten ergänzt wurden.

Die wichtigsten Unterschiede zwischen den Szenarien sind:

- der jeweils angenommene Strompreis – Deutschland: 5 ct/kWh, Norwegen 3 ct/kWh, MENA 2 ct/kWh
- die Verfügbarkeit von Biomasse und CO₂-Punktquellen – in Deutschland und Norwegen ist beides vorhanden, in MENA keine Biomasse und nur begrenzte CO₂-Punktquellen
- die jeweilige Entfernung zu Deutschland – für Norwegen wurden 800 km angenommen; für die große MENA-Region wurden 2 Teilregionen betrachtet: Marokko (ca. 3000 km) und der Mittlere Osten (5000 km zu Land und 12500 auf dem Seeweg)

Die Ergebnisse dieser Modellierung sind in Abbildung 69 für einige exemplarische Beispielpfade aufgeschlüsselt. Die preisliche Spanne bewegt sich zwischen knapp 1 €/l und 2 €/l (Benzinäquivalent) für die jeweils relativ günstig angenommenen Bedingungen in den verschiedenen Szenarien.

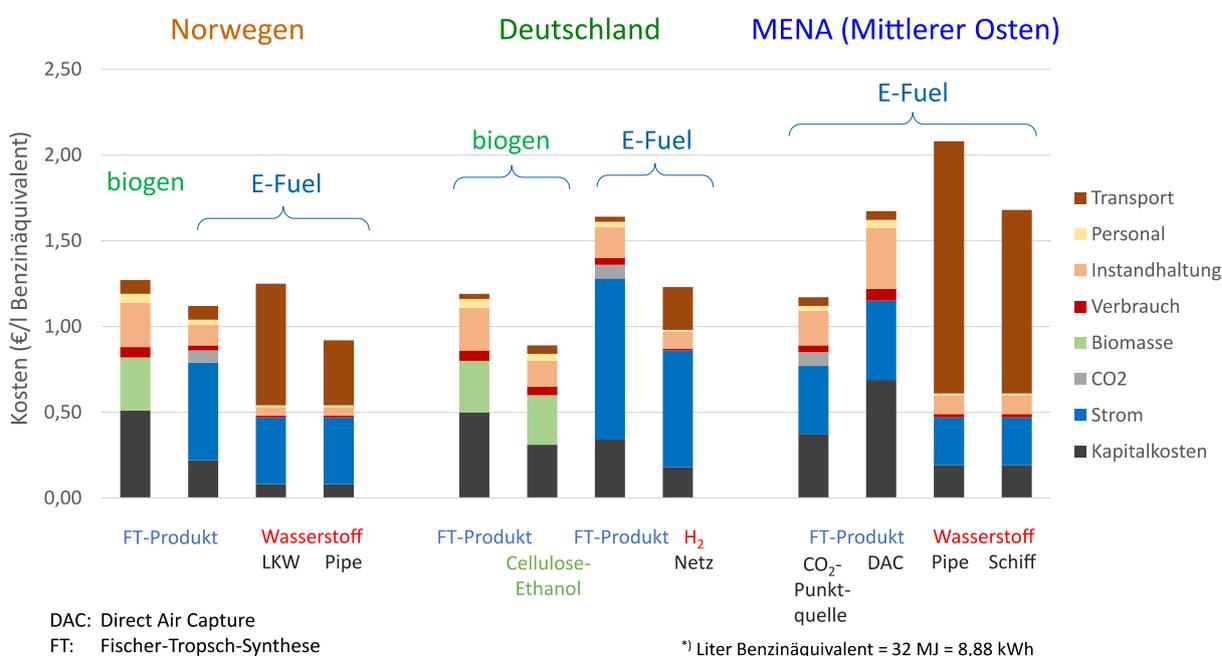


Abbildung 69 Vergleich Produktpreise inkl. Transport für verschiedene Standorte

Für die geringen Entfernungen in Deutschland spielen die Transportkosten eine eher untergeordnete Rolle, die Produktionskosten dominieren den Warenpreis. Es zeigt sich, dass biomassebasierte Prozesse wirtschaftlicher darstellbar sind als die Herstellung von E-Fuels, trotz der Annahme eines sehr günstigen Strompreises von 5 ct/kWh. Angesichts dessen ist mittelfristig nicht zu erwarten, dass in Deutschland sehr große PtX-Kapazitäten dediziert zur Kraftstoffproduktion aufgebaut werden. Punktuell und bei geeigneten lokalen Rahmenbedingungen können jedoch strombasierte Prozesse insbesondere in Hinsicht auf eine Technologieentwicklung und -demonstration sinnvoll sein. Ungeachtet dessen kann die chemische Speicherung von Strom in Form von Wasserstoff bzw. synthetischen Kraftstoffen eine interessante Option bieten, um Schwankungen bei der Stromgewinnung aus erneuerbaren Quellen auszugleichen und den ggf. in größeren Mengen anfallenden sogenannten Überschussstrom nutzbar zu machen.

Die Rechnungen zeigen auch, dass die Transportkosten für Wasserstoff jene für flüssige Produkte weit übersteigen. Das nivelliert die günstigeren Preise für die Produktion von Wasserstoff weitestgehend. In der MENA-Region könnte Wasserstoff relativ günstig erzeugt werden. Aufgrund der großen Entfernung zu Deutschland und des damit verbundenen Transportaufwands, erscheint jedoch die Herstellung von synthetischen Produkten aus diesem Wasserstoff für Exporte nach Deutschland der sinnvollere Weg. Die Herstellung flüssiger PtL-Produkte erfordert jedoch im Gegensatz zu Wasserstoff eine CO₂-Quelle. Sind keine CO₂-Punktquellen vorhanden, was vor allem in der MENA-Region nicht an allen Standorten gegeben ist, müsste auf CO₂ aus Luft via DAC zurückgegriffen werden. Dadurch würde sich die Herstellung auf ein Niveau wie in Deutschland bei Nutzung von industriellem CO₂ verteuern.

Norwegen verfügt über ein hohes Potential an Wasserkraft für eine kostengünstige Stromerzeugung. Laufwasserkraftwerke arbeiten überdies im Gegensatz zu Windkraft- oder Solaranlagen weitgehend witterungsunabhängig, so dass der Betrieb der Elektrolyse mit deutlich mehr Volllaststunden möglich ist. Dadurch bieten sich an diesem Standort gute Voraussetzungen zur Erzeugung von strombasierten PtX-Produkten, sofern CO₂-Punktquellen zur Verfügung stehen. Aufgrund der Nähe zu Deutschland könnte auch die Produktion und der Transport von Wasserstoff wirtschaftlich sein.

7.4. Zwischenfazit Kosten

Die mit Hilfe der Modelle berechneten Bereitstellungskosten liegen für meisten synthetischen Produkte bei ca. 1 bis 2 €/l Benzinäquivalent. Grüner Wasserstoff kann, insbesondere bei sehr geringen Strompreisen, günstiger erzeugt werden. Jedoch sollte er relativ nah am Einsatzort Verwendung finden, da der Transport von Wasserstoff vergleichsweise aufwendig ist. Demgegenüber können Flüssigkeiten auch über große Entfernungen über den Seeweg kostengünstig transportiert werden. Dies ist bei der Auswahl des geeigneten Energieträgers für einen Energieimport nach Deutschland zu berücksichtigen. Die niedrigsten Erzeugungskosten besitzt das aus Lignocellulose gewinnbare 2G-Ethanol. Die Herstellung fortschrittlicher biogener bzw. strombasierter Energieträger ist kostenintensiver als die Gewinnung konventioneller Biokraftstoffe, deren Einsatzmöglichkeiten allerdings aus überwiegend umweltspezifischen Gründen gesetzlich limitiert sind.

Für die unterschiedlichen Herstellungspfade und Produkte unterscheiden sich die ermittelten Herstellungskosten bei gleichen Rahmenbedingungen nicht gravierend. Generell sind einzelne Verbindungen (Methanol, Dimethylether, Methan) günstiger zu produzieren als Stoffgemische (Fischer-Tropsch-Synthese, Methanol-to-Gasoline). Oxymethylenether (OME) besitzen für einigen Anwendungsfälle sehr interessante Eigenschaften. Ihre Herstellung ist jedoch nach derzeitigem Stand der Technik wesentlich aufwendiger und teurer.

Am Standort Deutschland bietet sich aus ökonomischer Sicht die Herstellung von biogenen fortschrittlichen Kraft- und Brennstoffen an, E-Fuels sind vergleichsweise teuer. Das am günstigsten herstellbare Produkt ist Cellulose-Ethanol (2. Generation). Norwegen mit seinem preisgünstig in Laufwasserkraftwerken herstellbaren erneuerbaren Strom ist ein idealer Standort für die Herstellung von E-Fuels einschließlich von Wasserstoff. Ähnliches gilt auch für die sonnenreichen MENA-Länder, für die zukünftige Stromgestehungskosten von <2 ct/kWh in der Diskussion sind. Allerdings führen die großen Entfernungen zu erheblichen Zusatzkosten für den Transport von Wasserstoff.

7.5. THG-Fußabdruck

Für die Bewertung des THG-Fußabdrucks der für die unterschiedlichen Produktionsstandorte betrachteten Pfade (vgl. Abbildung 69) wurden sowohl der

- der THG-Rucksack der eingehenden Stoff- bzw. Energieströme (Biomasse für BtL, Elektrizität für PtL sowie andere Hilfsstoffe wie z. B. Ammoniak für Celluloseethanol) als auch
- THG-Emissionen, die durch den Transport verursacht werden

einbezogen. In Tabelle 38 sind die für die Modellierung des THG-Fußabdrucks angenommenen spezifischen THG-Emissionen der Eingangsgrößen aufgeführt. Nicht berücksichtigt wurden mögliche THG-Emissionen, die mit der Errichtung der jeweiligen Produktionsanlage verbunden sind.

Die in Tabelle 38 angegebenen Werte stellen Orientierungswerte dar. Für einen konkreten Fall kann die THG-Intensität in gewissen Grenzen abweichen. Deshalb sollte der THG-Fußabdruck, wie auch bei konventionellen Biokraftstoffen üblich, individuell bestimmt werden.

Tabelle 38 Spezifische THG-Emissionen – Berechnungsgrundlage

Eingangsstrom	spezifische THG-Emissionen	Quellen
Windkraft (Deutschland)	6,7 g CO ₂ -Äq./MJ	[196]
PV (MENA)	6,7 g CO ₂ -Äq./MJ	[196]
Wasserkraft (Norwegen)	11,1 g CO ₂ -Äq./MJ	[196]
Restholz	0,7 g CO ₂ -Äq./MJ	[197]
Weizenstroh	1,1 g CO ₂ -Äq./MJ	[197]
Maisstroh	5,2 g CO ₂ -Äq./MJ	[198]
Ammoniak	2867 g CO ₂ -Äq./kg	[199]
Diesel (Lkw-Transport)	89,4 g CO ₂ -Äq./MJ	¹⁹
Schweröl (Schiffstransport)	94,5 g CO ₂ -Äq./MJ	[200]

In Abbildung 70 sind die Ergebnisse für die Beispielpfade zusammen mit dem derzeit gültigen fossilen Referenzwert dargestellt. Die THG-Reduktion ist bei allen Pfaden relativ groß. Die BtL-Pfade weisen hier etwas geringere Emissionen als die PtL-Pfade auf. Häufig wird jedoch erneuerbarer Strom als THG-frei angenommen, in dem Fall wären die Emissionen von BtL höher.

¹⁹ Die angegebenen spezifischen THG-Emissionen von Dieselmotoren entsprechen dem Standardwert nach 38. BImSchV (94,1 g CO₂-Äq./MJ), der, gemäß der geforderten THG-Einsparquote für 2020, um 6 % verringert wurde.

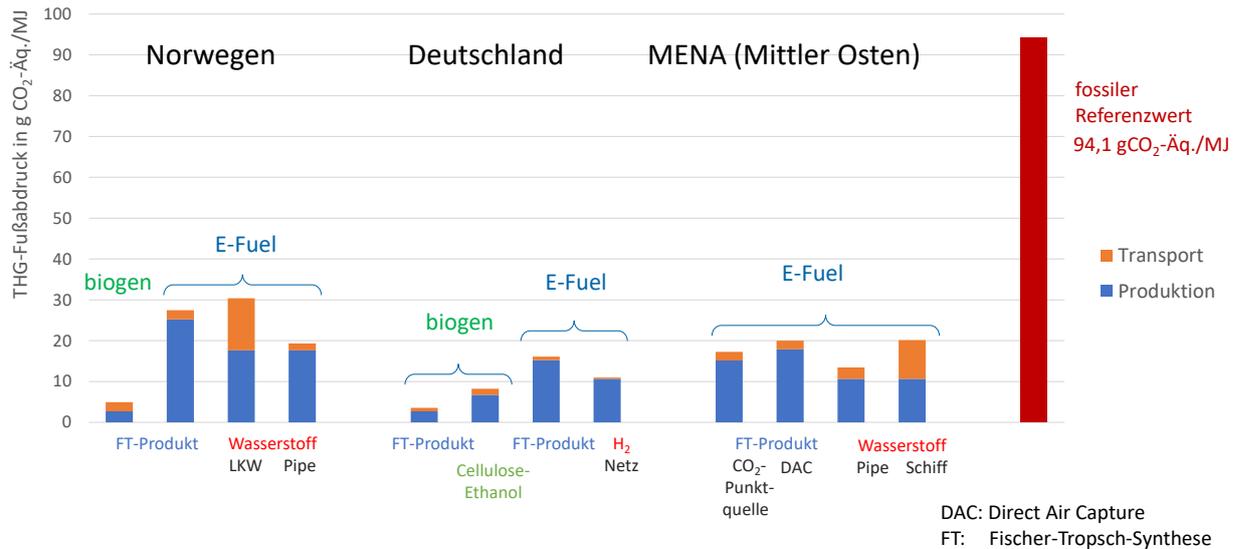


Abbildung 70 Vergleich THG-Fußabdruck für verschiedene Produktionsstandorte

Der Transport führt trotz Nutzung von fossilen Kraftstoffen nur zu vergleichsweise geringen THG-Emissionen. Lediglich die energieintensive Verflüssigung von Wasserstoff für den Lkw- und Schiffstransport besitzt einen größeren Einfluss.

7.6. Zwischenfazit THG-Reduktion

Alle fortschrittlichen Kraftstoffe weisen ein erhebliches THG-Reduktionspotenzial auf. Die in der RED II geforderte Reduktion um mindestens 65 % gegenüber der fossilen Referenz wird von allen betrachteten Produkten erreicht. Sie können generell als fortschrittliche THG-reduzierte Kraftstoffe angesehen werden.

Der genaue THG-Fußabdruck hängt im Wesentlichen von der THG-Intensität der Rohstoffe bzw. der eingesetzten Elektrizität ab. Auch die Ausbeute des jeweiligen Prozesses spielt eine Rolle: Je größer die Ausbeute, umso weniger THG-belasteter Einsatzstoff bzw. Strom wird benötigt.

Grundsätzlich kann angenommen werden, dass die THG-Emissionen von fortschrittlichen Kraft- und Brennstoffen im Zuge einer zunehmenden „Defossilisierung“ der Wirtschaft gleichfalls absinken würden. Beispielsweise würden bei Nutzung von THG-freien Alternativen zu fossilen Dieselmotoren keine Transportemissionen beim Lkw-Transport entstehen.

8. Schlussfolgerung und Bewertung

8.1. Zusammenfassende Bewertung

Das Gelingen der Energiewende im Verkehr erfordert die Nutzung aller Möglichkeiten zur Reduzierung der Emissionen an Treibhausgasen. Neben Verkehrsvermeidung und Verlagerung (Straße → Schiene) sowie Elektromobilität gehören dazu auch Kraft- und Brennstoffe mit geringem THG-Fußabdruck, mit denen auch die Emissionen von konventionellen Antrieben aber auch von Wärmanlagen (Heizungen) in Richtung Null gesenkt werden können (net zero emissions). Ein weiterer großer Vorteil besteht darin, dass zumindest große Teile der Infrastruktur (Erzeugung, Transport/Vertrieb, Anwendung) auch weiterhin genutzt werden können. Es steht eine Vielzahl von Prozessen und Produkten zur Verfügung. „THG-reduzierte“ Produkte lassen sich entsprechend Abbildung 71 in drei Gruppen einteilen.

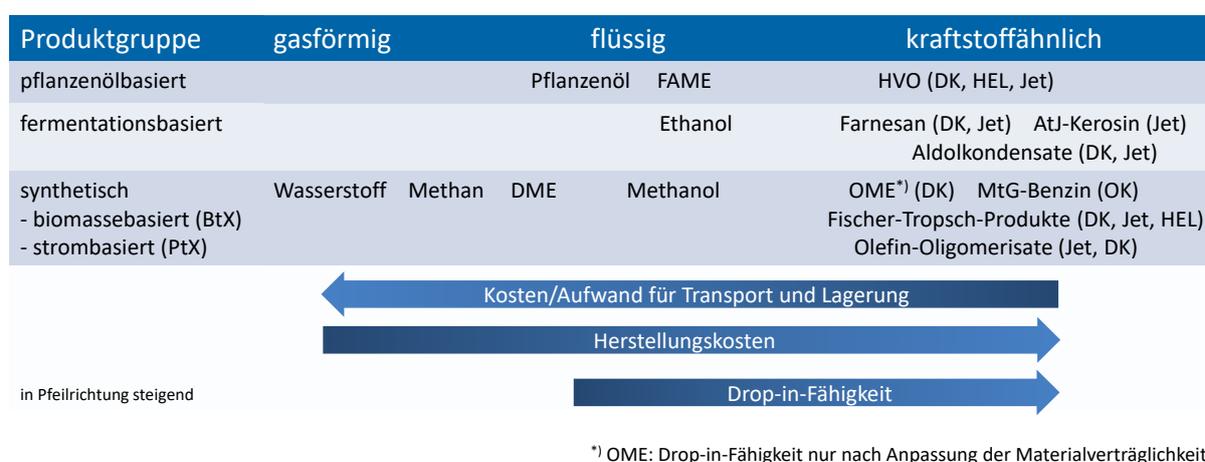


Abbildung 71 Globale Bewertung der Produkte und Herstellungsrouten

Die kraftstoffähnlichen Produkte besitzen in aller Regel die besten anwendungstechnischen Eigenschaften für konventionelle Anwendungen. Der Aufwand für ihre Herstellung ist jedoch zumeist hoch, daraus resultieren hohe Herstellungskosten. Als flüssige Produkte lassen sie sich wesentlich leichter transportieren als gasförmige Stoffe, was insbesondere für den Ferntransport (Energieimport) von großer Bedeutung ist. Mit Ausnahme von OME sind sie prinzipiell in hohen Anteilen mit konventionellen (fossilen) Produkten misch- und einsetzbar.

Andere Flüssigprodukte eignen sich ebenfalls als Substitut für fossile Kraft- und Brennstoffe. Allerdings unterscheiden sich die chemischen, physikalischen und anwendungstechnischen Eigenschaften z. T. deutlich. Sie können bzw. dürfen daher nur in bestimmten Anteilen zu konventionellen Produkten beigemischt werden; ihre Drop-in-Fähigkeit ist begrenzt.

Gasförmige Produkte (Wasserstoff, Methan) können konventionelle flüssige Produkte nicht direkt ersetzen. Für spezielle Anwendungen (z. B. Gasmotoren, Brennstoffzelle ...) besitzen auch sie hervorragende anwendungstechnische Eigenschaften. Sie lassen sich vergleichsweise kostengünstig herstellen, allerdings sind der Aufwand und damit die Kosten für Lagerung und Transport höher.

Abbildung 72 zeigt schematisch und qualitativ die Entwicklung des Bedarfs und der Effizienz im Verkehr sowie den zunehmenden Einsatz an alternativen Energieträgern.

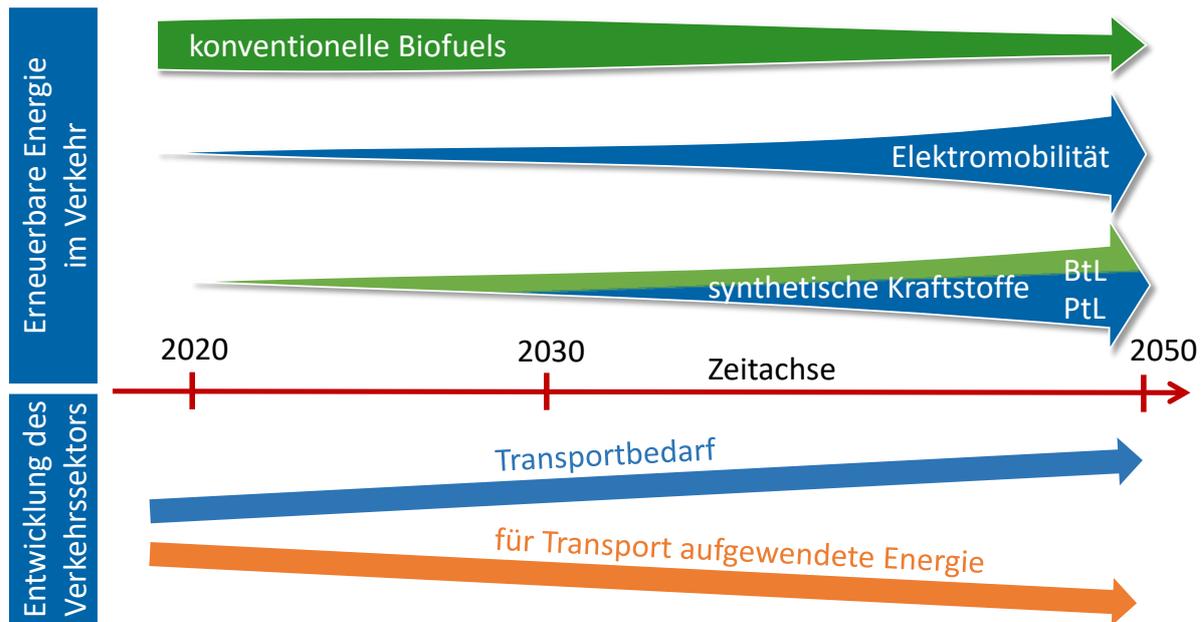


Abbildung 72 Entwicklungen im Transportsektor

Auch in Zukunft steht zu erwarten, dass der spezifische Energieaufwand für eine definierte Transportleistung (Tonnen-km, Personen-km) weiter sinkt. Ursachen sind die zunehmende Marktdurchdringung durch Elektrofahrzeuge mit hohen Tank-to-Wheel-Wirkungsgraden, Effizienzverbesserungen für konventionelle Antriebe oder auch eine Verkehrsverlagerung von der Straße auf die Schiene. Dieser positive Trend wird jedoch aus heutiger Sicht durch ein weiteres Anwachsen des Transportbedarfs zumindest teilweise kompensiert.

Um die verkehrsbedingten THG-Emissionen weitgehend zu vermeiden, muss die Energiebereitstellung zunehmend auf erneuerbare Quellen umgestellt werden. Neben „grünen“ Strom werden auch fortschrittliche Kraftstoffe einen entscheidenden Beitrag leisten, um die energiepolitischen Ziele im Verkehrsbereich zu erfüllen. Hinsichtlich Rohstoffverfügbarkeit und Produktqualität besitzen synthetische Produkte das erforderliche Potenzial. Dabei ist für den Produktionsstandort Deutschland aus wirtschaftlicher Sicht insbesondere die Herstellung von biogenen Syntheseprodukten oder 2G-Ethanol interessant. Langfristig ist allerdings das Biomassepotenzial nicht ausreichend, so dass nach 2030 auch strombasierte Produkte E-Fuels (PtL) erforderlich sind. Bedingt durch die hohen Stromkosten in Deutschland muss dann der Bedarf allerdings hauptsächlich durch Importe gedeckt werden. Ungeachtet dessen wird sich Deutschland als Treiber für Entwicklungen innovativer Technologien etablieren und damit auch als Standort für entsprechende Demonstrationsobjekte, Insellösungen, Modellregionen usw. in Frage kommen. Da in der nächsten Dekade der Technologiehochlauf nicht im erforderlichen Maße zu erwarten ist, muss die schrittweise Substitution fossiler Rohstoffe kurz- und mittelfristig durch konventionelle Biofuels flankiert werden. In diesem Zusammenhang erscheint die Absenkung der Obergrenzen für pflanzenöl- bzw. strake- und zuckerbasierte Kraftstoffe nicht zielführend.

8.2. Forschungsbedarf

Aus den Betrachtungen und Ergebnissen des Berichts kann Forschungsbedarf in mehreren Feldern abgeleitet werden.

Synthesegaserzeugung

Für die Erzeugung von Synthesegas aus Elektrizität und Kohlendioxid, ist die Elektrolyse ein Kernelement. Deren Wirkungsgrad kann bei hohen Temperaturen mittels Festoxid-Elektrolyse erhöht werden. Die Lebensdauer der Elektrolyseure ist jedoch relativ gering, was zu größeren Wartungs- und Kapitalkosten führt. Die für die Wandlung des CO₂ zu CO notwendige reverse Wassergas-Shift-Reaktion ist derzeit noch nicht großtechnisch im Einsatz, hier sind verschiedene neuartige Verfahrenskonzepte denkbar, mit denen z. B. die hohen Temperaturen für die Reaktion vermieden werden können [201], [202]. An Festoxid-Elektrolyseuren kann Synthesegas auch mittels Co-Elektrolyse von CO₂ und H₂O erzeugt werden, dadurch würde man eine separate reverse Wassergas-Shift-Reaktion einsparen [203], [204], [71]. Diese Prozesse sind derzeit schon in der Skalierungsphase [205].

Für die Biomassevergasung besteht noch ein gewisser Entwicklungsbedarf. Grundsätzlich waren und sind einige Pilotanlagen im Einsatz. Eine Herausforderung ist die Bereitstellung der Biomasse in geeigneter Form. Der Einsatzstoff für die Vergasung sollte vergleichsweise homogen sein. Um das zu erreichen ist eine Vorbehandlung der Biomasse erforderlich, hier sind verschiedene Konzepte in der Erprobung [206]. Damit verknüpft ist auch die logistische Herausforderung der Biomassebereitstellung, hier müssen sinnvolle Konzepte zur Reduktion der Transportkosten entwickelt werden.

Synthesen

Bei der Nutzung erneuerbarer Energien besteht generell die Problematik, dass diese zumeist fluktuierend anfällt und so nicht stetig und gleichmäßig zur Verfügung steht. Dieses Problem kann über Speicherung, entweder der elektrischen Energie, oder von Zwischenprodukten – wie z. B. Wasserstoff – gelöst werden, hier gibt es Optimierungspotential. Alternativ müssen die Syntheseprozesse dynamisch betrieben werden, auch dies ist Bestandteil aktueller Forschung [207].

Für strombasierte Kraft- und Brennstoffe bieten sich Synthesen aus CO₂ und H₂ an, diese besaßen bisher keine großtechnische Bedeutung, könnten aber eine separate reverse Wassergas-Shift-Reaktion vermeiden [207].

Die Optimierung der einzelnen Synthesen selbst ist ebenfalls wichtig. Von den im Bericht erwähnten Synthesen besteht insbesondere für die Route der Olefinoligomerisierung von aus Methanol erzeugten Olefinen sowie für die OME-Synthese ein erhöhter Forschungsbedarf.

Auch nicht in diesem Bericht aufgeführte Syntheseprodukte könnten gute Kraft- oder Brennstoffsubstitute bilden. Hier gilt es geeignete Stoffe zu identifizieren und deren Anwendungseigenschaften zu überprüfen. Diesbezüglich ist gegenwärtig beispielsweise Ammoniak in der Diskussion.

Einsatz von Wasserstoff

Wasserstoff lässt sich vergleichsweise günstig regenerativ erzeugen, ist jedoch hinsichtlich Anwendung, Speicherung und Transport limitiert.

Genutzt werden kann Wasserstoff in Brennstoffzellen, diese sind jedoch nach wie vor relativ teuer, hier könnte durch neue Konzepte bspw. der Edelmetallgehalt gesenkt oder ganz vermieden werden. Sie besitzen auch gewisse Probleme mit der Langlebigkeit. Eine Alternative ist die Verbrennung von H₂, wodurch jedoch NO_x-Emissionen verursacht werden, die eine Abgasnachbehandlung erfordern. Im H₂-Denox-Verfahren, an dem derzeit Forschungsarbeiten laufen, wird Wasserstoff direkt als Reduktionsmittel für die selektive katalytische Reduktion (SCR) von NO_x genutzt. Diese könnte schon bei niedrigeren Temperaturen stattfinden (Kaltstart) und benötigt kein Harnstoff (AdBlue®).

Die Speicherung von Wasserstoff, z. B. in Fahrzeugen, erfolgt entweder stark komprimiert, oder in flüssiger Form bei -253 °C. Hier könnten alternative Konzepte, wie z. B. Adsorptionsspeicher einen Vorteil bieten [208]. Für größere Speicher- und Transportmengen bieten sich auch Konzepte an, bei denen der Wasserstoff chemisch in Molekülen (sogenannte *liquid organic hydrogen carrier* – LOHC) gespeichert wird und bei Bedarf wieder abgespalten werden kann [143]. Der Transport könnte auch durch Mitnutzung oder Umrüstung von vorhandenen Erdgaspipelines und -netzen deutlich günstiger gestaltet werden [194].

Alternative Bioöle

Um alternative Bioöle in einem breiten Bereich einzusetzen, ist eine Verbesserung ihrer Eigenschaften notwendig. Dazu sind gezielte Upgrading-Schritte erforderlich. Aufgrund der abweichenden Eigenschaften der Öle, muss geprüft werden, ob sich etablierte Verfahren dafür eignen, und wie sie gegebenenfalls modifiziert und angepasst werden können [103], [209]. Auch der Herstellungsprozess der Bioöle könnte optimiert werden, so dass die Produkte besser für das Upgrading oder auch die Anwendung geeignet sind.

Einbindung in Raffinerien

Wie in Abschnitt 5 dargestellt, existieren viele verschiedene Möglichkeiten zur Einbindung regenerativ erzeugter Produkte in Raffinerien, von denen derzeit das Blending von Biokraftstoffen im Vordergrund steht. Daneben etabliert sich zunehmend das Co-Processing von Pflanzenölen als kostengünstige Möglichkeit zur Herstellung hochwertiger Kraft- und Brennstoffe [210]. Die anderen vorgestellten Möglichkeiten stehen noch am Beginn ihrer Entwicklung. Die Nutzung (Herstellung, Transport und Anwendung) von THG-reduziertem H₂ wird derzeit in Pilotprojekten erforscht [211]. Primär minderwertige Bioöle könnten gemeinsam mit dem Rohöl bspw. vor der atmosphärischen Destillation eingespeist und dann zielgerichtet zu normgerechten Produkten verarbeitet werden [210]. Dazu sind Kenntnisse zum Verhalten der einzelnen Bioölfractionen in den nachfolgenden Veredlungs- und Konversionsprozessen erforderlich. Dazu liegen derzeit aber nur wenige Untersuchungen vor. Dies gilt auch für den Einsatz des gesamten Bioöls in verschiedenen Crackverfahren [118].

Anwendung

Beim Einsatz von THG-reduzierten Kraft- und Brennstoffen, insbesondere, wenn deren Chemie von klassischen Kraft- und Brennstoffen abweicht, können im Abgas verstärkt bestimmte problematische Verbindungen erzeugt werden [212], [213]. Diese sind z. B. Formaldehyd oder Methan, welche auch mit gezielten Abgasnachbehandlungskonzepten reduziert werden können [214].

Eine Vielzahl der alternativen Energieträger besitzen von konventionellen Kraftstoffen abweichende Materialverträglichkeiten, welche geprüft werden müssen [215], [216]. Auch Anpassungen an der Motor- oder Brennersteuerung können erforderlich sein. Diese sind auch erforderlich um z. B. das Potential von DME oder OME zur Emissionsminderung voll auszuschöpfen [213].

Eine Erhöhung der zulässigen Beimischung von z. B. Ethanol in Benzin, oder Wasserstoff in Erdgas, mit der größere Mengen an erneuerbaren Energieträgern ohne Veränderungen der Infrastruktur eingesetzt werden könnten, müsste auf Kompatibilität mit den bestehenden Systemen geprüft werden.

Durch die Vielzahl an Möglichkeiten entsteht auch eine große Vielfalt an Blending-Optionen für Kraftstoffe. Durch das Einmischen neuer Komponenten können bestimmte neue Effekte auftreten, die bei der Nutzung einzelner Komponenten nicht auffallen. Die Eigenschaften des Mischproduktes folgen nicht immer einfachen und bekannten Mischungsregeln.

Wirtschaftlich-politischer Rahmen

Verschiedene politischen Handlungsoptionen müssen hinsichtlich ihrer Tauglichkeit, den Einsatz fortschrittlicher Kraft- und Brennstoffe zu fördern, evaluiert werden. Wichtige Faktoren sind diesbezüglich Marktanreize, Investitionssicherheit und Konzepte zur Anlauffinanzierung.

Des Weiteren ist der Normierungsprozess für neuartige Einsatzstoffe (z.B. OME) zu begleiten.

9. Zusammenfassung

Mit modellhaften Berechnungen wurde gezeigt, dass die Klimaziele im Verkehr, die durch die Novellierung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (Mai 2021) nochmals verschärft wurden, allein durch Elektromobilität wohl nicht erfüllbar sind. Für den Verkehrsbereich wird eine Reduzierung der THG-Emissionen gegenüber 1990 um 48 % gefordert. Neben einer sehr ambitionierten Elektrifizierung (10 Mio. Elektro-PKW mit 12.000 km), einer Verlagerung von jeweils 10 % des Personen- bzw. Güterverkehrs von der Straße auf die Schiene sowie Effizienzverbesserungen der Antriebstechnik sind erhebliche Mengen an alternativen fortschrittlichen Kraftstoffe mit geringem CO₂-Fussabdruck erforderlich, damit die Klimaziele in 2030 erfüllt werden können (≈ 12 Mio. Tonnen).

Auf Basis von Lignocellulose bzw. von Kohlendioxid und Strom aus erneuerbaren Quellen sind hochwertige, drop-in-fähige Kraft- und Brennstoffe herstellbar, mit denen fossile Produkte ersetzt und die Kohlenstoffkreisläufe geschlossen werden können. Die Herstellungsverfahren bieten die Möglichkeit, die Reaktionsführung gezielt zu beeinflussen, sodass die Produkte teilweise bessere anwendungstechnischen Eigenschaften aufweisen als die entsprechenden konventionellen Produkte (tailor-made fuels). In der Folge können Effizienz und Sauberkeit von Verbrennungsmotoren weiter verbessert werden. Die erforderlichen Verfahren sind prinzipiell bekannt und - zumindest in Teilen - bereits technisch im industriellen oder Demonstrationsmaßstab erprobt.

Im Rahmen des Projektes wurden modular aufgebaute Prozessmodelle erarbeitet, mit denen für variable Randbedingungen die Bereitstellungskosten für fortschrittliche alternative Kraft- und Brennstoffe (Herstellungskosten, Transportkosten) sowie die mit der Herstellung verbundenen THG-Emissionen mit einheitlicher Methodik ermittelt werden können. Das gestattet einen Vergleich der unterschiedlichen Prozessrouten und Produkte. Die ermittelten Kosten ordnen sich gut in die aus der Literatur bekannten Spannbreiten ein. Als Produktionsstandorte wurden Deutschland, Norwegen sowie die Region Nordafrika/Mittlerer Osten (MENA), mit ihren unterschiedlichen wirtschaftlichen und geografischen Rahmenbedingungen einbezogen. Für diese potenziellen Standorte konnten die jeweils günstigsten Herstellungspfade und Produkte identifiziert werden:

- Deutschland: 2G Ethanol und biogene Syntheseprodukte, grüner H₂ für Hydrierung bzw. Direktanwendung als Inzellösung
Demonstrationsanlagen für E-Fuels
- Norwegen: E-Fuels (PtL mit CO₂ aus Punktquellen, H₂)
- MENA: PtL (vorzugsweise mit CO₂ aus Punktquellen)

Ungeachtet von offenen Detailfragen liegt der Haupthinderungsgrund für eine großtechnische Anwendung im Fehlen tragfähiger Geschäftsmodelle bzw. fehlender politischer Akzeptanz und Unterstützung.

Mit dem Abschlussbericht wurde ein allgemein nutzbares Berechnungs-Tool (Excel-Sheet) übergeben, mit dem für die betrachteten Prozessketten die Bereitstellungskosten unter Vorgabe variierbarer Rahmenbedingungen ermittelt werden können.

Abkürzungsverzeichnis

ABE	Azeton-Butanol-Ethanol-Fermentationsprozess
aLUC	Attributive Landnutzungsänderung (engl. <i>attributive land use change</i>)
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
BtL	Biomass-to-Liquid
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Usage
CFPP	Kaltfiltrierbarkeitsgrenze (engl. <i>cold filter plugging point</i>)
DAC	Direct Air Capture
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DK	Dieselmotoren
DME	Dimethylether
E-Fuel	Strombasierter Kraftstoff
ETBE	Ethyl- <i>tert</i> -butylether
FAME	Fettsäuremethylester (Biodiesel, engl. <i>fatty acid methyl ester</i>)
FT	Fischer-Tropsch
FVV	Forschungsvereinigung Verbrennungsmotoren
HEFA	Hydrierte Ester und Fettsäuren (engl. <i>hydrogenated esters and fatty acids</i>)
HEL	Heizöl extra leicht
HVO	hydriertes Pflanzenöl (engl. <i>hydrogenated vegetable oil</i>)
iLUC	Indirekte Landnutzungsänderung (engl. <i>indirect land use change</i>)
JRC	Joint Research Center der Europäischen Kommission
LCA	Lebenszyklusanalyse, Ökobilanz (engl. <i>life cycle assessment</i>)
LUC	Landnutzungsänderung (engl. <i>land use change</i>)
MTBE	Methyl- <i>tert</i> -butylether
MtG	Methanol-to-Gasoline
MtO	Methanol-to-Olefins
MWV	Mineralölwirtschaftsverband e.V.
OK	Ottomotoren
OME	Oxymethylenether
PBtL	Power and Biomass-to-Liquid
PME	Palmölmethylester

PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-“x-beliebigen” Produkten
RED	Erneuerbare Energienrichtlinie (engl. <i>renewable energy directive</i>)
RME	Rapsölmethylester
THG	Treibhausgas
TIC	Gesamtkosten der Installation (engl. <i>total installed cost</i>)
TPEC	Gesamtanschaffungskosten des Equipments (engl. <i>total purchased equipment cost</i>)
TPI	Gesamte Projektkosten (engl. <i>total project investment</i>)
UCO	Altspeisefette (engl. <i>used cooking oil</i>)
UCOME	Altspeisefettmethylester
wf	wasserfrei
waf	wasser- und aschefrei

Literatur

- [1] Vereinte Nationen, „Klimakonferenz Paris: Paris Agreement vom 12.12.2015,“ Klimakonferenz (<https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/logr01.pdf>), Paris, 2015.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), „Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung,“ 2016.
- [3] A. Awgustow, T. Kuchling, H. Wollmerstädt und S. Kureti, „Herstellung THG-reduzierter flüssiger Kraft- und Brennstoffe,“ 2017.
- [4] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050, 2019.
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklungen (10/2020)“.
- [6] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, „Verkehr in Zahlen 2020/2021,“ Kraftfahrt-Bundesamt, 2020.
- [7] European Commission, „EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050,“ 2016.
- [8] FVV - Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, FVV: Kraftstoffstudie II – Renewables in Transport 2050. Report 1086, 2016.
- [9] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Interplan Consult GmbH, „Verkehrsverflechtungsprognose 2030 - Schlussbericht,“ 2014.
- [10] dena, ewi Energy Research & Scenarios, „dena-Leitstudie - Integrierte Energiewende,“ 2018.
- [11] DLR, Der Pkw-Markt bis 2040: Was das Auto von morgen antreibt. Szenario-Analyse, 2013.
- [12] Prognos, DBFZ, Fraunhofer Umsicht, „Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende,“ 2018.
- [13] BCG, Prognos, „Klimapfade für Deutschland,“ 2018.
- [14] Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung, „Evaluations- und Erfahrungsbericht,“ 2011-2017.
- [15] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., „Basisdaten Bioenergie 2017,“ 2017. [Online]. http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/broschuere_basisdaten_bioenergie_2017_2.pdf.
- [16] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „Amtliche Mineralölzeiten,“ [Online].
- [17] J. Brightling, „Ammonia and the Fertiliser Industry: The Development of Ammonia at Billingham,“ Johnson Matthey Technology Review, Bd. 62, Nr. 1, S. 32-47, 2018.
- [18] H.-G. Franck und J. W. Stadelhofer, Industrielle Aromatenchemie, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 1987.
- [19] International Energy Agency (IEA), „A Snapshot of Global PV (1992-2017),“ 2018.

- [20] Carbon Recycling International, „World's Largest CO₂ Methanol Plant,“ [Online]. <https://www.carbonrecycling.is/projects#project-goplant>. [Zugriff am 10.12.2019].
- [21] K. Hauptmeier, „sunfire - Power-to-Liquids - current status and next steps,“ Kraftstoffe der Zukunft, Berlin, 2018.
- [22] N. Ullrich und M. Hequet, „The BioTfuel project – An advanced B-XTL technology,“ 9th International Freiberg Conference on IGCC & Xtl Technologies, Berlin, 2018.
- [23] USDA Foreign Agricultural Service, „EU-28 Biofuels Annual 2018,“ 2018.
- [24] M. Padella, A. O'Connell und M. Prussi, „What is still limiting the deployment of cellulosic ethanol? Analysis of the current status of the sector,“ Applied Sciences, Bd. 9, Nr. 4523, 2019.
- [25] T. Kuchling, A. Awgustow und S. Kureti, „Treibhausgasreduzierte Energieträger" - Herstellung und anwendungstechnische Eigenschaften,“ EEK, S. 305-315, 7/8 2019.
- [26] A. Awgustow, T. Kuchling und S. Kureti, „Hydrierung von Pflanzenölen - Co-Processing mit Mitteldestillaten in Raffinerien,“ Ergas Erdöl Kohle, Bd. 132, Nr. 10, S. 370-377, 2016.
- [27] N. O. Nylund, K. Erkkilä, M. Ahtainen, T. Murtonen, P. Saikkonen, A. Amberla und H. Aatola, „Optimized usage of NExBTL renewable diesel fuel OPTIBIO,“ VTT Tiedotteita - Valtion Teknillinen Tutkimuskeskus, Nr. 2064, 2011.
- [28] I. Kauppila, „HVO making it big,“ OFI magazine, Nr. November/Dezember, November/Dezember 2018.
- [29] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., „Basisdaten Bioenergie Deutschland,“ Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Stand 09/2020.
- [30] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., „Potenziale einheimischer Bioenergie 2050 – Anhang,“ 2016. [Online]. https://www.fnr.de/uploads/media/PM_2016-23_Potenziale_einheimischer_Bioenergie_2050-Anhang.pdf.
- [31] S. Joest, M. Fichtner, M. Wietschel, U. Bünger, C. Stiller, P. Schmidt und F. Merten, „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?,“ 2009.
- [32] JRC Science for policy report, „The JRC-EU-TIMES model. Bioenergy potentials for EU and neighbouring countries.,“ European Commission, 2015.
- [33] Umweltbundesamt, „Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsträgerübergreifende Bewertung (Text 30/2015),“ 2015.
- [34] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, „38. BImSchV - Achtunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasreduzierung bei Kraftstoffen - 38. BImSchV),“ 2017.
- [35] B. Haerdle, „Die "Vermaischung" der Landschaft,“ Neues Deutschland, Nr. 11.01.2010, 11. 01. 2010.
- [36] S. Kirchner, „Mais tut den Böden nicht gut,“ 10. 01. 2019. [Online]. <https://www.fr.de/wissen/mais-boeden-nicht-11103617.html>.
- [37] Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung, „Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2017,“ 2018.

- [38] D. Bockey, „Raps - die "Leit(d)"-Kultur!?,“ Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V. (UFOP), Berlin, 2014.
- [39] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., „Anbau und Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Deutschland (Stand 3/2020)“.
- [40] Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung, „Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2019,“ 2020.
- [41] Deutsches Institut für Normung e. V., „DIN EN 590 Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Dieselmotoren,“ 2017.
- [42] Deutsches Institut für Normung e. V., „DIN EN 228 Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Ottomotoren,“ 2017.
- [43] D. Evers, Potential abfallbasierter Kraftstoffe in D und EU, Clausthal: Vortrag auf der Sitzung des ProcessNet Fachausschusses Alternative Kraft- und Brennstoffe, 26.04.2018.
- [44] Umweltbundesamt, „Treibhausgasemissionen 2019 (VET-Bericht),“ Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), 2020.
- [45] Umweltbundesamt, „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxidemissionen des deutschen Strommixes in den Jahren 1990 - 2019 (Climate Change Bericht 13/2020),“ 04/2020.
- [46] ifeu, CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland ifeu paper 03/2019, 2019.
- [47] Öko-Institut, Fraunhofer ISI, Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht, 12/2015, 2015.
- [48] AG Energiebilanzen e. V., „Energieverbrauch in Deutschland 2015,“ 2016.
- [49] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, „Stromzahlen 2016,“ 2017.
- [50] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Zahlen und Fakten Energiedaten,“ 2021.
- [51] AG Energiebilanzen e.V., „Stromerzeugung nach Energieträgern 1990-2019 (Stand 09/2020),“ 9/2020.
- [52] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „Klimaschutz in Zahlen: Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik,“ 2020.
- [53] J. E. Anderson, U. Kramer, S. A. Mueller und T. J. Wallington, „Octane numbers of ethanol- and methanol-gasoline blends estimated from molar concentrations,“ Energy and Fuels, Bd. 24, Nr. 12, S. 6576-6585, 2010.
- [54] V. Schindler, Kraftstoffe für morgen, Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag, 1997.
- [55] B. Buchspies und M. Kaltschmitt, „A consequential assessment of changes in greenhouse gas emissions due to the introduction of wheat straw ethanol in the context of European legislation,“ Applied Energy, Bd. 211, S. 368-381, 2018.
- [56] J. Myllyoja und P. Aalto, Process for the manufacture of diesel range hydrocarbons, 2007, S. 1-22.
- [57] J. Jakkula, V. Niemi, J. Nikkonen, V.-M. Purola, P. Aalto, J. Lehtonen und V. Alopaeus, Process for producing a hydrocarbon component of biological origin, Bd. 2, 2007.

- [58] L. Starck, L. Pidol, N. Jeuland, T. Chapus, P. Bogers und J. Bauldreay, „Production of Hydroprocessed Esters and Fatty Acids (HEFA) – Optimisation of Process Yield,“ *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles*, Bd. 71, Nr. 1, S. 13, 2016.
- [59] E. Baldauf, A. Sievers und T. Willner, „Heterogeneous catalysts for the production of hydrotreated cracked vegetable oil,“ *Biofuels*, Bd. 8, Nr. 5, S. 555-564, 2016.
- [60] N. S. Renninger und D. J. Mcphee, „Fuel compositions comprising farnesane and farnesane derivatives and method of making and using same“. Patent US 7846222 B2, 7 Dezember 2010.
- [61] K. W. George, J. Alonso-Gutierrez, J. D. Keasling und T. S. Lee, „Isoprenoid Drugs, Biofuels, and Chemicals—Artemisinin, Farnesene, and Beyond,“ *Advances in biochemical engineering/biotechnology*, Bd. 123, S. 355-389, 2015.
- [62] S. de Jong, K. Antonissen, R. Hoefnagels, L. Lonza, M. Wang, A. Faaij und M. Junginger, „Life-cycle analysis of greenhouse gas emissions from renewable jet fuel production,“ *Biotechnology for Biofuels*, S. 64, 2017.
- [63] U. Neuling, *Fuel Processing Technology*, S. 54-69, 2018.
- [64] K. Maniatis, I. Landälv, L. Waldheim, E. van den Heuvel und S. Kalligeros, „SGAB - Building up the future - Final Report,“ 2017.
- [65] F. K. Kazi, J. Fortman, R. Anex, G. Kothandaraman, D. Hsu, A. Aden und A. Dutta, „Techno-Economic Analysis of Biochemical Scenarios for Production of Cellulosic Ethanol Techno-Economic Analysis of Biochemical Scenarios for Production of Cellulosic Ethanol,“ NREL/TP-6A2-46588, 2010.
- [66] C. G. Liu, Y. Xiao, X. X. Xia, X. Q. Zhao, L. Peng, P. Srinophakun und F. W. Bai, „Cellulosic ethanol production: Progress, challenges and strategies for solutions,“ *Biotechnology Advances*, Bd. 37, Nr. 3, S. 491-504, 2019.
- [67] Clariant, „sunliquid - an efficient production process for cellulosic ethanol,“ [Online]. http://sunliquid-project-fp7.eu/wp-content/uploads/2014/09/factsheet_sunliquid_en.pdf. [Zugriff am 30.03.2021].
- [68] A. F. Kirkels und G. P. Verbong, „Biomass gasification: Still promising? A 30-year global overview,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 15, S. 471-481, 2011.
- [69] N. Dahmen, E. Dinjus, T. Kolb, U. Arnold, H. Leibold und R. Stahl, „State of the art of the bioliq® process for synthetic biofuels production,“ *Environmental Progress & Sustainable Energy*, Bd. 31, Nr. 2, S. 176-181, 2012.
- [70] B. Vad Mathiesen, I. Ridjan, D. Connolly, M. P. Nielsen, P. Hendriksen Vang, M. Bjerg Mogensen, S. Højgaard Jensen und S. Dalgaard Ebbesen, „Technology Data for High Temperature Solid Oxide Electrolyser Cells , Alkali and PEM Electrolysers,“ Department of Development and Planning Aalborg University, 2013.
- [71] Q. Fu, C. Mabilat, M. Zahid, A. Brisse und L. Gautier, „Syngas production via high-temperature steam/CO₂ co-electrolysis: An economic assessment,“ *Energy and Environmental Science*, Bd. 3, S. 1382-1397, 2010.
- [72] P. Kurzweil und O. K. Dietlmeier, *Elektrochemische Speicher - Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Grundlagen*, Springer Vieweg, 2015.

- [73] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*, Springer Vieweg, 2014.
- [74] P. Viebahn, J. Horst, A. Scholz und O. Zelt, „Technologiebericht 4.4 Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende,“ Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, 2018.
- [75] J. Wurzbacher, „Capturing CO₂ from air,“ *Proceedings Internationaler Motorenkongress*, Wiesbaden, 2017.
- [76] M. Fasihi, O. Efimova und C. Breyer, „Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants,“ *Journal of Cleaner Production*, Bd. 224, S. 957-980, 2019.
- [77] D. Becker, „Schweizer holen das CO₂ wieder aus der Luft,“ *Badische Bauern Zeitung*, 21.12.2017. [Online]. <https://www.badische-bauern-zeitung.de/schweizer-holen-das-co2-wieder-aus-der-luft>.
- [78] C. Speicher, „Die Schweizer Firma Climeworks will auf Island jährlich 4000 Tonnen CO₂ versteinern,“ *Neue Zürcher Zeitung*, 26.08.2020. [Online]. <https://www.nzz.ch/wissenschaft/climeworks-will-4000-tonnen-co2-pro-jahr-aus-der-luft-filtern-ld.1573219>.
- [79] K. Z. House, A. C. Baclig, M. Ranjan, E. A. an Nierop, J. Wilcox und H. J. Herzog, „Economic and energetic analysis of capturing CO₂ from ambient air,“ *Proceedings of the National Academy of Sciences*, Bd. 108, Nr. 51, S. 20428-20433, 2011.
- [80] D. Krekel, R. C. Samsun, R. Peters und D. Stolten, „The separation of CO₂ from ambient air – A techno-economic assessment,“ *Applied Energy*, Bd. 218, S. 361-381, 2018.
- [81] F. Zeman, „Energy and Material Balance of CO₂ Capture from Ambient Air,“ *Environmental Science & Technology*, Bd. 41, Nr. 21, S. 7558-7563, 2007.
- [82] D. W. Keith, M. Ha-Duong und J. K. Stolaroff, „Climate Strategy with Co₂ Capture from the Air,“ *Climatic Change*, Bd. 74, S. 17-45, 2006.
- [83] D. W. Keith, G. Holmes, D. St. Angelo und K. Heidel, „A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere,“ *Joule*, Bd. 2, Nr. August, S. 1-22, 2018.
- [84] R. Baciocchi, G. Storti und M. Mazzotti, „Process design and energy requirements for the capture of carbon dioxide from air,“ *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*, Bd. 45, S. 1047-1058, 2006.
- [85] International Energy Agency (IEA), „Co₂ Capture As a Factor in Power Station Investment,“ 2006.
- [86] M. Trompelt, T. Weber, T. Kuchling und B. Meyer, „Modellierung der Fischer-Tropsch-Synthese mit Aspen Plus®,“ *Erdöl Erdgas Kohle*, Bd. 125, Nr. 2, S. 79-84, 2009.
- [87] S. Sie, M. Senden und H. Van Wechem, „Conversion of natural gas to transportation fuels via the shell middle distillate synthesis process (SMDS),“ *Catalysis Today*, Bd. 8, S. 371-394, 1991.
- [88] B. Ahlers und W. Liebner, „MtSynfuels®: Lurgi's New Route to Synthetic Fuels,“ *18th World Petroleum Congress*, 2005.

- [89] B. I. Kamara und J. Coetzee, „Overview of high-temperature Fischer-Tropsch gasoline and diesel quality,“ *Energy and Fuels*, Bd. 23, Nr. 4, S. 2242-2247, 2009.
- [90] C. N. Hamelinck und A. P. Faaij, *Future prospects for production of methanol and hydrogen from biomass*, Utrecht: Utrecht University, 2001.
- [91] P. Salomonsson, „Final Report of the European BioDME Project,“ 5th International DME Conference, 2013.
- [92] S. E. Iannuzzi, C. Barro, K. Boulouchos und J. Burger, „Combustion behavior and soot formation/oxidation of oxygenated fuels in a cylindrical constant volume chamber,“ *Fuel*, Bd. 167, S. 49-59, 2016.
- [93] N. Mebus, S. Feldhoff, W. Plum, W. Schrader und D. Hamacher, „DGMK-Bericht 791 - Bestimmung der chemischen und physikalischen Stabilität von Mitteldestillaten mit mehreren alternativen Komponenten unter verschiedenen Lagerbedingungen,“ 2021.
- [94] M. Unglert, S. Proschke, G. Kröner, O. Schröder und M. Jakob, „Biodiesel als integraler Bestandteil zukunftsweisender Dieselmotoren,“ 2019.
- [95] C. Jung, P. Seifert, F. Mehlhose, C. Hahn, C. Wolfersdorf und S. Kureti, „Ottokraftstoffe aus erneuerbarem Methanol,“ *Chemie Ingenieur Technik*, Bd. 92, Nr. 1-2, S. 100-115, 2020.
- [96] M. Hindmann, „ExxonMobil Methanol to Gasoline,“ Syngas Technology Conference, October 2017, Colorado Springs, 2017.
- [97] M. Eckhard, „Power-to-X projects in the Heide Region,“ Dechema PRAXISforum Power-to-X, Frankfurt, 2019.
- [98] M. Kuschel, S. Schmidt und J. Engelmann, „Technology for Synthetic Gasoline,“ 9th International Freiberg Conference on IGCC & Xtl Technologies, Berlin, 2018.
- [99] Ingenieur.de, „Flugzeuge sollen künftig Biokerosin tanken,“ [Online].
<https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/biotechnik/flugzeuge-sollen-kuenftig-biokerosin-tanken/>.
- [100] K. Breitzkreuz, A. Menne und A. Kraft, „New Process for sustainable fuels and chemicals from bio-based alcohols,“ *Biofuels, Bioproducts & Biorefining*, Bd. 8, S. 504-515, 2014.
- [101] K. Brooks, L. Snowden-Swan, S. Jones, M. Butcher, G.-S. Lee, D. Anderson, J. Frye, J. Holladay, J. Owen, L. Harmon, F. Burton, I. Palou-Rivera, J. Plaza, R. Handler und D. Shonnard, „Low-Carbon Aviation Fuel Through the Alcohol to Jet Pathway,“ in *Biofuels for Aviation*, C. J. Chuck, Hrsg., Academic Press, 2016, S. 109-150.
- [102] C. Augustin, A. Sievers und T. Willner, „Zeitverhalten der isothermen Reaktivdestillation beim thermischen Cracken und Desoxygenieren von Rapsöl,“ *Chemie Ingenieur Technik*, Bd. 88, Nr. 5, S. 591-599, 2016.
- [103] H. Wollmerstädt, T. Kuchling, L. Dombrowski, I. Petrick und S. Kureti, „Flüssige Energieträger aus Mikroalgen,“ *Erdöl Erdgas Kohle*, Bd. 135, Nr. 1, S. 27-34, 2019.
- [104] D. C. Elliott, T. R. Hart, A. J. Schmidt, G. G. Neuenschwander, L. J. Rotness, M. V. Olarte, A. H. Zacher, K. O. Albrecht, R. T. Hallen und J. E. Holladay, „Process development for hydrothermal liquefaction of algae feedstocks in a continuous-flow reactor,“ *Algal Research*, Bd. 2, Nr. 4, S. 445-454, 2013.

- [105] J. Neumann, S. Binder, A. Apfelbacher, J. R. Gasson, P. Ramírez García und A. Hornung, „Production and characterization of a new quality pyrolysis oil, char and syngas from digestate – Introducing the thermo-catalytic reforming process,“ *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, Bd. 113, S. 137-142, 2014.
- [106] EIA, „China's use of methanol in liquid fuels has grown rapidly since 2000,“ 23 Feb 2017. [Online]. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=30072>. [Zugriff am 06.06.2017].
- [107] AG Energiebilanzen e. V., „Energieverbrauch in Deutschland (1. bis 4. Quartal 2020),“ 2021.
- [108] C. Behrendt, I. M. Guenther, F. J. Haase und V. Loreti, „Fuel Composition“. Patent WO2008138861, 2008.
- [109] E. Harks, „Power-to-gas-to-refining (... to tank): Stromspeicher und Brücke zum Verkehr,“ *lf.E Innovationsworkshop 2* (<https://www.innovationsforum-energiewende.de>).
- [110] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Nationale Wasserstoffstrategie,“ 2020.
- [111] Shell, „Pressemitteilung 18.01.2018: Weltgrößte H2-Elektrolyse entsteht in der Rheinland-Raffinerie,“ 2018.
- [112] RWE Generation, „Wasserstoff-Konsortium bewirbt sich um EU-Fördergelder,“ *Presserklärung vom 20. 11. 2020, Lingen Essen Bochum*.
- [113] E. Harks, „H2 – Markthochlauf & Nachfragesicherheit,“ *Rosin Büdenbender - Webinar Wasserstoff (17.03.2021)*, 2021.
- [114] S. Feldhoff, T. Kuchling, A. Awgustow, C. Zschiesche, E. Pohl, W. Plum und S. Kureti, „DGMK Bericht 785: Drop-in-fähige hydrierte Bioöle für Mitteldestillatanwendungen – Herstellung und Anwendung,“ *DGMK, Hamburg*, 2019.
- [115] A. Awgustow, T. Kuchling und S. Kureti, „Hydrierung von Pflanzenölen - Co-Processing mit Mitteldestillaten in Raffinerien.,“ *Erdöl Erdgas Kohle*, Bd. 132, S. 370-377, 10 2016.
- [116] L. Kanonis, „The availability of used cooking oil – current trade patterns and collection potential in major markets,“ *Fuels for the Future*, 21.01.2021, Berlin, 2020.
- [117] H. Wollmerstädt, L. Dombrowski, T. Kuchling, S. Kureti und I. Petrick, „DGMK Forschungsbericht 777: Konversion von Mikroalgen zu Kraftstoffen bzw. Kraftstoffkomponenten,“ 2018.
- [118] A. de Rezende Pinho, M. B. B. de Almeida, F. L. Mendes, L. C. Casavechia, M. S. Talmadge, C. M. Kinchin und H. L. Chum, „Fast pyrolysis oil from pinewood chips co-processing with vacuum gas oil in an FCC unit for second generation fuel production,“ *Fuel*, Bd. 188, S. 462-473, 2017.
- [119] OMV, „ReOil: Aus Kunststoff wieder Öl gewinnen,“ *Firmenmitteilung vom 20.09.2018*.
- [120] T. Schubert, M. Lehner, T. Kramer, W. Hofer und A. Lechleitner, „Influence of reaction pressure on co-pyrolysis of LDPE and a heavy petroleum fraction,“ *Fuel Processing Technology*, Bd. 221, S. 204-211, 10 2021.
- [121] M. Swoboda, M. Büchele, A. Reichhold und W. Hofer, „Catalytic Conversion of Pyrolysis Oils Derived From Plastics in a Continuously Operated FCC Pilot Plant,“ *Erdöl, Erdgas, Kohle*, Bd. 135, S. 215-223, 5 2019.

- [122] Chemical Engineering, „Plant Cost Index Archives,“ [Online].
www.chemengonline.com/site/plant-cost-index/.
- [123] S. D. Phillips, J. K. Tarud, M. J. Bidy und A. Dutta, „Gasoline from Wood via Integrated Gasification, Synthesis, and Methanol-to-Gasoline Technologies,“ NREL, 2011.
- [124] G. Haarlemmer, G. Boissonnet, E. Peduzzi und P. A. Setier, „Investment and production costs of synthetic fuels - A literature survey,“ *Energy*, Bd. 66, S. 667-676, 2014.
- [125] M. S. Peters, K. D. Timmerhaus und R. E. West, *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*, Singapur: Mc Graw Hill, 2004.
- [126] Destatis - Statistisches Bundesamt, „EU-Vergleich der Arbeitskosten 2017,“ 16 05 2018.
 [Online]. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2018/05/PD18_172_624.html.
 [Zugriff am 09.04.2021].
- [127] C. Kristöfel und E. Wopienka, „Rechnet sich die Bereitstellung von agrarischen Biobrennstoffen?,“ *Fachtagung Energie*, Graz, 2012.
- [128] F. G. Albrecht, D. H. König, N. Baucks und R.-U. Dietrich, „A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study,“ *Fuel*, Bd. 194, S. 511-526, 2017.
- [129] N. Schmitz, J. Burger, E. Ströfer und H. Hasse, „From methanol to the oxygenated diesel fuel poly(oxymethylene) dimethyl ether: An assessment of the production costs,“ *Fuel*, Bd. 185, S. 67-72, 2016.
- [130] P. Moser, G. Wiechers, S. Schmidt, K. Stahl, G. Vorberg und T. Stoffregen, „OASE blue – Optimierte CO₂ - Abtrenntechnik als Ergebnis des 10-jährigen Entwicklungsprogramms von BASF , Linde und RWE Power im Innovationszentrum Kohle in Niederaußem,“ *VGB PowerTech*, Nr. 1/2, S. 43-49, 2018.
- [131] Fraunhofer ISE, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien,“ 2018.
- [132] VGB Powertech e. V., „Levelised Cost of Electricity,“ 2015.
- [133] T. Buddenberg, C. Bergins, S. Schmidt und H.-J. Fell, „Production of fuels from hydropower and carbon dioxide from organic waste in Norway,“ *Internationaler Motorenkongress 2017*, Baden-Baden, 2017.
- [134] V. Dieterich, A. Buttler, A. Hanel, H. Spliethoff und S. Fendt, „Power-to-liquid: Via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: A review,“ *Energy and Environmental Science*, Bd. 13, Nr. 10, S. 3207-3252, 2020.
- [135] J. Hobohm, A. Auf der Maur, H. Dambeck, A. Kemmler, S. Koziel, S. Kreidelmeyer, A. Piégsa, P. Wendring, B. Meyer, A. Apfelbacher, M. Dotzauer und K. Zech, „Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende,“ 2018.
- [136] Fraunhofer ISE, „Levelized Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies, March 2018,“ 2018.
- [137] FVV, „Defossilisierung des Transportsektors,“ 2018.
- [138] GTAI, „Branche kompakt: Saudi-Arabien setzt Rekord-Solarziele,“ 08 04 2019. [Online].
<https://www.gtai.de/gtai-de/trade/branchen/branche-kompakt/saudi-arabien/branche-kompakt-saudi-arabien-setzt-rekord-solarziele-22946>. [Zugriff am 09.04.2021].

- [139] CleanTechnica, „Abu Dhabi To Have Cheapest Solar Power Ever – 1.35 Cents Per Kilowatt-Hour,“ 06 05 2020. [Online]. <https://cleantechnica.com/2020/05/06/abu-dhabi-will-have-the-cheapest-solar-farm-ever-built/>. [Zugriff am 09.04.2021].
- [140] H. Müller-Steinhagen und F. Trieb, „Renewable Energies in the MENA Region: Potential for Sustainable Energy Provision and Export to Europe“.
- [141] U. Bossel, B. Eliasson und G. Taylor, „The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak?“, Cogeneration & Distributed Generation Journal, Bd. 18, S. 29-70, 2003.
- [142] M. Robinius, J. Linßen, T. Grube, M. Reuß, P. Stenzel, K. Syranidis, P. Kuckertz und D. Stolten, „Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles,“ Schriften des Forschungszentrums Jülich; Reihe Energie & Umwelt, Bd. 408, 2018.
- [143] International Energy Agency (IEA), „The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities,“ 2019.
- [144] G. Saur, „Wind-To-Hydrogen Project: Electrolyzer Capital Cost Study,“ NREL, 2008.
- [145] agora Energiewende, „EU-wide innovation support is key to the success of electrolysis manufacturing in Europe,“ 2019.
- [146] A. Buttler und H. Spliethoff, „Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review,“ Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 82, S. 2440-2454, 2018.
- [147] NOW GmbH, „Studie IndWEde - Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff im Verkehr, Strom und Wärme,“ 2018.
- [148] R. Socolow, M. Desmond, R. Aines, J. Blackstock, O. Bolland, T. Kaarsberg, N. Lewis, M. Mazzotti, A. Pfeffer, K. Sawyer, J. Siirola, B. Smit und J. Wilcox, „Direct Air Capture of CO₂ with Chemicals - A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs,“ 2011.
- [149] R. M. Swanson, A. Platon, J. A. Satrio und R. C. Brown, „Techno-economic analysis of biomass-to-liquids production based on gasification,“ Fuel, Bd. 89, Nr. Suppl. 1, S. S11-S19, 2010.
- [150] I. Dimitriou, H. Goldingay und A. V. Bridgwater, „Techno-economic and uncertainty analysis of Biomass to Liquid (BTL) systems for transport fuel production,“ Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 88, S. 160-175, 2018.
- [151] H. Boerrigter, „Economy of Biomass-to-Liquids (BTL) plants An engineering assessment,“ ECN - Biomass, Coal & Environmental Research, 2006.
- [152] G. Haarlemmer, G. Boissonnet, J. Imbach, P. A. Setier und E. Peduzzi, „Second generation BtL type biofuels - A production cost analysis,“ Energy and Environmental Science, Bd. 5, S. 8445-8465, 2012.
- [153] A. L. Villanueva Perales, C. Reyes Valle, P. Ollero und A. Gómez-Barea, „Technoeconomic assessment of ethanol production via thermochemical conversion of biomass by entrained flow gasification,“ Energy, Bd. 36, S. 4097-4108, 2011.
- [154] M. Ringer, V. Putsche und J. Scahill, „Large-Scale Pyrolysis Oil Production: A Technology Assessment and Economic Analysis,“ Nrel/Tp-510-37779, 2006.

- [155] R. Wooley, M. Ruth, J. Sheehan, H. Majdeski und A. Galvez, „Lignocellulosic Biomass to Ethanol Process Design and Economics Utilizing Co-Current Dilute Acid Prehydrolysis and Enzymatic Hydrolysis Current and Futuristic Scenarios Lignocellulosic Biomass to Ethanol Process Design and Economics Utilizing Co-Current D,“ NREL/TP-580-26157, 1999.
- [156] D. Humbird, R. Davis, L. Tao, C. Kinchin, D. Hsu, A. Aden, P. Schoen, J. Lukas, B. Olthof, M. Worley, D. Sexton und D. Dudgeon, „Process Design and Economics for Biochemical Conversion of Lignocellulosic Biomass to Ethanol: Dilute-Acid Pretreatment and Enzymatic Hydrolysis of Corn Stover,“ NREL/TP-5100-47764, 2011.
- [157] E. Gnansounou und A. Dauriat, „Techno-economic analysis of lignocellulosic ethanol: A review,“ *Bioresource Technology*, Bd. 101, Nr. 13, S. 4980-4991, 2010.
- [158] T. D. Foust, A. Aden, A. Dutta und S. Phillips, „An economic and environmental comparison of a biochemical and a thermochemical lignocellulosic ethanol conversion processes,“ *Cellulose*, Bd. 16, Nr. 4, S. 547-565, 2009.
- [159] J. G. Jonker, F. van der Hilst, H. M. Junginger, O. Cavalett, M. F. Chagas und A. P. Faaij, „Outlook for ethanol production costs in Brazil up to 2030, for different biomass crops and industrial technologies,“ *Applied Energy*, Bd. 147, S. 593-610, 2015.
- [160] E. Joelsson, B. Erdei, M. Galbe und O. Wallberg, „Techno-economic evaluation of integrated first- and second-generation ethanol production from grain and straw,“ *Biotechnology for Biofuels*, Bd. 9, Nr. 1, S. 1-16, 2016.
- [161] O. Onel, A. M. Niziolek, J. A. Elia, R. C. Baliban und C. A. Floudas, „Biomass and natural gas to liquid transportation fuels and olefins (BGTL+C2-C4): Process synthesis and global optimization,“ *Industrial and Engineering Chemistry Research*, Bd. 54, Nr. 1, S. 359-385, 2015.
- [162] J. D. Holladay, J. Hu, D. L. King und Y. Wang, „An overview of hydrogen production technologies,“ *Catalysis Today*, Bd. 139, Nr. 4, S. 244-260, 2009.
- [163] D. H. König, *Techno-ökonomische Prozessbewertung der Herstellung synthetischen Flugturbinentreibstoffes aus CO₂ und H₂*, 2016.
- [164] R. C. Baliban, J. A. Elia und C. A. Floudas, „Toward Novel Hybrid Biomass, Coal, and Natural Gas Processes for Satisfying Current Transportation Fuel Demands, 1: Process Alternatives, Gasification Modeling, Process Simulation, and Economic Analysis,“ *Industrial & Engineering Chemistry Research*, Bd. 49, Nr. 16, S. 7343-7370, 2010.
- [165] O. Y. Elseragawy, A. Hoadley, J. Patel, T. Bhatelia, S. Lim, N. Haque und C. Li, „Thermo-economic analysis of reverse water-gas shift process with different temperatures for green methanol production as a hydrogen carrier,“ *Journal of CO₂ Utilization*, Bd. 41, S. 101280, 2020.
- [166] F. Trippe, M. Fröhling, F. Schultmann, R. Stahl, E. Henrich und A. Dalai, „Comprehensive techno-economic assessment of dimethyl ether (DME) synthesis and Fischer-Tropsch synthesis as alternative process steps within biomass-to-liquid production,“ *Fuel Processing Technology*, Bd. 106, S. 577-586, 2013.
- [167] M. Iglesias Gonzalez, B. Kraushaar-Czarnetzki und G. Schaub, „Process comparison of biomass-to-liquid (BtL) routes Fischer-Tropsch synthesis and methanol to gasoline,“ *Biomass Conversion and Biorefinery*, Bd. 1, Nr. 4, S. 229-243, 2011.

- [168] J. Eilers, S. A. Posthuma und S. T. Sie, „The shell middle distillate synthesis process (SMDS),“ *Catalysis Letters*, Bd. 7, Nr. 1-4, S. 253-269, 1991.
- [169] S. Jones und Y. Zhu, „Techno-Economic Analysis for the Conversion of Lignocellulosic Biomass to Gasoline via the Methanol-to-Gasoline (MTG) Process,“ PNNL-18481, 2009.
- [170] M. Pérez-Fortes, J. C. Schöneberger, A. Boulamanti und E. Tzimas, „Methanol synthesis using captured CO₂ as raw material: Techno-economic and environmental assessment,“ *Applied Energy*, Bd. 161, S. 718-732, 2016.
- [171] E. D. Larson und R. Tingjin, „Synthetic fuel production by indirect coal liquefaction,“ *Energy for Sustainable Development*, Bd. 7, Nr. 4, S. 79-102, 2003.
- [172] I. Hannula und E. Kurkela, „Liquid transportation fuels via large-scale fluidised-bed gasification of lignocellulosic biomass,“ *VTT Technology* 91, 2013.
- [173] I. H. Kim, S. Kim, W. Cho und E. S. Yoon, „Simulation of commercial dimethyl ether production plant,“ *Computer Aided Chemical Engineering*, Bd. 28, S. 799-804, 2010.
- [174] A. El Sibai, L. K. Rihko Struckmann und K. Sundmacher, „Model-based Optimal Sabatier Reactor Design for Power-to-Gas Applications,“ *Energy Technology*, Bd. 5, Nr. 6, S. 911-921, 2017.
- [175] W. L. Becker, M. Penev und R. J. Braun, „Production of synthetic natural gas from carbon dioxide and renewably generated hydrogen: A techno-economic analysis of a power-to-gas strategy,“ *Journal of Energy Resources Technology*, Bd. 141, Nr. 2, S. 1-11, 2019.
- [176] P. Tunå und C. Hulteberg, „Woody biomass-based transportation fuels - A comparative techno-economic study,“ *Fuel*, Bd. 117, S. 1020-1026, 2014.
- [177] J. Kopyscinski, T. J. Schildhauer und S. M. Biollaz, „Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass - A technology review from 1950 to 2009,“ *Fuel*, Bd. 89, Nr. 8, S. 1763-1783, 2010.
- [178] I. Hannula, „Hydrogen enhancement potential of synthetic biofuels manufacture in the European context: A techno-economic assessment,“ *Energy*, Bd. 104, S. 199-212, 2016.
- [179] F. A. Fernandes und U. M. Teles, „Modeling and optimization of Fischer-Tropsch products hydrocracking,“ *Fuel Processing Technology*, Bd. 88, Nr. 2, S. 207-214, 2007.
- [180] M. M. Habib, „Middle Distillate Selective Hydrocracking Process“. USA Patent US5925235A, 20 07 1999.
- [181] M. Xu, J. H. Lunsford, D. Goodman und A. Bhattacharyya, „Synthesis of dimethyl ether (DME) from methanol over solid-acid catalysts,“ *Applied Catalysis A: General*, Bd. 149, Nr. 2, S. 289-301, 1997.
- [182] Y. Zhu, S. Tjokro Rahardjo, C. Valkenburg, L. Snowden-Swan, S. Jones und M. Machinal, „Techno-economic Analysis for the Thermochemical Conversion of Biomass to Liquid Fuels (U.S. DOE),“ PNNL-19009, 2011.
- [183] Halsor Topsoe, „Gasoline Synthesis TIGAS,“ [Online].
<https://www.topsoe.com/processes/gasoline-synthesis/tigas>. [Zugriff am 01.04.2021].

- [184] A. W. Zimmermann, E. Gençer, F. O'Sullivan und R. Schmäcker, „E-Fuels as Carbon Capture and Utilization Option for the Industry? A Standardized Techno-Economic Assessment of Methanol and OMEs,“ 14th Greenhouse Gas Control Technologies Conference , Melbourne, 2018.
- [185] D. Oestreich, Prozessentwicklung zur Gewinnung von Oxymethylenethern (OME) aus Methanol und Formaldehyd (Dissertation), Karlsruhe, 2017.
- [186] T. M. Moustafa, „Simulation of the Industrial Packed Bed Catalytic Reactor for the Partial Oxidation of Methanol to Formaldehyde,“ Developments in Chemical Engineering and Mineral Processing, Bd. 11, Nr. 3-4, S. 337-347, 2003.
- [187] D. Zhou, J. Guo, Y. Zhu, Y. Zhuo und Y. Sha, „Synthesis and Analysis of Reactive Dividing-Wall Distillation for Methylal Production,“ Chemical Engineering and Technology, Bd. 43, Nr. 7, S. 1350-1360, 2020.
- [188] T. Grützner, H. Hasse, N. Lang, M. Siegert und E. Ströfer, „Development of a new industrial process for trioxane production,“ Chemical Engineering Science, Bd. 62, Nr. 18-20, S. 5613-5620, 2007.
- [189] K. Hamanaka, T. Iwaisako, J. Masamoto und K. Yoshida, „Process for Separating Trioxane“. USA Patent US4332644A, 08 06 1981.
- [190] J. Burger, E. Ströfer und H. Hasse, „Chemical Equilibrium and Reaction Kinetics of the Heterogeneously Catalyzed Formation of Poly(oxymethylene) Dimethyl Ethers from Methylal and Trioxane,“ Industrial & Engineering Chemistry Research, Bd. 51, Nr. 39, S. 12751-12761, 2012.
- [191] J. Schröder und K. Görsch, „Storage Stability and Material Compatibility of Poly(oxymethylene) Dimethyl Ether Diesel Fuel,“ Energy and Fuels, Bd. 34, S. 450-459, 2020.
- [192] A. Tremel, D. Becherer, S. Fendt, M. Gaderer und H. Spliethoff, „Performance of entrained flow and fluidised bed biomass gasifiers on different scales,“ Energy Conversion and Management, Bd. 69, S. 95-106, 2013.
- [193] S. Schiebahn, T. Grube, M. Robinius, L. Zhao, A. Otto, B. Kumar, M. Weber und D. Stolten, „Power to Gas,“ Transition to Renewable Energy Systems, Weinheim, Wiley-VCH Verlag, 2013, S. 813-843.
- [194] A. Wang, K. van der Leun, D. Peters und M. Buseman, „European Hydrogen Backbone,“ 2020.
- [195] G. Brändle, M. Schönfisch und S. Schulte, „Estimating long-term global supply costs for low-carbon hydrogen,“ EWI Working Paper, No. 20/04, 2020.
- [196] Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, „CO₂-Bilanzen verschiedener Energieträger im Vergleich, Zur Klimafreundlichkeit von fossilen Energien, Kernenergie und erneuerbaren Energien,“ 2007.
- [197] R. Edwards, J.-F. Larivé, D. Rickeard und W. Weindorf, „JEC WELL-TO-WHEELS ANALYSIS: WELL-TO-TANK Report Version 4.a,“ 2014.
- [198] J. McKechnie, M. Pourbafrani, B. A. Saville und H. L. MacLean, „Exploring impacts of process technology development and regional factors on life cycle greenhouse gas emissions of corn stover ethanol,“ Renewable Energy, Bd. 76, S. 726-734, 2015.

- [199] T. Brown, „Ammonia production causes 1% of total global GHG emissions,“ Ammonia Industry, [Online]. <https://ammoniaindustry.com/ammonia-production-causes-1-percent-of-total-global-ghg-emissions/>. [Zugriff am 21.04.2021].
- [200] Umweltbundesamt 29/2012, „Carbon Footprint – Teilgutachten,“ 2012.
- [201] Y. A. Daza und J. N. Kuhn, „CO₂ conversion by reverse water gas shift catalysis: Comparison of catalysts, mechanisms and their consequences for CO₂ conversion to liquid fuels,“ RSC Advances, Bd. 6, S. 49675-49691, 2016.
- [202] V. V. Galvita, H. Poelman, V. Bliznuk, C. Detavernier und G. B. Marin, „CeO₂-modified Fe₂O₃ for CO₂ utilization via chemical looping,“ Industrial and Engineering Chemistry Research, Bd. 52, Nr. 25, S. 8416-8426, 2013.
- [203] S. H. Jensen, P. H. Larsen und M. Mogensen, „Hydrogen and synthetic fuel production from renewable energy sources,“ International Journal of Hydrogen Energy, Bd. 32, S. 3253-3257, 2007.
- [204] R. Andika, A. B. D. Nandiyanto, Z. A. Putra, M. R. Bilad, Y. Kim, C. M. Yun und M. Lee, „Co-electrolysis for power-to-methanol applications,“ Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 95, S. 227-241, 2018.
- [205] Euwid-Energie, „Power-to-X: Sunfire ermöglicht 80 Prozent Wirkungsgrad bei Produktion von Synthesegas,“ 16 1 2019. [Online]. [Zugriff am 10.05.2021].
- [206] A. Uslu, A. P. Faaij und P. C. Bergman, „Pre-treatment technologies, and their effect on international bioenergy supply chain logistics. Techno-economic evaluation of torrefaction, fast pyrolysis and pelletisation,“ Energy, Bd. 33, S. 1206-1223, 2008.
- [207] A. Zurbel, M. Kraft, S. Kavurucu-Schubert und M. Bertau, „Methanol Synthesis by CO₂ Hydrogenation over Cu/ZnO/Al₂O₃ Catalysts under Fluctuating Conditions,“ Chemie-Ingenieur-Technik, Bd. 90, Nr. 5, S. 721-724, 2018.
- [208] L. Schlapbach und A. Züttel, „Hydrogen-storage materials for mobile applications,“ Nature, S. 353-358, 2002.
- [209] Q. Zhang, J. Chang, T. Wang und Y. Xu, „Review of biomass pyrolysis oil properties and upgrading research,“ Energy Conversion and Management, Bd. 48, S. 87-92, 2007.
- [210] É. Yáñez, H. Meerman, A. Ramírez, É. Castillo und A. Faaij, „Assessing bio-oil co-processing routes as CO₂ mitigation strategies in oil refineries,“ Biofuels, Bioproducts and Biorefining, Bd. 15, S. 305-333, 2021.
- [211] FCH, „Clean Refinery Hydrogen for Europe - REFHYNE,“ 2017. [Online]. <https://www.fch.europa.eu/project/clean-refinery-hydrogen-europe>.
- [212] L. Li, Y. Ge, M. Wang, J. Li, Z. Peng, Y. Song und L. Zhang, „Effect of gasoline/methanol blends on motorcycle emissions: Exhaust and evaporative emissions,“ Atmospheric Environment, Bd. 102, S. 79-85, 2015.
- [213] M. Härtl, P. Seidenspinner, E. Jacob und G. Wachtmeister, „Oxygenate screening on a heavy-duty diesel engine and emission characteristics of highly oxygenated oxymethylene ether fuel,“ Fuel, Bd. 153, S. 328-335, 2015.

- [214] A. Gremminger, J. Pihl, M. Casapu, J. D. Grunwaldt, T. J. Toops und O. Deutschmann, „PGM based catalysts for exhaust-gas after-treatment under typical diesel, gasoline and gas engine conditions with focus on methane and formaldehyde oxidation,“ *Applied Catalysis B: Environmental*, Bd. 265, S. 118571, 2020.
- [215] D. Chandran, „Compatibility of diesel engine materials with biodiesel fuel,“ *Renewable Energy*, Bd. 147, S. 89-99, 2020.
- [216] M. Kass, M. Wissink, C. Janke, R. Connatser und S. Curran, „Compatibility of Elastomers with Polyoxymethylene Dimethyl Ethers and Blends with Diesel,“ *SAE Technical Papers 20PFL-0705*, 2020.
- [217] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes,“ 12 05 2021.
- [218] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, „Verkehr in Zahlen 2019/2020,“ DVV Media Group, Hamburg, 2018.
- [219] U. Kramer, F. Ortloff, S. Stollenwerk und R. Thee, „Defossilisierung des Transportsektors,“ 2018.
- [220] Umweltbundesamt (Österreich), „Emissionsfaktoren der Verkehrsmittel,“ 2018. [Online]. https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/umweltthemen/verkehr/1_verkehrsmittel/EKZ_Pkm_Tkm_Verkehrsmittel.pdf. [Zugriff am 15.04.2020].
- [221] R. Hino, K. Haga, H. Aita und K. Sekita, „38. R&D on hydrogen production by high-temperature electrolysis of steam,“ *Nuclear Engineering and Design*, Bd. 233, S. 363-375, 2004.
- [222] H. L. Chum, D. K. Johnson, S. Black, J. Baker, K. Grohmann, K. V. Sarkanen, K. Wallace und H. A. Schroeder, „Organosolv pretreatment for enzymatic hydrolysis of poplars: I. Enzyme hydrolysis of cellulosic residues,“ *Biotechnology and Bioengineering*, Bd. 31, Nr. 7, S. 643-649, 1988.
- [223] R. P. Anex, A. Aden, F. K. Kazi, J. Fortman, R. M. Swanson, M. M. Wright, J. A. B. R. C. Satrio, D. E. Daugaard, A. Platon, G. Kothandaraman, D. D. Hsu und A. Dutta, „Techno-economic comparison of biomass-to-transportation fuels via pyrolysis, gasification, and biochemical pathways,“ *Fuel*, Bd. 89, Nr. Suppl. 1, S. S29-S35, 2010.
- [224] D. Fu, G. Mazza und Y. Tamaki, „Lignin extraction from straw by ionic liquids and enzymatic hydrolysis of the cellulosic residues,“ *Journal of Agricultural and Food Chemistry*, Bd. 58, Nr. 5, S. 2915-2922, 2010.
- [225] M. Rarbach und Y. Sörtl, „Sunliquid®: Sustainable and competitive cellulosic ethanol from agricultural residues,“ *Chimia*, Bd. 67, Nr. 10, S. 732-734, 2013.
- [226] eilbote online, „Stroh statt Körner: Interessante ALternative für Biogasanlagen,“ 2015. [Online]. <https://www.eilbote-online.com/artikel/stroh-statt-koerner-interessante-alternative-fuer-biogasanlagen-13057>.
- [227] Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft, „Standpunkt zur Vergärung von Stroh in landwirtschaftlichen Biogasanlagen,“ 2014. [Online]. http://www.tll.de/www/daten/publikationen/standpunkte/st_bstroh.pdf.

- [228] J. Artz, T. E. Müller, K. Thenert, J. Kleinekorte, R. Meys, A. Sternberg, A. Bardow und W. Leitner, „Sustainable Conversion of Carbon Dioxide: An Integrated Review of Catalysis and Life Cycle Assessment,“ *Chemical Reviews*, Bd. 118, Nr. 2, S. 434-504, 2018.
- [229] F. Graf, A. Krajete und U. Schmack, „Abschlussbericht: Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten,“ 2014.
- [230] M. Kaltschmitt und U. Neuling, *Biokerosene - Status and Prospects*, Berlin: Springer, 2018.
- [231] M. E. Dry, „High quality diesel via the Fischer-Tropsch process - a review,“ *Journal of Chemical Technology & Biotechnology*, Bd. 77, S. 43-50, 2002.
- [232] E. D. Larson, H. Jin und F. E. Celik, „Gasification-Based Fuels and Electricity Production from Biomass , without and with Carbon Capture and Storage,“ *Fourth annual conference on carbon capture & sequestration*, Alexandria. VA, 2005.
- [233] MMSA, „Global Methanol Supply and Balance,“ 2021. [Online].
<https://www.methanol.org/methanol-price-supply-demand/>.
- [234] S. Lee, V. R. Parameswaran, I. Wender und C. J. Kulik, „The Roles of Carbon Dioxide in Methanol Synthesis,“ *Fuel Science and Technology International*, Bd. 7, Nr. 8, S. 1021-1057, 1989.
- [235] C. P. Renk, „Die einstufige Dimethylether-Synthese aus Synthesegas,“ Karlsruhe, 2009.
- [236] M. Shemfe, S. Gu und B. Fidalgo, „Techno-economic analysis of biofuel production via bio-oil zeolite upgrading: An evaluation of two catalyst regeneration systems,“ *Biomass and Bioenergy*, Bd. 98, S. 182-193, 2017.
- [237] G. J. Millar und M. Collins, „Industrial Production of Formaldehyde Using Polycrystalline Silver Catalyst,“ *Industrial and Engineering Chemistry Research*, Bd. 56, S. 9247-9265, 2017.
- [238] D. Kong, J. Liu, L. Zhang, H. He und Z. Fang, „Thermodynamic and Experimental Analysis of an Ammonia-Water Absorption Chiller,“ *Energy and Power Engineering*, Bd. 2, S. 298-305, 2010.
- [239] J. C. Bruno, V. Ortega-López und A. Coronas, „Integration of absorption cooling systems into micro gas turbine trigeneration systems using biogas: Case study of a sewage treatment plant,“ *Applied Energy*, Bd. 86, S. 837-847, 2009.
- [240] A. C. Caputo, P. M. Pelagagge und P. Salini, „Heat exchanger design based on economic optimisation,“ *Applied Thermal Engineering*, Bd. 28, S. 1151-1159, 2008.
- [241] F. Trippe, M. Fröhling, F. Schultmann, R. Stahl und E. Henrich, „Techno-economic assessment of gasification as a process step within biomass-to-liquid (BtL) fuel and chemicals production,“ *Fuel Processing Technology*, Bd. 92, S. 2169-2184, 2011.
- [242] Ship & Bunker, „Rotterdam Bunker Prices,“ [Online].
<https://shipandbunker.com/prices/emea/nwe/nl-rtm-rotterdam>. [Zugriff am 10/2020].
- [243] D. Krieg, „Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff,“ *Forschungszentrum Jülich*, 2012.
- [244] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „Amtliche Mineralöl-daten für Deutschland,“ 2017.

- [245] sunfire GmbH, „Pressemitteilung: Sunfire supplies Boeing with world's largest commercial reversible electrolysis (RSOC) System,“ 2016.
- [246] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Zahlen und Fakten Energiedaten,“ 2017.
- [247] D. Sheldon, „Methanol production - A technical history,“ Johnson Matthey Technology Review, Bd. 61, Nr. 3, S. 172-182, 2017.
- [248] M. Kuschel, „Technology for synthetic gasoline,“ 9th International Freiberg Conference, Berlin, 2018.
- [249] A. McDonald und L. Schratzenholzer, „Learning curves and technology assessment,“ International Journal of Technology Management, Bd. 23, Nr. 7/8, S. 718-745, 2006.

Anlagen

- Anlage 1a** Zulässige THG-Jahresemissionen gemäß Klimaschutzgesetz
- Anlage 1b** Geforderte Reduzierung THG-Jahresemissionen (bezogen auf das Jahr 1990) gemäß Klimaschutzgesetz
- Anlage 2** Ermittlung des Endenergiebedarfs im Verkehr
- Anlage 3** Biomassepotenzial Deutschland 2050
- Anlage 4** Ermittlung der spezifischen Radenergie
- Anlage 5** Prozessmodule – technischer Anhang
- Anlage 6** Modellierung von Wärmeströmen und Kühlbedarf – technischer Anhang
- Anlage 7** Transport – technischer Anhang
- Anlage 8** Berechnung des Strombedarfs für Sektorkopplung

Anlage 1a

Zulässige THG-Jahresemissionen gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz

Jahresemissionsmenge in Mio. t CO ₂ -Äquivalent	Basis 1990	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Energiewirtschaft	466	280		257								175 108
Industrie	284	186	182	177	172	168 165	163 157	158 149	154 140	149 132	145 125	140 118
Gebäude	210	118	113	108	103 102	99 97	94 92	89 87	84 82	80 77	75 72	70 67
Verkehr	164	150	145	139	134	128	123	117	112	106 105	101 96	95 85
Landwirtschaft	90	70	68	67	66	65	64 63	63 62	61	60 59	59 57	58 56
Abfallwirtschaft und Sonstige	38	9	9	8	8	7	7	7 6	6	6 5	5	5 4
Gesamt	1251	813		756								3011 438

Rote Werte: Verschärfungen gemäß Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 12.05.2021 [217]

Anlage 1b

Geforderte Reduzierung THG-Jahresemissionen (bezogen auf das Jahr 1990) gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz

Reduzierung gegenüber 1990 in %	1990	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Energiewirtschaft	0	40%		45%								62% 77%
Industrie	0	34%	36%	38%	39%	41% 42%	43% 45%	44% 48%	46% 51%	47% 54%	49% 56%	51% 58%
Gebäude	0	44%	46%	49%	51% 51%	53% 54%	55% 56%	58% 59%	60% 61%	62% 63%	64% 66%	67% 68%
Verkehr	0	8%	12%	15%	18%	22%	25%	29%	32%	35% 56%	38% 41%	42% 48%
Landwirtschaft	0	22%	24%	25%	27%	28%	29% 30%	30% 31%	32%	33% 34%	34% 37%	35% 38%
Abfallwirtschaft und Sonstige	0	77%	77%	79%	79%	82%	82%	82% 84%	84%	84% 87%	87%	87% 89%
Gesamt	0	35%		40%								57% 65%

Rote Werte: Verschärfungen gemäß Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 12.05.2021 [217]

Anlage 2

Ermittlung des Endenergiebedarfs im Verkehr

In einem ersten Schritt wird ausgehend von einer benötigten Transportleistung der Energiebedarf, aufgeschlüsselt nach Energieträgerarten (DK, OK, Gase, Strom), ermittelt. Dabei können der Grad der Elektrifizierung, die Verteilung auf verschiedene Verkehrsmittel und ggf. Effizienzsteigerungen vorgegeben bzw. variiert werden (unterschiedliche Szenarien). Im zweiten Schritt wird detailliert ein Kraftstoff-/Energieträger-Mix quantifiziert, der auch die benötigten Mengen an THG-reduzierten Kraftstoffen und/oder den Elektrifizierungsgrad für die Erfüllung der Klimaziele beinhaltet. Dazu wird sukzessive der Bedarf an den verschiedenen Kraftstoffen/Energieträgern in der folgenden Reihenfolge ermittelt:

1. Menge an fortschrittlichen Biokraftstoffen (BtL-Diesel, Celluloseethanol) zur Erfüllung des Mindestanteils nach der Neufassung der 38. BImSchV (2,6 Energie-% im Jahr 2030),
2. Menge an UCOME (Methylester von Altspeiseölen) als maximal anrechenbarer Anteil nach 38. BImSchV (1,9 Energie-%),
3. Menge an konventionellen Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futterpflanzen (FAME, Ethanol) unter Berücksichtigung der berechneten UCOME- bzw. Celluloseethanol-Mengen (Obergrenzen gemäß Kraftstoffnormung: 7 Vol.-% bzw. 10 Vol.-%), Überprüfung, ob Obergrenze gemäß 38. BImSchV (< 4,4 Energie-% ab 2022) eingehalten wird,
4. ergänzende Menge an HVO bis Obergrenze für Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futterpflanzen von 4,4 Energie-% gemäß 38. BImSchV erreicht ist,
5. Menge an zusätzlich für die Erfüllung der Klimaziele benötigten fortschrittlichen Kraftstoffe.

Das Modell berücksichtigt eine Obergrenze für paraffinische Kraftstoffe (z. B. HVO und FT-Diesel) von 26 Vol.-%. Überschreitet der Bedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen diesen Wert, wird konventionelles Benzin durch synthetisches Benzin ersetzt. Des Weiteren werden auch die verschiedenen Energieinhalte und Dichten der einzelnen Kraftstoffe berücksichtigt. Im Wechselspiel mit den Begrenzungen und Mindestquoten führen diese jedoch bei jeder Änderung der energetischen Kraftstoffzusammensetzung zu Verschiebungen in den Volumenanteilen. Da dadurch viele Größen voneinander abhängig sind, muss im Modell die Kraftstoffzusammensetzung vergleichsweise aufwendig iterativ ermittelt werden, damit alle Randbedingungen eingehalten werden.

Anlage 3

Biomassepotenzial Deutschland 2050 (FNR)

Schätzung des einheimischen Biomassepotenzials im Jahr 2050 [29]

	Gesamtpotenzial bis 2050 (in PJ)	davon heute noch ungenutzt	Quelle
Energie aus der Landwirtschaft			
Energiepflanzen ^{*)}	732	66 %	AFC, FNR, KTBL, BMERV/BMU
Stroh	142	99 %	DBFZ
Gülle und Mist	114	61 %	DBFZ
Energie aus Holz			
Wald- und Schwachholz	343	64 %	DBFZ
Energieholz aus dem Wald (nicht aus Resten)	90	0 %	AFC, DBFZ
Landschaftspflegegut	46	33 %	DBFZ
Industrierestholz	123	0 %	DBFZ
Altholz	95	0 %	DBFZ
Energie aus Abfällen			
	134	3 %	DBFZ
Summe	1.819	51 %	

^{*)} Annahmen: 4 Mio. ha Ackerfläche, Ertrag 10 t/ha, Energiegehalt 18,3 GJ/t

Quellen der Zahlen:

Anhang zum „Nationalen Biomasseaktionsplan für Deutschland“, BMELV/BMU, 2009

„Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen – Status Quo in Deutschland, Deutsches Biomasseforschungszentrum DBFZ, 2015

„Erhebung statistischer Daten zu Preisen, Anbau und Verarbeitung nachwachsender Rohstoffe“, AFC Consulting Group (i. A. der FNR), 2015

„Energieverbrauch in Deutschland im Jahre 2014“, AG Energiebilanzen e.V., 3/2015

„Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“, hier: „Zielszenario“, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung, Prognos (i.A. des BMWi), 2014

FNR: Anbau Nachwachsender Rohstoffe in Deutschland, 2015

FNR: Leitfaden Feste Biobrennstoffe, 2014

KTBL: Energiepflanzen – Daten für die Planung des Energiepflanzenanbaus, 2. Auflage, 2012

„Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, hier: „Szenario NaturschutzPlus“, BMU 2004

Anlage 4

Ermittlung der spezifischen Radenergie

Die verkehrsbedingten THG-Emissionen werden als absolute Größe maßgeblich durch den Energieverbrauch und somit von der realisierten Transportleistung bestimmt. Um den Einfluss des Transportbedarfs auf die für die Erfüllung Klimaziele erforderliche Menge an fortschrittlichen Kraftstoffen zu verdeutlichen und die Effekte verschiedener Maßnahmen aufzuzeigen, wurde der Begriff der „Radenergie“ eingeführt. Darunter wird der Energiebetrag verstanden, der an den Antriebsrädern für den Vortrieb des Fahrzeugs zur Verfügung stehen muss. Mit Hilfe der Radenergie können unterschiedliche Transportleistungen (Personen- bzw. Tonnen-km) im Straßen- und Schienenverkehr mit einem Energiebedarf verknüpft werden. Diese Größe ist wirkungsgradunabhängig, so dass Antriebssysteme mit unterschiedlichen Wirkungsgraden berücksichtigt werden können. Die Radenergie ergibt sich für das jeweilige Transportmittel als Produkt aus spezifischer Radenergie e_W und der entsprechenden Transportleistung (in Personen- bzw. Tonnen-km). Die spezifische Radenergie e_W kann nach Gleichung (1) aus dem Energieinhalt E_T der in einem Bereich verbrauchten Endenergieträger, den in dem Bereich erbrachten Transportleistungen s_T und den dazugehörigen Tank-to-Wheel-Wirkungsgraden η_{TTW} abgeschätzt werden.

$$e_W = \frac{E_T \cdot \eta_{TTW}}{s_T} \quad (1)$$

Die spezifischen Radenergien der einzelnen Transportbereiche sind in Tabelle 39 aufgeführt. Als Berechnungsgrundlage dienten die offiziellen Zahlen zu den Endenergieverbräuchen und Transportleistungen in den einzelnen Verkehrsbereichen für das Jahr 2017 [218] und die Tank-to-Wheel-Wirkungsgrade aus dem Bericht [219], die Wirkungsgrade von Bussen und dieselgetriebenen Schienenfahrzeugen wurden den Wirkungsgraden von Lkw gleichgesetzt.

Tabelle 39 Spezifische Radenergien und Tank-to-Wheel-Wirkungsgrade für verschiedene Transportmittel

Bereich	Spezifische Radenergie e_W	Transportmittel	Tank-to-Wheel-Wirkungsgrad η_{TTW}
Personenverkehr (Straße)	0,625 PJ/Mrd. Personen-km	Pkw (OK)	28,7 %
		Pkw (DK)	30,5 %
		Pkw (elektrisch)	80 %
		Bus (DK)	42 %
Güterverkehr (Straße)	0,425 PJ/Mrd. Tonnen-km	Lkw (DK)	42 %
Schienenverkehr	0,183 PJ/Mrd. Personen- bzw. Tonnen-km	Schiene (DK)	42 %
		Schiene (elektrisch)	85 %

Aufgrund der höheren logistischen Effizienz wird im Schienenverkehr gegenüber dem Straßenverkehr nur ein Bruchteil der Radenergie für die gleichen geleisteten Personen-

bzw. Tonnen-km benötigt. Nach Angaben des österreichischen Umweltbundesamts [220] kann eine Reduktion der Radenergie auf 37 % beim Schienenpersonenverkehr und 38 % im Schienengüterverkehr gegenüber dem jeweiligen Straßenverkehr abgeleitet werden. Für Busse beträgt nach Angaben aus der gleichen Quelle die notwendige Radenergie 28 % gegenüber dem motorisierten Individualverkehr.

Anlage 5

Prozessmodule – technischer Anhang

An dieser Stelle sollen die technischen Details der in Kapitel 6.2.4 überblickartig dargestellten Prozessmodule detaillierter beschrieben werden. Die meisten der Prozessmodule wurden in der Software Aspen Plus modelliert. Diese Modellierung war zum Teil vereinfacht, es fehlt die Modellierung einiger Nebenaggregate, auch sind die Prozesse keiner intensiven Optimierung unterzogen worden. Es kann dennoch von einer guten und vergleichbaren Abschätzung der stofflichen Ausbeuten und Energieströme ausgegangen werden.

Die Kapitalkosten der einzelnen Module sind nicht modelliert worden, sie wurden durch in der Literatur angegebene Werte bestimmt. Dabei wurden abweichende Größen über Skalierungsfaktoren berücksichtigt. Zudem fand eine Umrechnung der Anlagenkosten vom jeweiligen in der betreffenden Literatur angegebenen Bezugsjahr auf das Jahr 2018 statt.

Die nachstehenden Prozesse und Teilprozesse wurden als Module definiert und in Aspen Plus modelliert:

- Alkalielektrolyse
- CO₂-Abscheidung aus Luft (DAC)
- CO₂-Abscheidung aus Punktquelle
- Biomassevergasung – Wirbelschicht
- Biomassevergasung – Flugstrom
- Celluloseethanol
- Wassergas-Shift
- Reverse Wassergas-Shift
- Methanisierung aus CO₂ und H₂
- Methanisierung aus CO und H₂
- Fischer-Tropsch-Synthese
- Upgrading von Fischer-Tropsch-Produkten
- DME-Synthese aus Synthesegas
- Methanolsynthese
- DME-Synthese aus Methanol
- MtG-Benzinsynthese
- OME-Synthese (4 Teilmodelle)
 - Formaldehydsynthese
 - Methylalsynthese
 - Trioxansynthese
 - eigentliche OME-Synthese

Diese Module werden im Folgenden detailliert beschrieben. Für die Prozessmodellierung der gesamten Verfahrensketten werden die Module ggf. entsprechend gekoppelt.

Alkalielektrolyse

Prozess

Die Grundlage aller Power-to-X-Ketten ist die elektrolytische Spaltung von Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff. Für diese Elektrolyse gibt es mehrere Verfahren, das derzeit am meisten etablierte Verfahren ist die Alkalielektrolyse. Bei dieser fungiert eine Kaliumhydroxidlösung als Elektrolyt.

Der Strombedarf einer modernen Alkalielektrolyseanlage für 1kg Wasserstoff liegt nach [8] derzeit bei ca. 51,8 kWh/kg, dies entspricht einem heizwertbezogenen Wirkungsgrad von 64,3 %. Nach dieser und auch anderen Studien [144], [8] liegt der Bereich des auch für die Zukunft prognostizierten Energieaufwandes zwischen 45,7 und 62,9 kWh/kg Wasserstoff. Dabei wird im Mittel eine Absenkung von derzeit ca. 52 kWh/kg auf zukünftig 47 bis 49 kWh/kg erwartet.

Betriebsstoffe

Zusätzlich zum Strombedarf kommt noch ein Bedarf an Reinwasser hinzu. Die Zellen der Elektrolyse müssen alle 10 Jahre getauscht werden, wodurch jeweils ca. 25 % der Kapitalkosten anfallen [144]. Das anfallende Nebenprodukt Sauerstoff kann prinzipiell auch verkauft werden [128].

Ströme

Die wichtigsten Stoff- und Energieströme sind in Tabelle 40 angegeben. Es wurde die Stöchiometrie der Wasserelektrolyse zugrunde gelegt.

Tabelle 40 Übersicht über Stoff- und Energieströme bei Erzeugung von 1kg H₂ über Elektrolyse

	EIN		AUS	
Stoffströme	H ₂ O (rein):	8,94 kg	H ₂ : O ₂ :	1 kg 7,94 kg
Energieströme	Elektrizität:	190,4 MJ		

Nebenprodukte

Als Nebenprodukt der Elektrolyse fällt Sauerstoff an, der für viele Prozesse benötigt wird. Es bietet sich an, den Standort des Elektrolyseurs so zu wählen, dass der Sauerstoff verkauft werden kann.

Kapitalkosten

In Tabelle 41 ist eine Übersicht über Literaturdaten zu Kapitalkosten der Elektrolyse enthalten, alle Wert wurden auf TIC-Basis (s. S. 84 in Abschnitt 6.2.2) mit den genannten Faktoren umgerechnet. Als Währungsbasis wurde einheitlich auf € (2018) umgerechnet.

Der hervorgehobene Wert für 2030 aus [8] wird als Bezugspunkt für die Modellierung verwendet. Er ist der einzige Wert, der für sehr große Elektrolyse-Anlagen ausgewiesen ist und liegt in dem Bereich, den auch andere Quellen als mittel- bis langfristig plausibel ansehen.

Tabelle 41 Kapitalkosten – Literaturwerte für Alkalielektrolyse (TIC-Bezug)

Anlagengröße MW (el.)	Kosten M€ (2018)	Bezugsjahr	spez. CAPEX €/kW (el.)	Quelle
0,0266	0,3	2008	11130	[144]
0,266	1,2	2008	4593	[144]
2,66	5,0	2008	1895	[144]
1	1,5	2020	1486	[8]
5	3,4	2020	682	[8]
1	0,8	2030	827	[8]
5	1,9	2030	379	[8]
100	27,5	2030	275	[8]
1	0,5	2050	547	[8]
5	1,3	2050	251	[8]
100	16,8	2050	168	[8]
1	1,6	2017	1600	[146]
2+	1,8+	2020	900	[146]
2+	1,4+	2030	700	[146]
k.A.	k.A.	2019	440-1231	[143]
k.A.	k.A.	2030	352-747	[143]
k.A.	k.A.	langfristig	175-615	[143]
k.A.	k.A.	2019 – China	175	[145]
k.A.	k.A.	2030 – China	101	[145]

Der Degressionskoeffizient χ ist anhand der Daten aus [8] mit 0,76 abgeschätzt worden.

Anmerkungen

Da die Elektrolyse von Wasser eine Kerntechnologie für die Nutzung erneuerbarer Energie ist, gibt es vielfältige Bestrebungen diesen Prozess zu optimieren. So wird für die Elektrolyse weniger elektrische Energie benötigt, wenn das Wasser dampfförmig vorliegt [221]. Um den Aufwand für eine separate nachfolgende reversen Wassergas-Shift-Reaktion zu vermeiden, können auch Wasser und Kohlendioxid gemeinsam in einer sogenannten Co-Elektrolyse eingesetzt werden und zu Synthesegas verarbeitet werden.

CO₂-Abscheidung aus Luft

Prozess

Grundsätzlich wird bei der Abscheidung von CO₂ aus einem Gas (Luft oder Rauchgas) das CO₂ zunächst in einem Absorber selektiv chemisch gebunden. Im Anschluss findet unter Ausschluss von Luft durch Zugabe von Wärme ein Desorptionsprozess statt, durch den sehr reines CO₂ gewonnen werden kann. Anschließend beginnt ein neuer Zyklus der Absorption und Desorption.

Bei der Abscheidung von CO₂ aus Luft liegt ein wesentliches Problem darin, dass Luft anteilig nur geringe Mengen an CO₂ enthält, weswegen pro t CO₂ große Luftmengen (ca. 1,4 Mio. m³ [75]) umgesetzt werden müssen. Dafür benötigt man entsprechend viele große Lüfter, die das äußere Bild einer DAC-Anlage dominieren und einen hohen Energiebedarf haben. Im Absorber sollte aufgrund der großen durchgeschleusten Luftmengen nur ein möglichst geringer Druckverlust auftreten, um die benötigte Energiemenge für die Lüfter zu minimieren.

Der Desorptionsprozess benötigt relativ große Wärmemengen. Diese übersteigen in der Regel die erheblichen Reaktionswärmen, die bei den entsprechenden Synthesereaktionen freiwürden.

Betriebsstoffe

Es wurden keine Betriebsstoffe gesondert modelliert.

Ströme

Die benötigten Stoff- und Energieströme wurden aus Angaben der Fa. Climeworks (nach [75], [8]) ermittelt. Angenommen wurde ein CO₂-Anteil von 400 ppm in der Luft und ein Abscheidungsgrad von 90 %. Für den Energiebedarf wurden die Mittelwerte der in [8] angegebenen Spannbreiten (Wärme: 5,4...7,2 MJ/kg, Elektrizität: 0,72...1,08 MJ/kg) verwendet. Das Temperaturniveau der benötigten Desorptionswärme liegt bei diesem Verfahren bei 95 °C.

Des Weiteren wurde eine Verdichtung von Umgebungsdruck, bei dem das CO₂ zunächst vorliegt, auf 30 bar für die reverse Wassergas-Shiftreaktion (rWGS) angenommen, für die ebenfalls elektrische Energie benötigt wird. In Tabelle 42 sind die Stoff- und Energieströme zur Erzeugung von 1 kg CO₂ dargestellt.

Tabelle 42 Übersicht über Stoff- und Energieströme bei Abscheidung von 1kg CO₂ aus Luft

	EIN		AUS	
Stoffströme	Luft:	1821 kg	CO ₂ :	1 kg
Energieströme	Wärme (95 °C):	6,3 MJ	-	
	Elektrizität:	1,16 MJ		

Kapitalkosten

In der Studie [8] sind für verschiedene Größen einer DAC-Anlage bestimmte Kosten in € (2015) angegeben (Tabelle 43). Aus diesen lässt sich ein Exponent χ für die Degression von 0,79 bestimmen.

Tabelle 43 Kapitalkosten für Anlagen zur CO₂-Abscheidung aus Luft (TIC-Bezug)

Anlagengröße t/a CO ₂	Kosten M€ (2018)	Bezugsjahr	spez. CAPEX € pro t/a CO ₂	Quelle
1000	1,8	2015	1798	[8]
16000	16,5	2015	1029	[8]
160000	98,8	2015	617	[8]
980000	619,1	2018	632	[83]
980000	428,3	langfristig	437	[83]
14150	20,2	2012	1429	[80]

Die Größenordnung der in Tabelle 43 hervorgehobenen Anlage liegt zwischen der Größe, die für eine Produktion von 10 000 t/a und 100 000 t/a an PtL-Produkt notwendig wäre. Es bedarf demnach zwar kaum einer unsicherheitsbehafteten Extrapolation der Werte aus [8] um die Kapitalkosten der DAC für eine 100 000 t/a-Anlage abzuschätzen. Der Wert selbst ist jedoch wahrscheinlich aber schon das Ergebnis einer relativ unsicheren Extrapolation. Die von der Fa. Climeworks größte errichtete DAC-Anlage besitzt lediglich eine Kapazität von 900 t/a [75]. Keith et al. beschrieben eine deutlich größere Anlage [83].

Anmerkungen

Die hier betrachtete aminbasierte CO₂-Adsorption erfordert nur eine moderate Desorptionstemperatur von ca. 95 °C, so dass Niedertemperaturwärme eingesetzt werden kann. Alternativ könnten Verfahren, welche mit Kalk und Kalilauge arbeiten, zur CO₂-Abscheidung eingesetzt werden [83].

Die Modellierung weist den Prozess als relativ günstig aus. Allerdings sind sehr hohe Desorptionstemperaturen von ca. 900 °C erforderlich, welche in den meisten Konzepten über Verbrennung von Erdgas erreicht werden. Das CO₂, das dabei entsteht, wird mit abgetrennt. Das wäre im Falle einer Speicherung (CCS) noch relativ unproblematisch. Bei der hier betrachteten Nutzung für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen (CCU) würden diese jedoch zu einem signifikant erhöhten THG-Fußabdruck der Produkte führen.

CO₂-Abscheidung aus Punktquelle

Prozess

Der Prozess der CO₂-Abscheidung aus einer Punktquelle funktioniert grundsätzlich ähnlich wie der der CO₂-Abscheidung aus Luft. Durch die hohe Konzentration ist der Energieaufwand zur Abscheidung eines Großteils des Kohlendioxids deutlich geringer [148].

Bei Verbrennungsprozessen kann die Abscheidung von CO₂ optimiert werden, indem nicht Luft, sondern reiner Sauerstoff für die Verbrennung verwendet wird. Damit erhöht sich der Kohlendioxidanteil im Rauchgas, da der bei der Verbrennung mit Luft eingebrachte hohe Stickstoffstrom wegfällt. Üblicherweise wird für die Sauerstoffgewinnung eine Luftzerlegungsanlage betrieben. Bei PtL-Prozessen besteht ein möglicher Synergieeffekt darin, dass die Wasserelektrolyse als Nebenprodukt ebenfalls Sauerstoff liefert. Somit könnte die energieaufwendige Luftzerlegung bei der Verbrennung mit Sauerstoff entfallen.

Nach Modellrechnungen bewegt sich die Preisspanne für CO₂ aus Punktquellen im Bereich von 30 bis 100 €/t CO₂ [85], [130]. Besonders günstig ist die Abscheidung bei Kohlekraftwerken und Zementwerken.

Für diesen Prozess wurde auf eine Modellierung verzichtet, sondern lediglich mit einem Preis von 30 €/t CO₂ als Standardfall gerechnet. Der Preis kann im Modell jedoch auch angepasst werden.

Biomassevergasung – Wirbelschicht

Prozess

Die Modellierung der Wirbelschichtvergasung wurde der Prozess in mehrere Teilschritte unterteilt, die übersichtsartig in Abbildung 73 dargestellt sind. Das Modell besteht aus 4 Blöcken. besteht aus mehreren Teilschritten, welche übersichtsartig in dargestellt ist.

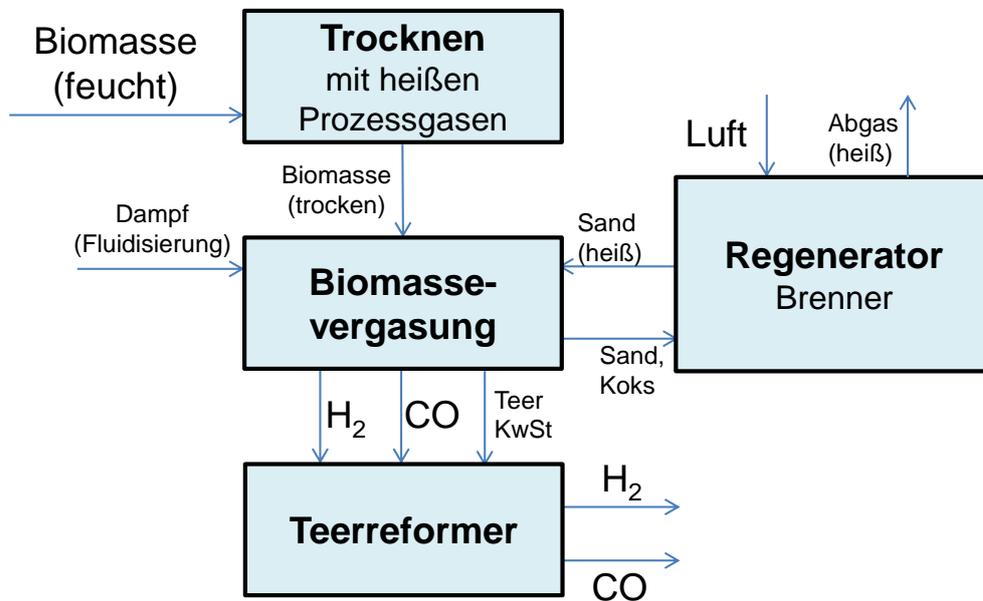


Abbildung 73 Prozessschema Biomassevergasung – Wirbelschicht

- Im ersten Modellschritt wird die zerkleinerte Biomasse bei 113 °C und Umgebungsdruck getrocknet. Die dafür notwendige Wärmemenge stammt von den Rauchgasen des Regenerators. Dafür wurde in Aspen Plus ein stöchiometrischer Reaktor, bei dem feuchte Biomasse (50 % Feuchte) zu trockener Biomasse (5 % Feuchte) und Wasser umgesetzt wird. Die Biomasse ist als nichtkonventioneller Stoff mit einer Zusammensetzung modelliert, die nach Angaben aus [123] typische Werte für Pappel, eine gut geeignete schnellwachsende Anbaubiomasse, darstellen.
- Daran schließt sich der eigentliche Vergasungsschritt an. Dieser findet in einer Wirbelschicht statt, welche zum großen Teil aus dem Wärmeüberträgermedium Sand besteht, welcher im Verhältnis von ca. 24:1 (Sand zu Biomasse) eingesetzt wird und die notwendige Prozesswärme für das Aufheizen der Biomasse und die endothermen Vergasungsreaktionen liefert. Als Fluidisierungsmedium der Wirbelschicht wird Wasserdampf eingesetzt. Die Menge beträgt dabei 40 % der eingesetzten Biomasse. Die Temperatur beträgt 890 °C. Im Modell wird der Wirbelschichtvergaser in Anlehnung an [123] bei 1,6 bar betrieben; für weitere Synthesen muss das Synthesegas im Anschluss komprimiert werden.
Die Vergasung der Biomasse wird anhand von Literaturangaben [123] über ein stöchiometrisches Reaktormodell, in dem die jeweiligen Umsätze vorgegeben sind, dargestellt. Es entstehen Koks, Teer, Synthesegas, Kohlenwasserstoffe und Asche.
- Der Koks wird vom Sand, auf dem er sich ablagert, im Regenerator verbrannt. Dabei erhitzt sich der Sand auf 1125 °C, welcher wieder zurück in den Wirbelschichtreaktor gebracht wird. Aus diesem Kreislauf werden 0,01 % des Sandes als Purgestrom entfernt

und müssen mit frischem Sand erneuert werden. Das heiße Rauchgas wird ebenfalls als Wärmelieferant an verschiedenen Stellen des Prozesses genutzt.

Neben dem entstehenden Koks, muss auch ein gewisser Teil (ca. 10 %) des Synthesegases für die aufzubringenden Wärmemengen im Hochtemperaturbereich, vor allem für die Wärmebereitstellung des Teerreformers und teilweise auch für die Vergasung verbrannt werden. Die Verbrennungen sind in einem Gibbs-Reaktormodell mit einem λ -Wert von 1,2 hin zum thermodynamisch zu erwartenden Gleichgewicht modelliert.

- Das entstehende Synthesegas enthält neben CO und H₂ auch Methan und viele höhere Kohlenwasserstoffe bis hin zu Teer (für Teer wurde die Modellkomponente Naphthalin C₁₀H₈ verwendet).

Um diese Komponenten größtenteils zu entfernen, wird ein Teerreforming durchgeführt, bei dem die Kohlenwasserstoffe katalytisch mit dem im Rohsynthesegas enthaltenen Wasserdampf zu CO und H₂ reagieren. Dieser Prozess ist endotherm, die Eintrittstemperatur in den Reaktor beträgt ca. 1300 °C, der Druck wie bei der Vergasung 1,6 bar. Die zyklische Regeneration des Katalysators wurde nicht berücksichtigt. Die Umsätze des Teerreformers wurden der Literatur entnommen [123] und wurden als Randbedingung eines stöchiometrisch arbeitenden Reaktormodells gesetzt.

Betriebsstoffe

Neben der Biomasse wird für den Prozess Sand als Wärmeüberträger benötigt. Ein weiterer Betriebsstoff ist der Katalysator für das Teerreforming, welcher auch kontinuierlich erneuert werden muss (pro Jahr werden 3,6 % ersetzt). Nach [123] betragen die Kosten für Sand 174 €/t, wobei pro Tonne Produkt (im Fall der Fischer-Tropsch-Synthese) 15 kg Sand benötigt werden. Für die Erneuerung des Katalysators ergeben sich jährlich nur sehr geringfügige Kosten von 0,016 € je t Produkt (bei Fischer-Tropsch-Synthese).

Ströme

Tabelle 44 **Übersicht über Stoff- und Energieströme bei Erzeugung von 32 MJ Syngas (Heizwertbezug, entspricht einem Liter Benzinäquivalent) bei Biomassevergasung (Wirbelschicht)**

	EIN		AUS	
Stoffströme	Biomasse*:	4,99 kg	CO:	1,47 kg
	Sand:	6,74 g	H ₂ :	0,143 kg
Energieströme	Elektrizität:	2,78 MJ	Wärme (945→230 °C):	2,72 MJ
			Wärme (899→230 °C):	2,54 MJ
			Wärme (113→73 °C):	0,57 MJ
			Wärme (73→63 °C):	3,27 MJ
			Wärme (63→40 °C):	3,20 MJ

* Wassergehalt: 50 %

In Tabelle 44 sind die wichtigsten Stoff- und Wärmeströme angegeben, welche für die weitere Kostenmodellierung berücksichtigt werden. Darin ist eine Kompression auf 25 bar für anschließende Synthesen enthalten.

Kapitalkosten

Die Kapitalkosten für die Biomassevergasungseinheit (bestehend aus Vorbehandlung, Vergasung und Gasaufbereitung) wurden aus verschiedenen Quellen entnommen und in Tabelle 45 tabellarisch aufgeführt. Die Kapitalkosten wurden relativ konservativ ausgewählt, um den Unsicherheiten bei der Umsetzung der Biomassevergasung Rechnung zu tragen. Zudem wurde eine Quelle verwendet, die sowohl für Wirbelschichtvergasung, als auch für Flugstromvergasung Daten für Kapitalkosten angibt. Nach [128] ergibt sich ein Degressionskoeffizient χ von 0,755 (als Mittelwert der angegebenen Degressionskoeffizienten relevanter Teile einer Biomassevergasungseinheit).

Tabelle 45 Kapitalkosten für Biomassevergasung in Wirbelschicht (TIC-Bezug)

Anlagengröße MW (Biomasse)	Kosten M€ (2018)	Bezugsjahr	spez. CAPEX €/kW (Biomasse)	Quelle
432	68,8	2007	159	[123]
389	80,8	2010	208	[149]
400	262,3	2011	656	[152]
300	121,6	2013	405	[172]
10	7,3	2013	731	[192]

Biomassevergasung – Flugstrom

Prozess

Das Schema der Flugstromvergasung ist in Abbildung 74 dargestellt. Im Unterschied zur modellierten Wirbelschichtvergasung wird bei der Flugstromvergasung die benötigte Wärmeenergie direkt im Vergaser durch Partialoxidation erzeugt. Dafür wird reiner Sauerstoff benötigt, da ein N_2 -Eintrag in die Vergasung zu einer Verdünnung des Synthesegases führen würde. Die erforderliche Luftzerlegungsanlage hat einen Strombedarf von $0,3 \text{ kWh/kg O}_2$ [153].

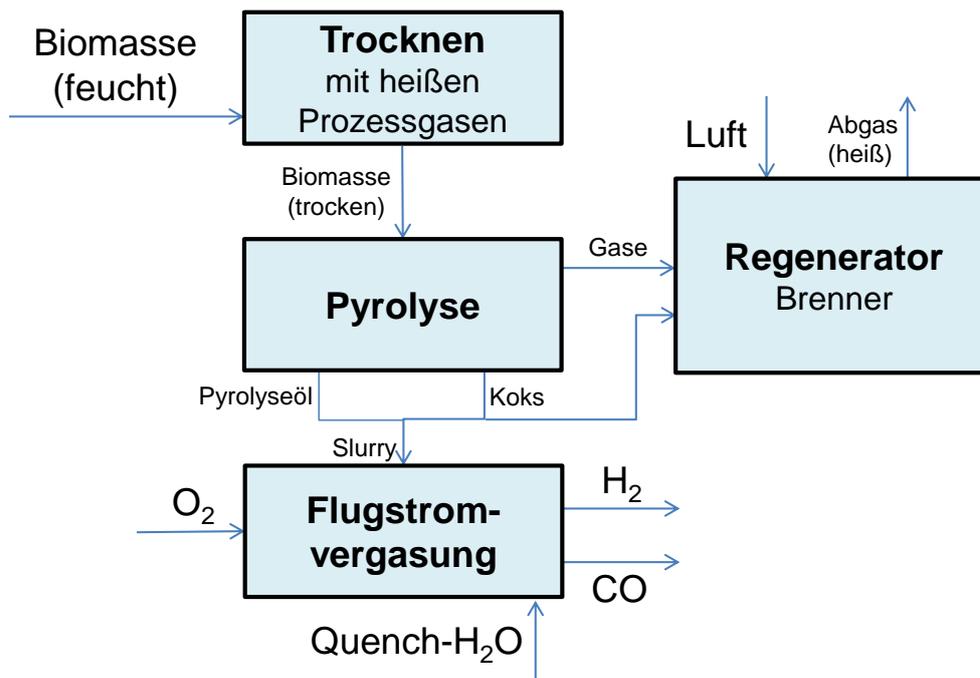


Abbildung 74 Prozessschema Biomassevergasung – Flugstrom

Wie auch die Wirbelschichtvergasung besteht die Flugstromvergasung aus mehreren Teilschritten.

- die Biomasse (typische Werte für Pappel nach [123]) wird zunächst getrocknet. Die Modellierung erfolgte analog zur Trocknung bei der Wirbelschichtvergasung.
- Anschließend wird die Biomasse einer Pyrolyse bei 500 °C unterzogen, dabei bilden sich Pyrolyseöl, Wasser, Koks, Asche und Pyrolysegase mit der in Tabelle 46 angegebenen Zusammensetzung [154]. Das Pyrolyseöl und der Koks bilden zusammen eine Suspension (Slurry).
- Zur Wärmergewinnung werden die entstehenden Gase, zusammen mit einem kleinen Anteil des Slurrys verbrannt, deren Menge sich nach dem zu deckenden Wärmebedarf richtet und im Modell 4 % des Slurrys betrug. Die Verbrennung mit einem λ -Wert von 1,2 wurde per Gibbs-Reaktormodell modelliert.
- Die Flugstromvergasung läuft bei deutlich höheren Temperaturen als die Wirbelschichtvergasung ab, sie wurde bei 1300 °C modelliert [153]. Um diese Temperatur zu erreichen müssen ungefähr $0,6 \text{ kg O}_2/\text{kg Slurry}$ eingebracht werden. Im Gegensatz zur Wirbelschichtvergasung findet dieser Prozess bei 30 bar statt. Die Modellierung der Vergasung wurde über ein Gibbs-Reaktormodell zum thermodynamischen Gleichgewicht modelliert. Um die nichtkonventionellen Bestandteile wie das Pyrolyseöl einer

thermodynamischen Modellierung zugänglich zu machen, wurde dieses in einem über die Wärmebilanz gekoppelten separaten Reaktormodell in die jeweiligen Elemente und Wasser zerlegt.

Durch die höheren Reaktionstemperaturen entsteht dabei ein teerfreies Rohsynthesegas, welches zum größten Teil aus CO, H₂, CO₂ und H₂O besteht.

Am Ende der Flugstromvergasung, welche eine sehr kurze Verweilzeit im Sekundenbereich besitzt [192], wird das Synthesegas auf 500 °C mittels Wasser gequenchet.

Tabelle 46 Produktbestandteile bei der Pyrolyse von 1 kg Biomasse (trocken) [154]

Bestandteile	Masseanteile Ma.-%
Pyrolyseöl (organische Komponenten)	59,9
Wasser	10,8
Koks	16,2
Gas	13,1

Betriebsstoffe

Für diesen Prozess wurden bis auf die eingesetzte Biomasse keine Betriebsstoffe gesondert betrachtet.

Ströme

In Tabelle 47 sind die wichtigsten Stoff- und Wärmeströme angegeben, welche für die weitere Kostenmodellierung berücksichtigt werden.

Tabelle 47 Übersicht über Stoff- und Energieströme bei Erzeugung von 32 MJ Synthesegas (Heizwertbezug, entspricht einem Liter Benzinäquivalent) bei Biomassevergasung (Flugstrom)

	EIN		AUS	
Stoffströme	Biomasse*:	5,04 kg	CO:	2,17 kg
	Sauerstoff:	1,19 kg	H ₂ :	0,0843 kg
Energieströme	Elektrizität:	1,95 MJ	Wärme (500→400 °C):	0,778 MJ
			Wärme (500→105 °C):	2,65 MJ

* Wassergehalt: 50 %

Kapitalkosten

Die in Tabelle 48 aufgeführten Kapitalkosten der Flugstromvergasung liegen je nach Quelle i.d.R. etwas über denen der Wirbelschichtvergasung.

Tabelle 48 Kapitalkosten für Flugstrom-Biomassevergasung (TIC-Bezug)

Anlagengröße MW (Biomasse)	Kosten M€ (2018)	Bezugsjahr	spez. CAPEX €/kW (Biomasse)	Quelle
389	161,1	2010	414	[149]
400	320,5	2011	801	[152]
10	7,3	2013	731	[192]

Anmerkungen

Durch den Einsatz von Pyrolyseöl eröffnet sich bei der Flugstromvergasung ein dezentraler Ansatz, bei dem in mehreren kleineren Pyrolyse-Anlagen Pyrolyseöl-Koks-Slurry mit deutlich höherer Energiedichte als die Ausgangsbiomasse erzeugt wird. Dadurch verringern sich die Transportkosten zu einer zentralen großen Vergasungsanlage (z. B. bioliq® Konzept [166]). Da die Transportkosten der eingesetzten Biomasse nicht betrachtet wurden, findet dieser Fall im Modell keine gesonderte Berücksichtigung.

Die Flugstromvergasung zeigte im Modell etwas höhere Kosten gegenüber der modellierten Wirbelschichtvergasung, so dass die meisten in der Studie präsentierten Modellrechnungen zu BtX-Verfahren auf der Wirbelschichtvergasung beruhen. Diese Diskrepanz beruht aber vor allem auf den nach [152] unterschiedlich angenommenen Kapitalkosten, die eine vergleichsweise große Unschärfe besitzen. Andere Quellen gehen davon aus, dass die Kapitalkosten sehr ähnlich sind [192].

Celluloseethanol

Prozess

Die Celluloseethanolgewinnung besteht aus mehreren Teilschritten (s. Abbildung 75), die modellmäßig über die jeweiligen Ausbeuten der einzelnen Schritte verknüpft sind. Dieses kann dadurch flexibel an die Zusammensetzung der jeweils betrachteten Lignocellulose angepasst werden.

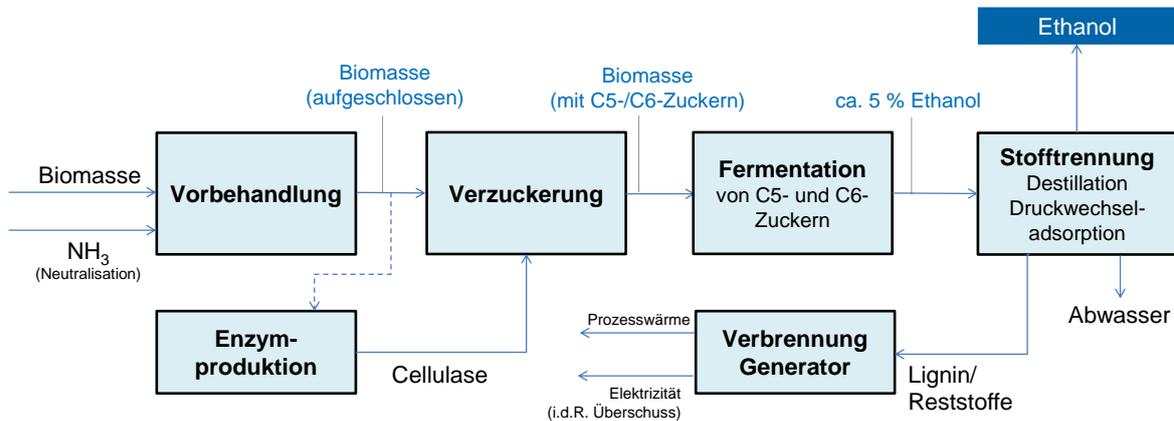


Abbildung 75 Prozessschema – Cellulose-Ethanol (2G-Ethanol)

Es wurden drei verschiedene Einsatzstoffe betrachtet: Maisstroh, Weizenstroh und Pappel. Die Zusammensetzung der drei Stoffe ist in Tabelle 49 angegeben:

Tabelle 49 Zusammensetzung der betrachteten Biomasse

Bestandteile in Ma.-%	Pappel [157] [222]	Maisstroh [223]	Weizenstroh [224]
Feuchte	50	25	15
Anteile in trockener Biomasse:			
Cellulose	42,4	33,4	35,1
Hemicellulose	26,4	33,6	24,1
Xylan	16,5	22,2	18,2
Arabinan	1,0	4,1	1,8
Mannan	5,0	0,6	0,7
Galactan	0,6	1,4	1,1
Acetate	3,3	5,4	2,3
Lignin	24,2	10,7	17,8
Asche	0,6	5,9	2,7
unlösliche Andere	0,0	2,2	3,5
lösliche Andere	6,3	14,1	16,8

Es wurden die folgenden Schritte berücksichtigt (s. Abbildung 75):

- Mit dem Aufschluss wird vor allem ein Auflösen der eng verflochtenen Strukturen der Lignocellulose angestrebt, um die Zugänglichkeit für spaltende Enzyme zu erhöhen. Beim sunliquid®-Verfahren von Clariant wird die Lignocellulose für eine gewisse Zeit mit überhitztem Wasser behandelt [225].
Im Modell wirkt das Wasser bei 190 °C und 12 bar auf die Lignocellulose ein [65]. Der Biomasseanteil wurde mit ca. 30 % [156] angenommen.
Teilweise wird auch schon ein geringer Prozentsatz der Biomasse gespalten [65]. Dabei gelangen insbesondere Acetate (Bestandteile der Hemicellulose) in Form von Essigsäure in Lösung. Dafür ist im Anschluss eine Neutralisation mit Ammoniak notwendig. Die aufgeschlossene Lignocellulose wäre sonst zu sauer für die nachfolgenden Schritte [65].
- Für die Enzymproduktion für die Spaltung der Cellulosen in Zucker wird ein Seitenstrom der aufgeschlossenen Biomasse (ca. 5 %) als Substrat verwendet [155]. Dabei wird vor allem die enthaltene Cellulose verbraucht. Die so produzierten Cellulasen werden nach der Enzymproduktion zusammen mit dem nicht verbrauchten Rest in die Verzuckerung gegeben.
- Die Verzuckerung läuft bei 50 °C [66]. Dabei werden die Cellulosen hydrolytisch in einzelne Zuckermomere gespalten, nach [65] wurde dabei ein Umsatz von 91,1 % angenommen.
- Die einzelnen Zucker werden in einem separaten Fermenter zu Ethanol fermentiert, welcher bei ca. 30 °C arbeitet [66]. Zum Einsatz kommen spezielle Hefen, die sowohl C6-Zucker (Hexosen) als auch C5-Zucker (Pentosen) (HemiCellulose enthält neben den C6-Zuckern Mannose und Galactose auch die C5-Zucker Xylose und Arabinose) verstoffwechseln können [225]. Dabei wurden Ethanol-Selektivitäten von 95 % bzw. 85 % für C6-Zucker bzw. C5-Zucker angenommen [65], [156].
- Bei der Stofftrennung wird zunächst mit zwei Destillationsstufen ein azeotropes Wasser-Ethanol-Gemisch erzeugt, aus dem mittels eines anschließenden Adsorptionsverfahren das Wasser entfernt wird und wasserfreies Ethanol erzeugt wird [155]. Der Energieaufwand für die Stofftrennung nach [156] geht in das Modell der Celluloseethanol-Herstellung ein.
- Die nicht umgesetzten Reststoffe werden thermisch genutzt. Lignin, das grundsätzlich nicht zu Ethanol umgesetzt werden kann, wird mit anderen Feststoffen abgetrennt und direkt verbrannt. Die restlichen Stoffe, welche relativ niedrig konzentriert in Wasser gelöst vorliegen, werden in einem Fermenter zu Methan (analog zu Biogas) umgewandelt (mit einer energetischen Ausbeute von 72 % [156]). Die dabei nutzbare Energie wird nach Angaben zu Heizwerten aus [156] anhand der sich im Modell ergebenden Reststoffe modelliert.
Nach Abzug der für die Prozesse modellierten oder nach [156] abgeschätzten notwendigen Wärmeenergie, dient die übrige Wärmeenergie der Stromerzeugung, von der nach Abzug des notwendigen Strombedarfs [156] i.d.R. eine signifikante Menge übrigbleibt, welche verkauft werden kann.

Betriebsstoffe

Die angenommenen Preise für die Biomasse betragen für Holz (Pappel) 18 €/MWh [79], für Maisstroh 31,5 €/t Trockenmasse [226] und für Weizenstroh [227].

Als weiterer Betriebsstoff wurde Ammoniak für die notwendige Neutralisation bei der Kostenkalkulation berücksichtigt. Aufgrund der integrierten Enzymproduktion entstehen für Enzyme keine Extrakosten.

Ströme

Für die drei untersuchten Einsatzstoffe: Pappel, Weizenstroh, Maisstroh wurden die in Tabelle 50 angegebenen Ströme ermittelt.

Tabelle 50 Übersicht über Stoff- und Energieströme bei Erzeugung von 1 kg Celluloseethanol

	EIN	AUS
Celluloseethanol aus Holz		
Stoffströme	Biomasse*: 7,64 kg Ammoniak(NH ₃): 35,8 g	Ethanol: 1 kg
Energieströme	-	Elektrizität: 6,85 MJ
Celluloseethanol aus Weizenstroh		
Stoffströme	Biomasse**: 5,24 kg Ammoniak(NH ₃): 29,0 g	Ethanol: 1 kg
Energieströme	-	Elektrizität: 9,00 MJ
Celluloseethanol aus Maisstroh		
Stoffströme	Biomasse***: 5,60 kg Ammoniak(NH ₃): 64,8 g	Ethanol: 1 kg
Energieströme	-	Elektrizität: 1,90 MJ

* Wassergehalt: 50 %

** Wassergehalt: 15 %

*** Wassergehalt: 25 %

Kapitalkosten

Die Kapitalkosten wurden aus den jeweils durchgesetzten Massen- und Energieströmen anhand der Angaben nach Humbird et al. [156] abgeleitet. Diese variieren in Abhängigkeit von der Zusammensetzung der Lignocellulose. Für die Vorbehandlung wurden abweichend Daten für Heißwasserbehandlung von Kazi et al. [65] genutzt.

Tabelle 51 Verwendete Kapitalkosten für 2G-Ethanol-Gewinnung für verschiedene Ausgangsmaterialien (TIC-Bezug) nach Angaben aus [156] und [65]

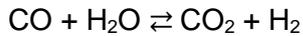
Anlagengröße MW (Ethanol)	Kosten M€ (2018)	Bezugsjahr	spez. CAPEX €/kW (Ethanol)	Einsatzstoff
119	177,8	2007	1499	Holz (Pappel)
173	238,3	2007	1379	Weizenstroh
162	212,6	2007	1314	Maisstroh

Der Degressionskoeffizient χ für den Gesamtprozess kann anhand der Angaben für die einzelnen Komponenten in [156] mit 0,7 abgeschätzt werden.

Wassergas-Shift-Reaktion

Prozess

Die Wassergas-Shift-Reaktion (WGS)



ermöglicht die Verschiebung des Verhältnisses zwischen Wasserstoff und Kohlenmonoxid im Synthesegas. Bei der Biomassevergasung entstehen die Stoffe in einem ungefähren molaren Verhältnis von 1:1 ($\text{H}_2:\text{CO}$). Für die meisten nachfolgenden Synthesen werden jedoch Verhältnisse von 2:1 oder im Falle der Methanisierung 3:1 benötigt. Bei der Wasserstoffherzeugung über die WGS wird 99 % des Kohlenmonoxids umgesetzt [162].

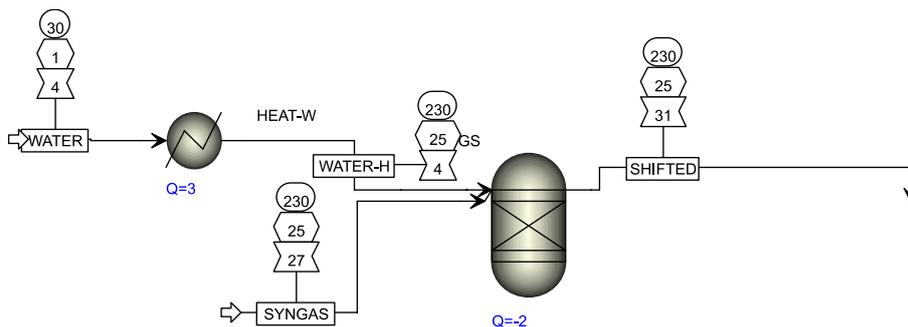


Abbildung 76 Flussdiagramm (Aspen Plus) für die Wassergas-Shift-Reaktion vor der Fischer-Tropsch-Synthese

Der Prozess läuft bei 230 °C und 25 bar [128] katalytisch ab. Bei der Wasserstoffherzeugung liegt die Temperatur bei 210 °C [162], da dort die Gleichgewichtslage günstiger ist. Der Reaktor wird als Gibbs-Reaktor modelliert, in dem sich das Gleichgewicht einstellt (s. Abbildung 76). Die jeweils für den gewünschten Umsatz notwendige Wassermenge wird iterativ über Aspen Plus ermittelt.

Betriebsstoffe

Als Betriebsstoff wird lediglich Wasser eingesetzt um das Gleichgewicht zu verschieben. Das Synthesegas entstammt der Biomassevergasung.

Ströme

Tabelle 52 Übersicht über Stoff- und Energieströme bei der Wassergas-Shift des Rohsynthesegases aus der Biomassevergasung (Wirbelschicht) für jeweils 32 MJ Produktgas (Heizwertbezug, entspricht 1 Liter Benzinäquivalent)

	EIN	AUS
für Fischer-Tropsch-Synthese (H ₂ :CO-Verhältnis ca. 2:1)		
Stoffströme	CO: 1,49 kg H ₂ : 0,145 kg Wasser: 0,231 kg	CO: 1,14 kg H ₂ : 0,171 kg Wasser: 0,004 kg CO ₂ : 0,556 kg
Energieströme	Wärme (224→230 °C): 0,003 MJ Wärme (224 °C): 0,425 MJ Wärme (30→224 °C): 0,222 MJ	Wärme (272→230 °C): 0,180 MJ Wärme (230 °C): 0,502 MJ
für Methanisierung (H ₂ :CO-Verhältnis ca. 3:1)		
Stoffströme	CO: 1,51 kg H ₂ : 0,147 kg Wasser: 0,409 kg	CO: 0,889 kg H ₂ : 0,192 kg Wasser: 0,009 kg CO ₂ : 0,977 kg
Energieströme	Wärme (267→300 °C): 0,124 MJ Wärme (230 °C): 0,124 MJ Wärme (224→230 °C): 0,005 MJ Wärme (224 °C): 0,752 MJ Wärme (30→224 °C): 0,394 MJ	-
Wasserstofferzeugung (CO-Umsatz 99%)		
Stoffströme	CO: 1,57 kg H ₂ : 0,153 kg Wasser: 2,21 kg	CO: 0,016 kg H ₂ : 0,265 kg Wasser: 1,21 kg CO ₂ : 2,45 kg
Energieströme	Wärme (210 °C): 1,98 MJ Wärme (30→210 °C): 1,94 MJ	Wärme (210→164 °C): 0,406 MJ Wärme (164→141 °C): 1,56 MJ Wärme (141→109 °C): 1,18 MJ Wärme (109→40 °C): 1,18 MJ

Kapitalkosten

Die Kapitalkosten der WGS sind in Tabelle 53 aufgeführt. Der Degressionskoeffizient χ ist mit 0,67 angenommen worden [161].

Tabelle 53 Verwendete Kapitalkosten für die Wassergas-Shift-Reaktion (TIC-Bezug)

Anlagengröße kg/s	Kosten M€ (2018)	Bezugsjahr	Quelle
150	9,6	2014	[161]

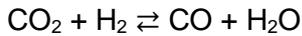
Anmerkungen

Für die direkte DME-Synthese aus Synthesegas, wird nur ein stöchiometrisches Verhältnis von 1:1 (H₂:CO) benötigt. Die WGS kann bei diesem Prozess entfallen, da dieses Verhältnis bei der Biomassevergasung erreicht wird.

Reverse Wassergas-Shift-Reaktion

Prozess

Die reverse Wassergas-Shift (rWGS)-Reaktion



dient der Erzeugung des für die nachfolgenden Synthesen erforderlichen Synthesegases (eine Mischung aus CO und H₂) im jeweiligen notwendigen stöchiometrischen Verhältnis.

Die rWGS ist ein Kernelement vieler PtX-Technologien, wird ansonsten jedoch kaum angewendet. Es existiert also keine wirklich etablierte Technologie für die rWGS. Ein verhältnismäßig einfacher Weg ist nach König [163] die Nutzung eines Gasphasenreaktors bei Temperaturen von mindestens 750 °C, bei dem sich das thermodynamische Gleichgewicht einstellt. Dieser Reaktor muss aufgrund der hohen Temperaturen und der darin stattfindenden endothermen Reaktion beheizt werden.

Abbildung 77 zeigt das Aspen Plus Flowsheet für diesen Prozess, im Wesentlichen reagiert das Ausgangsgemisch (CO₂ und H₂) im rWGS-Reaktor bis zum thermodynamischen Gleichgewicht, dabei entsteht auch in geringen Mengen das unerwünschte Nebenprodukt CH₄. Danach wird CO₂, CH₄ und H₂O abgetrennt. Ein Teil des nicht umgesetzten CO₂ wird recycelt.

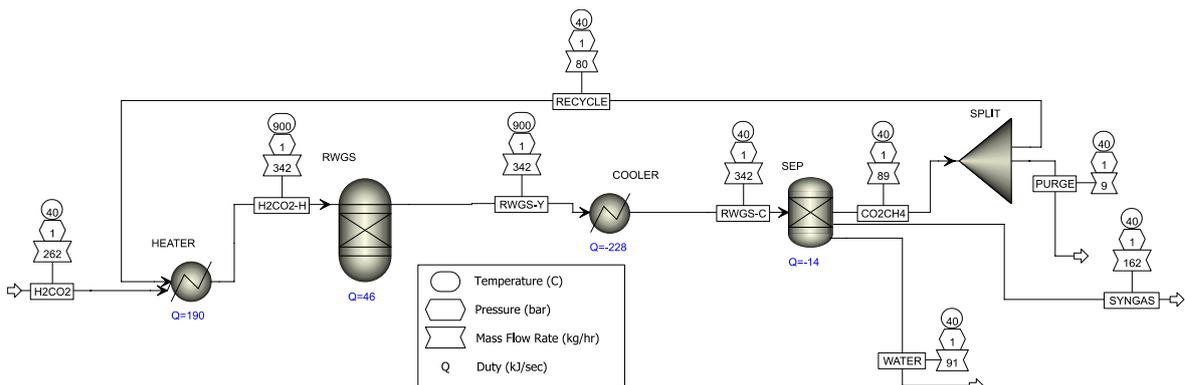


Abbildung 77 Flussdiagramm (Aspen Plus) für die reverse Wassergas-Shift-Reaktion

Ein Alternative zur rWGS bestünde in Synthesen, welche nicht von CO und H₂ ausgehen, sondern von CO₂ und H₂. Diese sind zwar Bestandteil aktueller Forschungsvorhaben [228] jedoch existieren kaum etablierte Technologien, weswegen der Einsatz einer rWGS derzeit notwendig erscheint.

Ströme

In Tabelle 54 sind die ein- und ausgehenden Stoff- und Energieströme aufgeführt.

Tabelle 54 Übersicht über wichtigste Stoff- und Energieströme bei Erzeugung von 1kg Synthesegas (für Methanolsynthese) über reverse Wassergas-Shift

	EIN		AUS	
Stoffströme	H ₂ : CO ₂ :	0,195 kg 1,482 kg	H ₂ : CO: H ₂ O: CO ₂ : CH ₄ :	0,126 kg 0,874 kg 0,592 kg 0,071 kg 0,013 kg
Energieströme	Wärme (900 °C): Wärme (40→900 °C):	0,87 MJ 4,72 MJ	Wärme (900→161 °C): Wärme (161→100 °C): Wärme (100→ 40 °C):	3,88 MJ 1,48 MJ 0,53 MJ

Kapitalkosten

Für die rWGS existieren derzeit kaum kommerzielle Anlagen. Es finden sich dennoch Abschätzungen zu Kapitalkosten in der Literatur [164], s. Tabelle 55. Der Degressionskoeffizient χ wurde mit 0,65 angenommen [164].

Tabelle 55 Verwendete Kapitalkosten für die Wassergas-Shift-Reaktion (TIC-Bezug)

Anlagengröße kg/s	Kosten M€ (2018)	Bezugsjahr	Quelle
29,6	7,5	2010	[164]

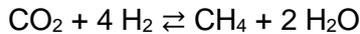
Anmerkungen

Alternative Wege, wie z. B. die Nutzung von Eisenoxid, welches als Sauerstoffträger fungieren kann und eine getrennte Führung von CO₂ und H₂ ermöglicht [202] – der sogenannte „chemical loop“-Prozess – wurden nicht verfolgt.

Methanisierung von CO₂ und H₂

Prozess

Bei der Methanisierung wird aus Kohlendioxid und Wasserstoff Methan gebildet, diese Reaktion wird auch als Sabatier-Reaktion bezeichnet:



Die CO₂-Methanisierung bietet sich für PtX-Konzepte an, da der Schritt der reversen Wassergas-Shift nicht benötigt wird.

Die Reaktion wird technisch unter erhöhtem Druck mit einem Katalysator im Festbett durchgeführt. Als Katalysatoren eignen sich Metalle (z. B. Ni, Co, Ru oder Rh) auf oxidischen Trägermaterialien [174]. Der Prozess ist relativ stark exotherm. Die technische Durchführung kann adiabatisch oder polytrop erfolgen. Im Folgenden wurde ein Ansatz mit 3 polytrop betriebenen, gekühlten Rohrbündelreaktoren nach [174] verwendet.

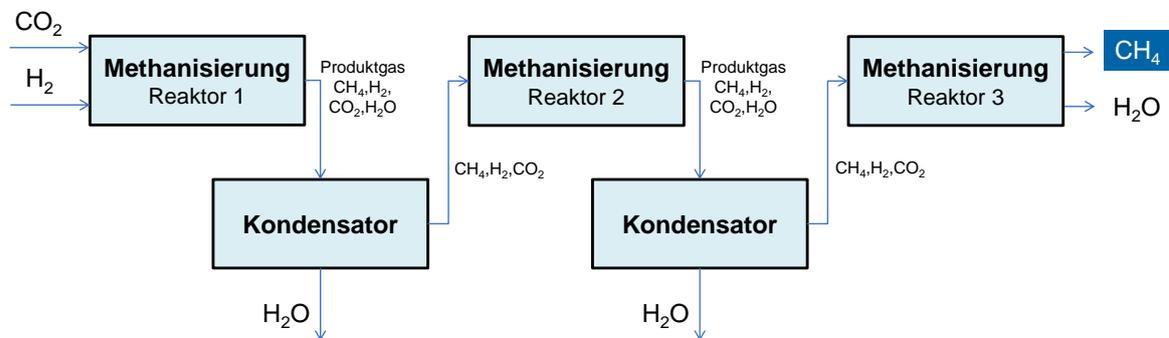


Abbildung 78 Prozessschema – Methanisierung von CO₂ mit H₂

Die Reaktortemperaturen bewegen im Bereich von 240 bis 290 °C, der Druck liegt bei ca. 14 bar. Zwischen den Reaktoren wird der Produktstrom in einem Kondensator auf 25 °C abgekühlt, so dass das Wasser kondensiert und entfernt werden kann (s. Abbildung 78). Damit wird die Gleichgewichtslage der Methanisierungsreaktion in Richtung Methan verschoben. Die Umsätze in den einzelnen Reaktoren wurden anhand von Literaturdaten [174] festgelegt. Der Gesamtumsatz ist weitgehend vollständig; im produzierten Methan sind nur noch Spuren der Edukte enthalten.

Betriebsstoffe

Für den Nickel-Katalysator wurden nach Angaben in [175] Kosten von jährlich 0,42 € pro t/a Anlagenproduktionskapazität veranschlagt.

Ströme

Tabelle 56 Übersicht über Stoff- und Energieströme bei Erzeugung von 1 kg Methan aus CO₂

	EIN		AUS	
Stoffströme	CO ₂ : H ₂ :	2,87 kg 0,507 kg	CH ₄ : H ₂ O:	1 kg 2,48 kg
Energieströme	Wärme (77→253 °C): Wärme (25→242 °C): Wärme (25→240 °C): Wärme (40→77 °C): Elektrizität:	1,84 MJ 1,13 MJ 0,695 MJ 0,725 MJ 0,060 MJ	Wärme (309→253 °C): Wärme (291 °C): Wärme (291→115 °C): Wärme (253 °C): Wärme (253→154 °C): Wärme (240 °C): Wärme (240→142 °C): Wärme (154→107 °C): Wärme (142→81 °C): Wärme (115→54 °C): Wärme (107→25 °C): Wärme (81→25 °C): Wärme (54→25 °C):	0,013 MJ 0,635 MJ 0,574 MJ 7,33 MJ 0,877 MJ 2,83 MJ 0,454 MJ 3,53 MJ 1,49 MJ 0,550 MJ 1,65 MJ 0,431 MJ 0,112 MJ

Kapitalkosten

In Tabelle 57 sind Daten für die Kapitalkosten der Methanisierung über CO₂ angegeben. Der Degressionskoeffizient χ wurde mit 0,796 von der Methanisierung von CO übernommen.

Tabelle 57 Kapitalkosten für Methanisierung über CO₂ (TIC-Bezug)

Anlagengröße MW (Methan)	Kosten M€ (2018)	Bezugsjahr	spez. CAPEX €/kW (Methan)	Quelle
46	14,2	2009	307	[175]

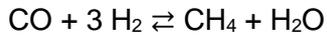
Anmerkungen

Eine Alternative zur katalytischen Methanisierung von CO₂ mit H₂ bestünde in der biologischen Methanisierung, welche mit allen methanbildenden Mikroorganismen durchgeführt werden könnte [229]. Derzeit besitzen Anlagen für die gezielte biologische Methanisierung von CO₂ nur eine geringe technische Reife. Auch die zu erwartenden Kosten liegen über katalytischen Prozessen. Allerdings wäre ggf. jedoch eine Einspeisung von H₂ in Biogasanlagen zur Ausbeuteerhöhung interessant [229].

Methanisierung von CO mit H₂

Prozess

Die Methanisierung von CO mit H₂ läuft analog zur Methanisierung von CO₂ nach folgender Reaktionsgleichung ab:



Die verwendeten Katalysatoren und Betriebsbedingungen ähneln dabei der der CO₂-Methanisierung. Hauptunterschied sind die geringeren Wassermengen, weswegen das entstehende Wasser innerhalb des Prozesses nicht ausgeschleust werden muss.

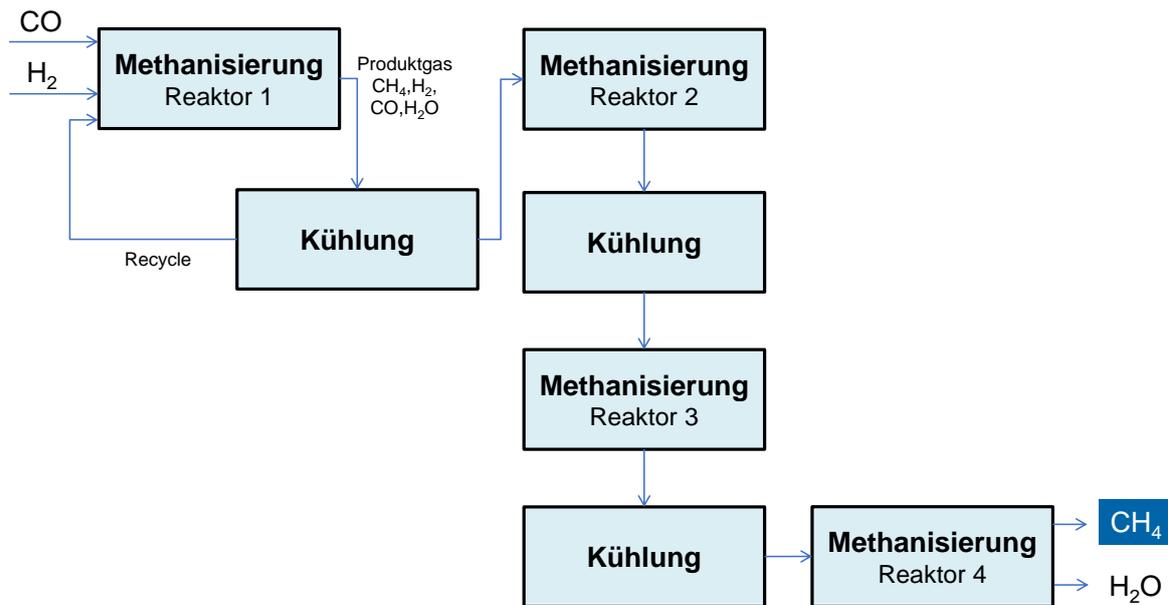


Abbildung 79 Prozessschema – Methanisierung von CO mit H₂

Die Modellierung in Anlehnung an den TREMP Prozess [177] erfolgte über 4 adiabate Reaktoren, welche als Gleichgewichtsreaktoren modelliert wurden. Die Eintrittstemperatur beträgt jeweils 300 °C, bzw. für den letzten Reaktor 250 °C. Der erste Reaktor wird im Kreislauf betrieben um die Exothermie zu begrenzen. Das Kreislaufverhältnis wurde dabei so modelliert, dass die Austrittstemperatur 700 °C nicht überschreitet. Das notwendige Kreislaufverhältnis betrug 3,12.

Betriebsstoffe

Für den Nickel-Katalysator wurden nach Angaben in [175] Kosten von jährlich 0,42 € pro t/a Anlagenproduktionskapazität veranschlagt.

Ströme

Die modellierten Stoffströme bei der Methanisierung sind in Tabelle 58 angegeben. Die starke Exothermie des Prozesses ist erkenntlich.

Tabelle 58 Übersicht über Stoff- und Energieströme bei Erzeugung von 1 kg Methan aus CO

	EIN		AUS	
Stoffströme	CO: H ₂ :	1,77 kg 0,381 kg	CH ₄ : H ₂ O:	1 kg 1,08 kg
Energieströme	Elektrizität:	0,018 MJ	Wärme (701→300 °C): 8,34 MJ Wärme (700→300 °C): 2,67 MJ Wärme (558→300 °C): 1,61 MJ Wärme (419→250 °C): 0,970 MJ Wärme (298→81 °C): 1,09 MJ Wärme (81→7 °C): 2,16 MJ Wärme (57→25 °C): 0,722 MJ	

Kapitalkosten

Die in Tabelle 59 angegebenen Kapitalkosten ergeben einen Degressionskoeffizient χ von 0,796.

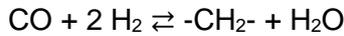
Tabelle 59 Kapitalkosten für Methanisierung über CO (TIC-Bezug)

Anlagengröße MW (Methan)	Kosten M€ (2018)	Bezugsjahr	spez. CAPEX €/kW (Methan)	Quelle
67	20,0	2016	300	[178]
205	49,0	2016	238	[178]

Fischer-Tropsch-Synthese

Prozess

Bei der Fischer-Tropsch-Synthese wird aus Synthesegas ein breites Spektrum an Kohlenwasserstoffen nach der allgemeinen Reaktionsgleichung



gebildet.

Der Term $\text{-CH}_2\text{-}$ steht dabei für einen Teil einer Kohlenwasserstoffkette. Es entstehen größtenteils unverzweigte Paraffine, Olefine und Oxygenate in einem weiten Kettenlängenbereich (vgl. Abbildung 36 auf S.59). Die genaue Produktzusammensetzung kann durch Wahl der Prozessbedingungen und des Katalysators beeinflusst werden.

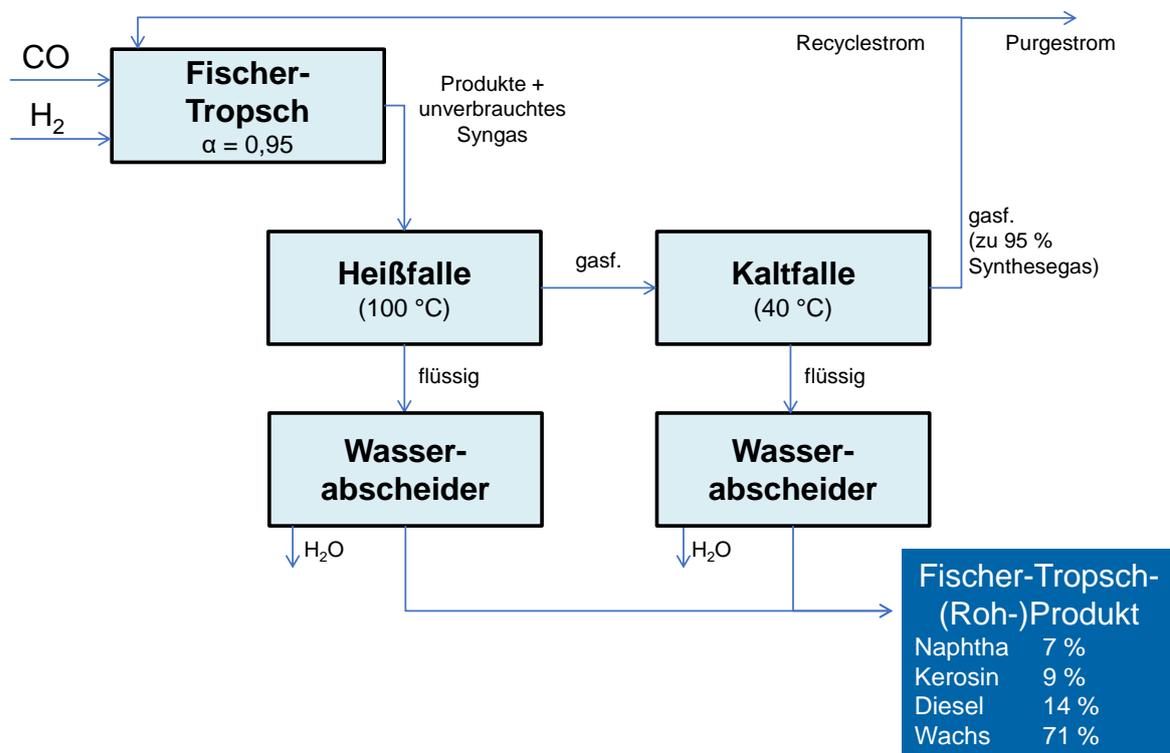


Abbildung 80 Prozessschema – Fischer-Tropsch-Synthese

Im Modell wurde für die Fischer-Tropsch-Synthese ein Umsatz im Reaktor von 15 % des Kohlenmonoxids angenommen. Durch eine Rückführung von nicht umgesetzten Edukten (s. Abbildung 80) wird der Umsatz des CO im auf insgesamt 95 % erhöht [167]. Im Modell wurde nur die Umsetzung zu *n*-Paraffinen betrachtet, deren Kettenlängen einer Anderson-Schulz-Flory-Verteilung folgen. Für die Modellierung wurde eine hohe Kettenwachstumswahrscheinlichkeit α von 0,95 angesetzt [167], [168], die mit einer LTFT-Synthese (Niedertemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese – *low temperature Fischer Tropsch synthesis*) an Kobalt-Katalysatoren erreicht werden kann [167], [230]. Die Reaktionstemperatur beträgt 220 °C [231], der Prozessdruck 40 bar. Es entstehen vorrangig Produkte im Wachsgebiet (s. Abbildung 80).

Die gasförmigen Produkte, welche auch das nicht umgesetzte Synthesegas beinhalten, werden über eine Heißfalle (100 °C) und eine Kaltfalle (40 °C) von den flüssigen Produkten separiert und zur Ausbeuteerhöhung zurückgeführt.

Betriebsstoffe

Neben dem eingesetzten H₂ und CO wurden keine weiteren Betriebsstoffe gesondert modelliert.

Ströme

Die Stoffströme sind in Tabelle 61 auf S. A5.26 für die Fischer-Tropsch-Synthese samt Upgrading zusammengefasst dargestellt.

Nebenprodukte

Neben den Zielprodukten im Mitteldestillatbereich entstehen auch Produkte im Siedebereich von Naphtha. Diese überwiegend verzweigten und unverzweigten Paraffine eignen sich bspw. als Einsatz zur Olefinerzeugung in einem Steam Cracker [231]. Die in geringen Mengen anfallenden gasförmigen Produkte werden thermisch verwertet.

Kapitalkosten

Für die Fischer-Tropsch-Synthese wurden zusammen mit dem im nachfolgenden Kapitel beschriebenen Upgrading die in Tabelle 60 angegebenen Kapitalkosten ermittelt. Für das Modell wurden die hervorgehobenen Werte verwendet. Der Degressionskoeffizient χ wird nach [166] mit 0,72 angegeben.

Tabelle 60 Kapitalkosten für Fischer-Tropsch-Synthese inkl. Upgrading (TIC-Bezug)

Anlagengröße MW (FT-Produkt)	Kosten M€ (2018)	Bezugsjahr	spez. CAPEX €/kW (FT-Produkt)	Quelle
193	85,6	2010	444	[149]
306	100,7	2005	329	[232]

Anmerkungen

Die Fischer-Tropsch-Synthese kann in vielen verschiedenen Prozess- und Reaktionskonfigurationen durchgeführt werden. Verschiedene Katalysatoren und Temperaturen können zu völlig verschiedenen Produktspektren führen. Für das Modell wurde die LTFT mit Kobaltkatalysator gewählt, mit dem Ziel eine hohe Mitteldestillatausbeute zu erhalten [168].

Upgrading von Fischer-Tropsch-Produkten – Hydrocracken

Prozess

Die Fischer-Tropsch-Synthese, s. vorigen Abschnitt, liefert eine große Menge an langkettigen *n*-Paraffinen, zum großen Teil im Siedebereich von Wachsen (C-Zahl >22). Durch Hydrocracken können die größeren Moleküle in kleinere, vorwiegend im Mitteldestillatbereich, hydrierend gespalten werden. Als erwünschte Nebenreaktion findet eine Isomerisierung der ursprünglich größtenteils unverzweigten Kohlenwasserstoffe statt.

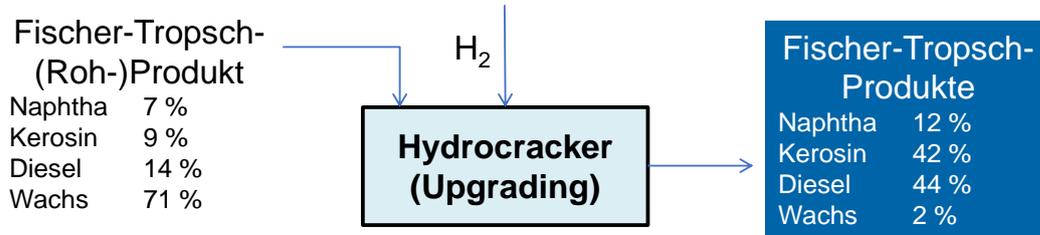


Abbildung 81 Prozessschema – Upgrading von Fischer-Tropsch-Produkten

Das Hydrocracken läuft im Festbettreaktor bei 290 °C, einem Druck von 40 bar und einem H₂-zu-Feed-Verhältnis von 750 m³ i.N./m³ ab. Die Kinetik nach [179] für einen Katalysator, bestehend aus Pt auf amorphem Alumosilikat, wurde im Modell implementiert und führt zu der in Abbildung 81 aufgeführten Produktverteilung.

Betriebsstoffe

Der beim Hydrocracken benötigte Wasserstoff wird dem Synthesegas entnommen. Diese Menge muss bei der Einstellung der (reversen) Wassergas-Shift-Reaktion berücksichtigt werden. Daneben waren keine weiteren Betriebsstoffe zu berücksichtigen.

Ströme

In Tabelle 61 sind die Stoff- und Energieströme aufgeführt.

Tabelle 61 Übersicht über Stoff- und Energieströme bei Erzeugung von 1 kg Fischer-Tropsch-Mitteldestillat

	EIN	AUS
Stoffströme	Fischer-Tropsch-Synthese: CO: 2,53 kg H ₂ : 0,373 kg Upgrading: H ₂ : 0,0063 kg	Mitteldestillate: 1,00 kg Naphtha: 0,14 kg LPG: 0,01 kg H ₂ O: 1,54 kg
Energieströme	Wärme (100→290 °C): 0,756 MJ Wärme (13→220 °C): 10,0 MJ Wärme (9→100 °C): 0,039 MJ Elektrizität: 0,461 MJ	Wärme (1600→120 °C): 5,67 MJ Wärme (290 °C): 0,100 MJ Wärme (277→100 °C): 0,002 MJ Wärme (270→220 °C): 0,407 MJ Wärme (220 °C): 13,9 MJ Wärme (220→100 °C): 6,72 MJ Wärme (113→71 °C): 4,59 MJ Wärme (71→10 °C): 3,83 MJ

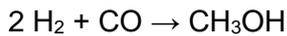
Nebenprodukte und Kapitalkosten

s. Abschnitte Nebenprodukte und Kapitalkosten Fischer-Tropsch-Synthese auf S. A5.25.

Methanolsynthese

Prozess

Die Methanolsynthese ist ein großtechnisch etablierter Prozess, mit dem jährlich mehr als 100 Mio. Tonnen Methanol (Stand: 2020 [233]) produziert werden. Die globale Produktionskapazität hat sich in den letzten 10 Jahren mehr als verdoppelt. Für die Methanolsynthese wird ein Verhältnis im Synthesegas von ungefähr 2:1 (H₂:CO) benötigt. Bei der Methanolsynthese wird zudem eine gewisse Menge an CO₂ eingesetzt um die Aktivität des Katalysators aufrechtzuerhalten und die Umsätze zu erhöhen [234].



Der Prozess läuft an Cu/ZnO/Al₂O₃-Katalysatoren bei Temperaturen von ca. 270 °C und Drücken von 50 bis 100 bar ab. Aufgrund der thermodynamisch bedingten geringen Umsätze von höchstens ca. 40 %, wird der Prozess im Kreislauf betrieben. Das Synthesegas wird vom Methanol abgetrennt und wieder zurückgeführt. Der Purgestrom wird so eingestellt, dass ein Kreislaufverhältnis von 4 realisiert werden kann

In Aspen Plus wurde die Methanolsynthese bei 260 °C und 60 bar modelliert.

Betriebsstoffe

Als Betriebsstoff wurde der Katalysator betrachtet. Nach Angaben in [123] betragen die Kosten dafür jährlich 0,35 € pro t/a Produktionskapazität.

Ströme

Die wichtigsten ein- und ausgehenden Stoff- und Energieströme sind in Tabelle 62 aufgeführt.

Tabelle 62 Übersicht über wichtigste Stoff- und Energieströme bei Erzeugung von 1kg Methanol aus Synthesegas

	EIN		AUS	
Stoffströme	H ₂ :	0,148 kg	MeOH:	1 kg
	CO:	0,861 kg	H ₂ O:	0,043 kg
	CO ₂ :	0,143 kg		
Energieströme	Elektrizität:	0,38 MJ	Wärme (260 °C):	2,664 MJ
			Wärme (92→40 °C):	1,748 MJ

Kapitalkosten

In Tabelle 63 ist eine Übersicht über die Bandbreite der in der Literatur zu findenden Kapitalkosten enthalten. Für das Modell wurde ein mittlerer Wert gewählt. Als Degressionskoeffizient χ wurde mit 0,6 ein Standardwert für die Methanolsynthese nach [125] verwendet.

Tabelle 63 Kapitalkosten für Methanolsynthese (TIC-Bezug)

Anlagengröße MW (Methanol)	Kosten M€ (2018)	Bezugsjahr	spez. CAPEX €/kW (Methanol)	Quelle
222	16,2	2007	73	[123]
193	45,1	2001	233	[90]
216	42,4	2010	196	[172]
253	24,3	2009	96	[169]
304	103,2	2016	339	[170]
549	141,0	2002	257	[171]

direkte DME-Synthese aus Synthesegas

Prozess

Die DME-Synthese aus Synthesegas erfolgt grundsätzlich analog zur Methanolsynthese. Wesentlicher Unterschied ist, dass das Katalysatorsystem um eine saure Komponente ergänzt wird, die die weitere Umwandlung von Methanol zu DME katalysiert (bspw. der Zeolith H-ZSM5 [235]).

Im Gegensatz zur Methanolsynthese kann ein Synthesegasverhältnis von ca. 1:1 (H₂:CO) anstelle von 2:1 verwendet werden [166], als Nebenprodukt entsteht CO₂ und deutlich weniger H₂O, welches in höheren Konzentrationen problematisch wäre. Es kann dadurch direkt das bei der Biomassevergasung entstehende gereinigte Synthesegas verwendet werden.

Es finden folgende Reaktionen statt:



in Summe:



Als Modell wurde ein geringfügig modifiziertes Modell der hier beschriebenen Methanolsynthese verwendet. Die Stöchiometrie der Eingangsstoffe wurde verändert und Dimethylether wurde als zusätzlich mögliche Komponente für den Reaktor integriert. Im Anschluss wird das nicht umgesetzte Synthesegas sowie das Zwischenprodukt Methanol wieder zurückgeführt. Bei PtX-Verfahren wird das CO₂ abgetrennt und als Einsatzstoff in der reversen Wassergas-Shift verwendet. Wie bei der Methanolsynthese wird ein Kreislaufverhältnis von 4 eingestellt.

Betriebsstoffe

Für den Katalysator wurden jährliche Kosten von 1,69 € pro t/a Produktionskapazität abgeschätzt, dabei wurden die Kosten des DME-Synthesekatalysators zusammen mit denen des Methanolkatalysators zugrunde gelegt. Es wurde berücksichtigt, dass der DME-Katalysator eine geringere Standzeit besitzt.

Ströme

In Tabelle 76 sind die modellierten Ströme bei der DME-Synthese aufgeführt.

Tabelle 64 Übersicht über wichtigste Stoff- und Energieströme bei Erzeugung von 1kg Dimethylether aus Synthesegas

	EIN		AUS	
Stoffströme	H ₂ :	0,162 kg	DME:	1 kg
	CO:	1,66 kg	H ₂ O:	0,166 kg
	CO ₂ :	0,275 kg	CO ₂ :	0,721 kg
Energieströme	Wärme (15→58 °C):	0,840 MJ	Wärme (260 °C):	5,10 MJ
	Wärme (58→68 °C):	0,134 MJ	Wärme (101→10 °C):	2,10 MJ
	Elektrizität:	0,430 MJ		

Kapitalkosten

Aufgrund der Ähnlichkeiten der DME-Synthese aus Synthesegas zur Methanolsynthese sind auch deren Kapitalkosten sehr ähnlich [171], so dass die angenommenen Kapitalkosten der Methanolsynthese auch analog für die DME-Synthese verwendet wurden.

Methanol-to-Gasoline-Prozess

Prozess

Methanol kann durch den Methanol-to-Gasoline (MtG)-Prozess sehr selektiv in eine hochwertige Ottokraftstoffkomponente umgewandelt werden. Bei dem Prozess wird das Methanol mit Hilfe von Zeolith-Katalysatoren bei 330 °C und 14,5 bar umgesetzt. Der exotherme Prozess wird gekühlt, um auf einem Temperaturniveau abzulaufen. Es werden Komponenten im Ottokraftstoffbereich mit einer Selektivität von ca. 82 % [123] erzeugt. Das Methanol wird dabei voll umgesetzt, als Nebenprodukt bilden sich gasförmige Kohlenwasserstoffe, die zum Teil thermisch genutzt werden oder als LPG ebenfalls ein Wertprodukt bilden. Für die Modellierung wurde vereinfachend von einem Umsatz des Methanols zu Heptan und Toluol ausgegangen.

Betriebsstoffe

Die Kosten für den Katalysator betragen jährlich 6,62 € pro t/a Anlagenkapazität [123].

Ströme

In Tabelle 65 sind die modellierten Stoff- und Energieströme des MtG-Verfahrens samt Nebenprodukten dargestellt.

Tabelle 65 Übersicht über wichtigste Stoff- und Energieströme bei Erzeugung von 1kg MtG-Benzin

	EIN	AUS
Stoffströme	MeOH: 2,79 kg CO: 1,66 kg CO ₂ : 0,275 kg	MtG-Benzin: 1 kg LPG: 0,121 kg H ₂ O: 1,57 kg
Energieströme	Wärme (150→330 °C): 1,02 MJ Wärme (150 °C): 2,59 MJ Wärme (40→150 °C): 1,04 MJ Elektrizität: 0,015 MJ	Wärme (1876→110 °C): 4,03 MJ Wärme (400 °C): 4,36 MJ Wärme (400→183 °C): 1,40 MJ Wärme (183→169 °C): 3,63 MJ Wärme (169→32 °C): 1,48 MJ

Kapitalkosten

Die Kapitalkosten für den MtG-Prozess sind in Tabelle 66 aufgeführt. Verwendet wurde die Abschätzung für die in Norwegen errichtete PtL-Anlage von Nordic Blue Crude mit dem MtG-Prozess von CAC [133]. Für eine modellierte n-te Anlage wurde eine Lernkurve unterstellt²⁰.

Als Degressionskoeffizient χ wurde mit 0,6 der Standardwert für viele chemische Prozesse nach [125] angesetzt.

²⁰ Bei einer moderaten Lernrate von 15 % pro doppelter Anlagenkapazität [243] wäre bei der 20-fachen installierten Kapazität mit einem halben Preis für die Investitionskosten einer Neuanlage zu rechnen.

Tabelle 66 Kapitalkosten für MtG-Verfahren (TIC-Bezug)

Anlagengröße MW (MtG-Benzin)	Kosten M€ (2018)	Bezugsjahr	spez. CAPEX €/kW (MtG-Benzin)	Quelle
52	30,1	2016	580	[178]
134	56,8	2016	424	[178]
60	34,8	2016 - 1st plant	585	[133]
60	17,4	<i>n-th plant (Abschätzung)</i>	292	Abgeschätzt aus [133]
187	58,2	2009	312	[169]
246	21,2	2007	86	[123]

DME-Synthese aus Methanol

Prozess

Bei der DME-Synthese aus Methanol wird dieses an einem sauren Katalysator zu Dimethylether (DME) umgesetzt.



Die Reaktoreintrittstemperatur im adiabatisch modellierten Reaktor liegt nach [182] bei 232 °C, der Druck bei 10 bar. Der Umsatz nach einem Durchgang beträgt 85 % [182].

Im Anschluss wird das DME bei Reaktionsdruck destillativ vom Methanol und Wasser getrennt, im Anschluss, bei Normaldruck, das Wasser vom Methanol. Das Methanol wird der Reaktion zurückgeführt um die Ausbeute zu erhöhen.

Betriebsstoffe

Die Kosten für einen zeolithischen Katalysator betragen nach Angaben in [236] jährlich 0,99 € pro t/a Produktionskapazität.

Ströme

Tabelle 67 zeigt die Stoff- und Energieströme.

Tabelle 67 Übersicht über wichtigste Stoff- und Energieströme bei Erzeugung von 1kg DME aus Methanol

	EIN		AUS	
Stoffströme	MeOH:	1,40 kg	DME:	1 kg
			H ₂ O:	0,427 kg
Energieströme	Wärme (159 °C):	0,302 MJ	Wärme (359→149 °C):	0,735 MJ
	Wärme (139→232 °C):	0,294 MJ	Wärme (149→88 °C):	1,28 MJ
	Wärme (139 °C):	1,66 MJ	Wärme (81 °C):	0,672 MJ
	Wärme (117 °C):	0,524 MJ	Wärme (46 °C):	0,685 MJ
	Wärme (46→139 °C):	0,516 MJ		
	Elektrizität:	0,0004 MJ		

Kapitalkosten

In Tabelle 68 sind Daten für die Kapitalkosten der DME-Synthese aus Methanol dargestellt. Der vergleichsweise wenig komplexe Prozessschritt besitzt eher geringe Kosten. Der Degressionskoeffizient χ wurde mit 0,6 als Standardwert für chemische Prozesse nach [125] angenommen.

Tabelle 68 Kapitalkosten für Methanisierung über CO₂ (TIC-Bezug)

Anlagengröße MW (DME)	Kosten M€ (2018)	Bezugsjahr	spez. CAPEX €/kW (DME)	Quelle
194	9,3	2011	48	[182]

OME-Synthese

Prozess

Die klassische OME-Synthese besteht aus vier Teilschritten [184] (s. Abbildung 82), die jeweils einzeln modelliert wurden:

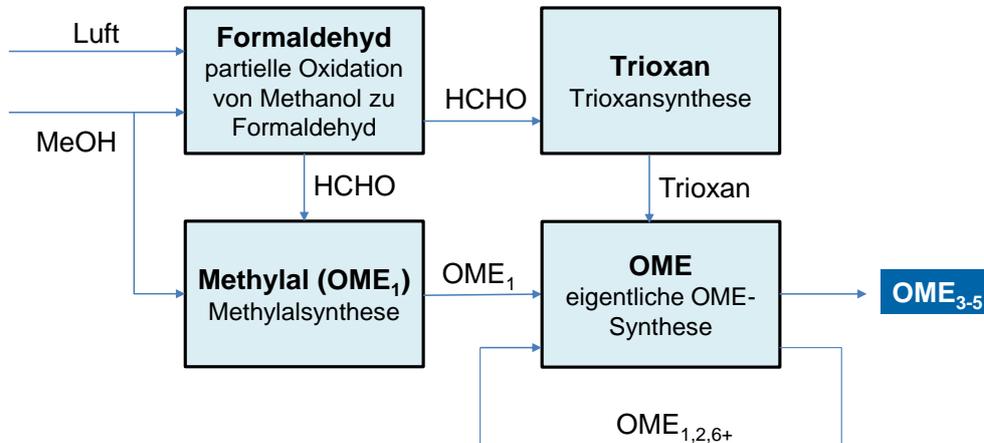
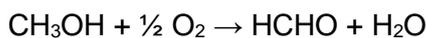


Abbildung 82 Prozessschema – OME-Synthese

- Zunächst wird ein Teil des Methanols partiell zu Formaldehyd oxidiert:



Die Reaktion findet im Rohrbündelreaktor an Eisen-Molybän-Katalysatoren oder Silber-Katalysatoren [237] statt, die Eintrittstemperatur beträgt 200 °C, die Austrittstemperatur trotz Kühlung 300 °C. Der Druck beträgt 1,3 bar [186].

Der notwendige Sauerstoff wird in Form von Luft hinzugegeben. Das molare Sauerstoff-zu-Methanol-Verhältnis betrug 2,85. Es liegt also deutlich über dem stöchiometrisch notwendigen Wert von 0,5; Sauerstoff wird im Überschuss hinzugegeben.

Die Formaldehyd-Selektivität des Prozesses beträgt nach Angaben zu Industrieprozessen [186] etwas mehr als 90 %, der Rest reagiert weiter zu unerwünschten Kohlenstoffoxiden (CO oder CO₂). Das Methanol wird fast vollständig im Reaktor umgesetzt.

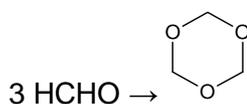
Im Anschluss wird das Formaldehyd über eine Wasserwäsche vom Gasstrom abgeschieden [237]. Die Formaldehydlösung wird danach destillativ zu aufkonzentriert, so dass ein Masseanteil von 37 % Formaldehyd erreicht wird.

- Der andere Teil des Methanols reagiert zusammen mit dem Formaldehyd zu Methylal, welches einen Oxymethylenether (mit n=1) darstellt.



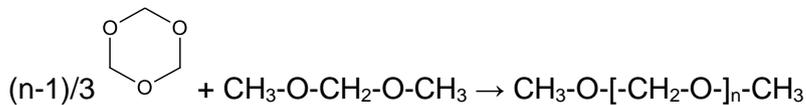
Für die Methylalsynthese mittels Reaktivdestillation wurde die Stoff- und Energiebalance nach [187] herangezogen.

- Ein Teil des Formaldehyds reagiert zum ringförmigen Trioxan, dieses stellt eine definierte Verbindung aus drei Formaldehydmolekülen dar. Es ist auch im wasserfreien Zustand stabil.



Diese Reaktion findet bei 80 bis 90 °C durch Schwefelsäure katalysiert statt [188], nur ein Teil des Formaldehyds wird umgesetzt. Das Trioxan wird im Modell anschließend mit Benzol extrahiert [189]. Das Benzol wird anschließend destillativ vom Trioxan getrennt. Ein gewisser Teil des Benzols muss dabei erneuert werden.

- In der eigentlichen OME-Synthese reagiert das Methylal mit dem Trioxan zu den verschiedenen Oxymethylenethern (OME_n).



Dabei kommen saure Katalysatoren wie z. B. saure Ionenaustauscherharze zum Einsatz. Der Trioxan-Ring wird geöffnet, und es wird anschließend im Ganzen, oder auch in Formaldehyd aufgespalten in das Methylal eingefügt, so dass sich ein Oxymethylenether mit $n > 1$ bildet [190]. Die verschiedenen OME stehen zueinander in einem Gleichgewicht, welches von den Prozessbedingungen und dem Verhältnis zwischen Trioxan und Methylal abhängig ist. Das Modell nutzt die zugrundeliegende Kinetik nach [190] um die OME-Synthese nachzubilden. Methylal(OME₁), OME₂ und OME₆₊ werden destillativ abgetrennt und zurückgeführt.

Die Anwesenheit von Wasser führt zur Bildung von Halbacetalen und sollte vermieden werden [190]. Andere mögliche Nebenprodukte sind DME und Methylformiat.

Das Produkt besteht im Wesentlichen aus OME₃ bis OME₅ mit der in Tabelle 69 angegebenen Zusammensetzung. Es besitzt in diesem Fall einen Heizwert von 19,2 MJ/kg und eine Dichte von 1058 g/l.

Tabelle 69 Produktzusammensetzung des OME-Gemischs (modelliert)

	Masseanteil Ma.-%
OME ₃	45,7
OME ₄	32,3
OME ₅	21,4
OME ₆	0,6

Betriebsstoffe

Als Edukt für den Gesamtprozess wird Methanol verwendet. Das bei der Extraktion von Trioxan verwendete Benzol muss permanent in Teilen erneuert werden.

Ströme

Tabelle 70 zeigt die Ströme bei der OME-Synthese, die Zahl der modellierten Energieströme ist aufgrund der vielen Teilsyntheseschritte relativ groß.

Tabelle 70 Übersicht über wichtigste Stoff- und Energieströme bei Erzeugung von 1kg OME₃₋₅ aus Methanol

	EIN		AUS	
Stoffströme	MeOH:	1,26 kg	OME ₃₋₅ :	1 kg
	H ₂ O:	1,61 kg	H ₂ O:	2,55 kg
Energieströme			Wärme (300 °C):	2,74 MJ
			Wärme (300→120 °C):	2,20 MJ
			Wärme (287 °C):	0,760 MJ
			Wärme (280→188 °C):	0,157 MJ
			Wärme (188→162 °C):	0,336 MJ
	Wärme (401 °C):	1,08 MJ	Wärme (173→153 °C):	0,535 MJ
	Wärme (238 °C):	4,52 MJ	Wärme (168 °C):	3,15 MJ
	Wärme (114 °C):	1,13 MJ	Wärme (162→40 °C):	0,237 MJ
	Wärme (101 °C):	1,06 MJ	Wärme (153→80 °C):	0,484 MJ
	Wärme (71→200 °C):	0,171 MJ	Wärme (90 °C):	0,299 MJ
	Wärme (71 °C):	0,880 MJ	Wärme (90→87 °C):	0,010 MJ
	Wärme (59 °C):	1,13 MJ	Wärme (87→74 °C):	1,37 MJ
	Wärme (40→200 °C):	1,68 MJ	Wärme (80 °C):	0,007 MJ
	Wärme (40→71 °C):	0,083 MJ	Wärme (74→7 °C):	1,65 MJ
			Wärme (67 °C):	0,247 MJ
			Wärme (50 °C):	1,12 MJ
			Wärme (42 °C):	0,711 MJ
			Wärme (7 °C):	0,399 MJ

Kapitalkosten

In Tabelle 71 sind Daten für die Kapitalkosten der OME-Synthese angegeben. Der Degressionskoeffizient χ wurde mit 0,65 für etwas komplexere chemische Anlagen nach [125] abgeschätzt.

Tabelle 71 Kapitalkosten für Methanisierung über CO₂ (TIC-Bezug)

Anlagengröße MW (OME)	Kosten M€ (2018)	Bezugsjahr	spez. CAPEX €/kW (OME)	Quelle
665	289,9	2016	436	[129]

Anlage 6

Modellierung von Wärmeströmen und Kühlbedarf – technischer Anhang

Die bei den Prozessen entstehenden Wärmeströme und der im Prozess benötigte Wärmebedarf wurden mittels einer PINCH-Analyse gegenübergestellt, so dass eine möglichst große Menge des Wärmebedarfs mit prozesseigener Energie gedeckt werden kann. Als minimale Temperaturdifferenz zwischen warmem und kaltem Strom wurden 5 K festgelegt.

Aus dieser Modellierung ergeben sich die notwendigen Wärmemengen, die im Prozess zusätzlich benötigt werden und die Wärmemengen, die anfallen, je nach Temperaturniveau wird der Wärmestrom genutzt bzw. muss er passiv oder aktiv gekühlt [153] werden:

- **bis 40 °C:** Aktive Kühlung über Ammoniakadsorptionskühlung [153]. Pro 1 MJ zugeführter Wärme werden 0,34 MJ Wärme des zu kühlenden Stromes abgeführt [238]. Pro kW Kühlleistung werden 500 € Kapitalkosten benötigt [239].
- **40 bis 60 °C:** Aktive Wasserkühlung [153], mit Kühlwasser welches mit einem Preis von 0,086 €/m³ einbezogen wurde [129]. Ein kW Kühlleistung besitzt Kapitalkosten von 20 € [240].
- **60 bis 100 °C:** Passive Luftkühlung. Hier werden Kapitalkosten von 20 € [239] benötigt.
- **100 bis 250 °C:** Diese Wärmeströme können zur Wärmebereitstellung verwendet werden (auch zum Verkauf von Wärme). Ein Nutzungsgrad von 95 % wurde angenommen.
- **250 bis 500 °C:** Die Wärme kann genutzt werden um Dampfturbinen anzutreiben, welche Elektrizität erzeugen können. Der Wirkungsgrad für Wärme aus diesem Temperaturbereich wurde mit 60 % angenommen.
- **Ab 500 °C:** Die Wärme in diesem Bereich entsteht i.d.R. aus Verbrennungsprozessen und wird im Modell mit einer Gasturbine zu Elektrizität mit einem Wirkungsgrad von 65 % umgewandelt. Die angesetzten Kapitalkosten für Dampf- und Gasturbine wurden aus [149] entnommen.

Anlage 7

Transport – technischer Anhang

Der Transport von Wasserstoff und von flüssigen Produkten wurde in Anlehnung an Daten der IEA [143] modelliert. Aus den modellierten CAPEX und OPEX wurden anschließend mit der in Kapitel 6.2 beschriebenen Methodik der jeweilige Aufwand für den Transport bestimmt.

Dabei wurden folgende Module für Transportbestandteile integriert, die nachfolgend beschrieben werden:

- für Wasserstoff:
 - Verflüssigung
 - Schiffstransport (inkl. Im- und Exportterminals)
 - Lkw-Transport
 - Pipeline
 - Verteilung über Leitungsnetz
- Für Flüssigkeiten: (Diesel, Benzin, Methanol, Ethanol, OME)
 - Schiffstransport (inkl. Im- und Exportterminals)
 - Lkw-Transport

Verflüssigung von Wasserstoff

Die Kapitalkosten betragen für eine Anlage mit einer Kapazität von 260.000 t/a nach [143] umgerechnet 1250 M€₂₀₁₉. Der Degressionskoeffizient wurde mit 0,69 – einem Wert für Luftzerlegungsanlagen [241] – abgeschätzt.

Die Verflüssigung von Wasserstoff ist relativ energieintensiv. Bossel et al. [141] geben in Abhängigkeit von der Anlagengröße einen mit zunehmender Anlagengröße sinkenden Energiebedarf an. Der darin, für fortschrittliche Anlagen, dargestellte Zusammenhang lässt sich mit folgender Gleichung beschreiben:

$$E = 18,60 + 96,04 \cdot \exp(-0,8249 \cdot \log_{10} \dot{m})$$

E ist die für die Verflüssigung notwendige Energie in % des Energiegehaltes (Brennwert) des verflüssigten Wasserstoffs (141,8 MJ/kg)

\dot{m} ist der durchgesetzte Massestrom des Wasserstoffs in kg/h (als Maß für die Anlagenkapazität)

Zusätzlich sind noch weitere OPEX-Kosten von jährlich 4 % des CAPEX anzusetzen [143]. Die Anlagenlebensdauer wurde mit 30 Jahren angenommen.

Eine Alternative zur Verflüssigung wäre die Nutzung von LOHC (flüssigen organischen Wasserstoffträgern – *liquid organic hydrogen carrier*), Stoffen, die vor dem Transport Wasserstoff aufnehmen, und für die Nutzung wieder abgeben können. Dabei wird der Stoff selbst umgewandelt – hydriert und dehydriert. Vor allem Aromaten, wie z. B. Toluol eignen sich dafür, sie nehmen bei der Umwandlung in Naphthene (bei Toluol: Methylcyclohexan) mehrere Wasserstoffmoleküle auf und können sie bei der Rückumwandlung wieder abgeben.

Schiffstransport (inkl. Im- und Exportterminal) – Wasserstoff

Für den Schiffstransport wurden prinzipiell drei zusammenhängende Modelle berücksichtigt (Schiff, Importterminal, Exportterminal):

Schiff

Der Wasserstoff wird in flüssiger Form transportiert, er besitzt dabei eine Temperatur von -252 °C, dafür sind spezielle Schiffe notwendig, die isolierte Tanks besitzen. Die Rahmendaten für die Modellierung sind in Tabelle 72 aufgeführt.

Tabelle 72 genutzte Modelldaten für Schiffstransport von H₂ [143]

Schiffstransport für Wasserstoff (flüssig)		Werte für Modellierung	
CAPEX		368	M€ ₂₀₁₉ /Schiff
Kapazität		11000	t H ₂ /Schiff
Kraftstoffbedarf	voll	1487	MJ/km
	leer	1381	MJ/km
mittl. Geschwindigkeit		30	km/h
Flashrate		1,3	%/Befüllung
Verdampfungsrate		0,2	%/Tag
sonst. OPEX		4	%(CAPEX)/a
Betriebsdauer		30	Jahre

Die Flashrate bezeichnet die Menge an flüssigem Wasserstoff, die pro Befüllung verdampft. Die Verdampfungsrate gibt die Menge der Verdampfung an, welche notwendig ist, um durch Verdampfungskühlung die Temperatur in den Schiffstanks aufrechtzuerhalten. Der verdampfte Wasserstoff kann aufgefangen werden und reicht aus, um das Schiff anzutreiben. Für die Rückreise wurde angenommen, dass Schweröl eingesetzt wird, mit Kosten von 300 €/t [242]. Als Liegezeit wurden insgesamt 3 Tage pro Transport angenommen.

Terminals

Die Im- und Exportterminals wurden so dimensioniert, dass Wasserstoff von 10 Produktionsanlagen verschifft werden können. Die zugrunde gelegten Werte für die Modellierung sind in Tabelle 73 aufgeführt.

Die notwendige Anzahl der Tanks ergibt sich aus der notwendigen Kapazität zur Beladung eines Schiffs mit zusätzlichen Kapazitäten, die sich aus der Vorhaltezeit ergeben.

Tabelle 73 genutzte Modelldaten für Terminals (Schiffstransport) für H₂ (nach [143] bzw. eigenen Annahmen)

Terminals für Wasserstoff (flüssig)	Exportterminal Werte für Modellierung		Importterminal Werte für Modellierung	
	CAPEX	259	M€ ₂₀₁₉ /Tank	286
Kapazität	3190	t H ₂ /Tank	3550	t H ₂ /Tank
Flashrate	0,1	%/Befüllung	0,1	%/Befüllung
Verdampfungsrate	0,1	%/Tag	0,1	%/Tag
Vorhaltezeit	7	Tage	20	Tage
Elektrizitätsbedarf	0,61	kWh/kg	0,2	kWh/kg
sonst. OPEX	4	%(CAPEX)/a	4	% (CAPEX)/a
Betriebsdauer	30	Jahre	30	Jahre

Lkw-Transport – Wasserstoff und flüssige Energieträger

Der Lkw-Transport wird anhand der in Tabelle 74 angegebenen Daten modelliert. Als Kraftstoff wurde Dieseldieselkraftstoff angenommen (Kosten im Modell 1,05 €/l). Beim Transport von Wasserstoff wurde eine Flashrate von 1% angenommen.

Tabelle 74 genutzte Modelldaten zum Lkw-Transport ([143], [137], eigene Annahmen)

Lkw-Transport Wasserstoff (flüssig) und Flüssigkeiten	Exportterminal Werte für Modellierung	
CAPEX	0,165	M€ ₂₀₁₉ /Lkw
Kapazität	35	m ³
Flashrate	1,0	%/Befüllung (nur Wasserstoff)
Kraftstoffverbrauch	1220,1	MJ/100 km
Fahrer	20,5	€/h
Fahrtzeit	45	h/Woche
mittlere Geschwindigkeit	50	km/h
sonst. OPEX	12	% (CAPEX)/a
Betriebsdauer	12	Jahre

Pipelinetransport – Wasserstoff

Wie bei den Im- und Exportterminals wird hier angenommen, dass eine Pipeline den Wasserstoff von 10 Anlagen transportiert.

Für den Transport von Wasserstoff über Pipelines wurde alle 150 km eine Verdichterstation vorgesehen [141], um den auftretenden Druckverlust über die vorherige Teilstrecke zu kompensieren. Die Verdichterstationen werden mit dem transportierten Medium – in diesem Fall also Wasserstoff – betrieben. Die grundsätzlichen Annahmen sind in Tabelle 75 aufgeführt.

Tabelle 75 genutzte Modelldaten zum Pipelinetransport von H₂

Pipelinetransport Wasserstoff (gasf.)	Werte für Modellierung		Quelle/Anmerkungen
CAPEX	$0,004 \cdot d^2 + 0,6 \cdot d + 329$	€/m	[243] d: Durchmesser in mm
Nutzungsgrad	75	%	[143]
Druck	100	bar	[143]
Geschwindigkeit in Pipeline	ca. 5–15	m/s	muss für Einzelfall optimiert werden
Rauigkeit der Pipeline (→ Druckverlust)	0,0015	mm	Annahme

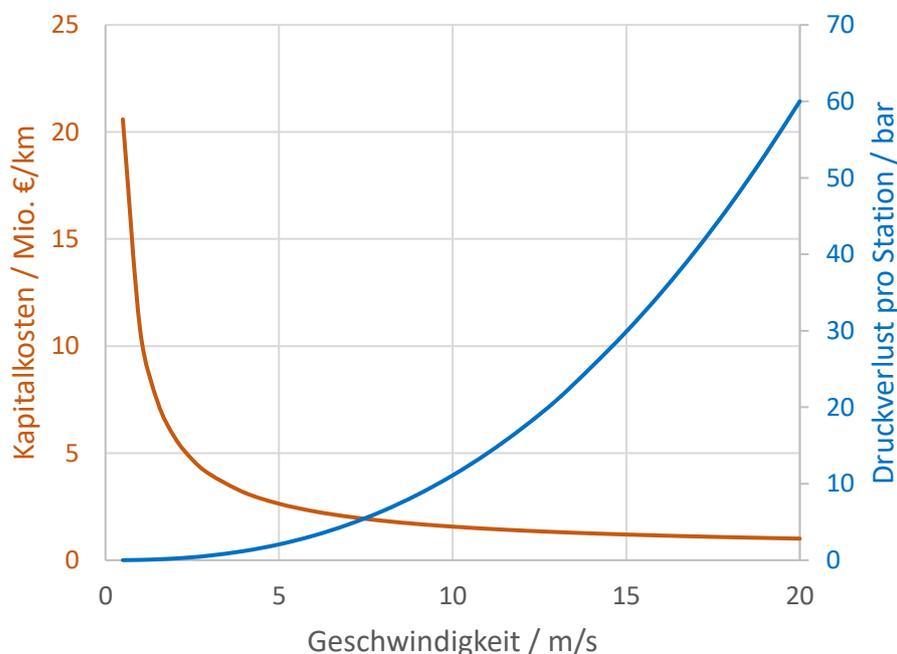


Abbildung 83 Kenndaten für eine Pipeline (Kapazität ca. 350.000 t/a H₂) in Abhängigkeit der Geschwindigkeit des Mediums (modelliert)

Die Geschwindigkeit mit der der Wasserstoff durch die Pipeline bewegt wird, wird durch den Durchmesser der Pipeline beeinflusst. Je größer der Durchmesser umso niedrigere

Geschwindigkeiten sind nötig um den Wasserstoff zu transportieren, aber umso größer sind die Kapitalkosten (s. Abbildung 83). Je höher die Geschwindigkeit, umso höher ist der Druckverlust zwischen den Verdichterstationen (s. Abbildung 83), und umso höher ist der Aufwand beim Verdichten.

Zwischen Kapitalkosten und Betriebskosten (für Energieaufwand der Verdichter) existiert ein Optimum, welches abhängig von den Rahmenbedingungen bestimmt wurde. Wichtige Einflussgrößen sind bei dieser Auslegung die Länge der Pipeline, der zu transportierende Volumenstrom und die Kosten des Wasserstoffs.

Verteilungsnetz – Wasserstoff

Für die Distribution wurde analog zum Ferntransport per Pipeline ein Verteilungsnetz modelliert. Aufgrund der geringeren Länge sind keine Verdichterstationen notwendig. Vom großen Verteilernetz zweigen kleinere Netze ab, die den Wasserstoff zu den letztlichen Verbrauchern bringen können, deren Kosten müssen ebenfalls berücksichtigt werden. Der Druck in diesen Netzen liegt deutlich geringer.

Tabelle 76 genutzte Modelldaten zur Modellierung eines H₂-Verteilnetzes [143]

Verteilernetz Wasserstoff (gasf.)	Werte für Modellierung	
CAPEX	$0,0034 \cdot d^2 + 0,6 \cdot d + 329$	€/m d: Durchmesser in mm
Nutzungsgrad	100	%
Druck	80	bar
Abzweigende Netze		
Länge	3	km
Durchfluss	365	t/a
CAPEX	300	€/m
Druck	10	bar

Die modellierten Kosten beziehen sich auf einen Neubau der Netze. Hier ist anzumerken, dass teilweise schon Wasserstoffnetze bestehen. Zudem ist die Nutzung der Erdgasinfrastruktur mit H₂ als Beimischung im Erdgas möglich. Falls diese Möglichkeiten vorhanden sind, könnte die Verteilung von Wasserstoff relativ preisgünstig erfolgen.

Schiffstransport – Flüssige Energieträger

Die Herangehensweise bei der Modellierung des Schiffstransports flüssiger Energieträger entspricht der des Transports flüssigen Wasserstoffs. Beim Transport von Flüssigkeiten entsteht jedoch, anders als beim Transport von flüssigem Wasserstoff, kein Verlust durch Verdampfen. Das CAPEX für die Schiffe ist deutlich geringer, durch die größere transportierte Masse ist jedoch mehr Kraftstoff pro km notwendig (Tabelle 77).

Tabelle 77 genutzte Modelldaten zum Schiffstransport von Flüssigkeiten [143]

Schiffstransport für Flüssigkeiten		Werte für Modellierung	
CAPEX		68	M€ ₂₀₁₉ /Schiff
Kapazität		152000	m ³ /Schiff
Kraftstoffbedarf	voll	3300	MJ/km
	leer	1381	MJ/km
mittl. Geschwindigkeit		30	km/h
sonst. OPEX		4	%(CAPEX)/a
Betriebsdauer		30	Jahre

Im- und Exportterminals wurden mit in Tabelle 78 angegebenen Daten modelliert.

Tabelle 78 genutzte Modelldaten für Terminals (Schiffstransport) für Flüssigkeiten [143]

Terminals für Flüssigkeiten	Exportterminal Werte für Modellierung		Importterminal Werte für Modellierung	
	CAPEX	31	M€ ₂₀₁₉ /Tank	31
Kapazität	71620	m ³ /Tank	85253	m ³ /Tank
Vorhaltezeit	7	Tage	20	Tage
Elektrizitätsbedarf	0,01	kWh/kg	0,01	kWh/kg
sonst. OPEX	4	%(CAPEX)/a	4	%(CAPEX)/a
Betriebsdauer	30	Jahre	30	Jahre

Anlage 8

Berechnung des Strombedarfs für Sektorkopplung

Straßenfahrzeuge - Elektromobilität

Die Berechnungen des Elektroenergiebedarfs für den vollständigen Ersatz von Verbrennungsmotoren in Straßenfahrzeugen durch elektrische Antriebe beruhen auf den aktuellen Kraftstoffverbräuchen (2016: Dieselkraftstoff 37,9 Mio. Tonnen, Ottokraftstoff 18,2 Mio. Tonnen [244]) in Verbindung mit den sogenannten Tank-to-Wheels-Wirkungsgraden der verschiedenen Antriebsarten. Diese Wirkungsgrade berücksichtigen die Verluste im Fahrzeug bei der Wandlung der aufgenommenen Energie (Kraftstoff, Elektroenergie) in die kinetische Nutzenergie.

Im Gegensatz zu anderen Hochrechnungen, die von abgeschätzten Fahrstrecken und spezifischen, durchschnittlichen Elektroenergieverbräuchen meist von Kleinwagen ausgehen, beruht diese Schätzung auf dem realen Energiebedarf im Straßenverkehr.

Die für die Substitution erforderliche Strommenge ergibt sich dabei aus

$$\text{Strombedarf} = m_{\text{Kraftstoff}} \cdot Q_{i,\text{Kraftstoff}} \cdot \frac{\eta_{\text{Verbrennungsmotor}}}{\eta_{\text{Elektro}}}$$

mit $m_{\text{Kraftstoff}}$ Kraftstoffbedarf,
 $Q_{i,\text{Kraftstoff}}$ Spezifischer Energieinhalt (Heizwert) des Kraftstoffs
 η Well-to-Wheels-Wirkungsgrade

Es wurden die nachstehenden durchschnittlichen Tank-to-Wheels-Wirkungsgrade verwendet:

- Diesel-PKW 30 %, Diesel-LKW 40 %
(unter der Annahme, dass Dieselkraftstoff zu jeweils 50 % in PKW und LKW verbraucht wird, ergibt sich ein mittlerer Wirkungsgrad für Dieselantriebe von 35 %),
- Benzin-PKW 25 %,
- Elektroauto 78 %
(Motorwirkungsgrad inkl. Leistungselektronik 90 %, Lade-/Entnahmeverluste Traktionsbatterie 20 %, unberücksichtigt: Verluste durch Selbstentladung)

Beispiel: Strombedarf für die Substitution von Dieselkraftstoff:

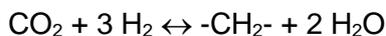
$$= 37,9 \cdot 10^9 \text{ kg} \cdot 43 \text{ MJ/kg} \cdot 0,35 / 0,78 = 731,3 \text{ GJ} = 203 \text{ TWh}$$

Luffahrt – synthetische strombasierte Kraftstoffe

Es besteht Konsens, dass für die Luffahrt auch zukünftig flüssige Treibstoffe unverzichtbar sind. Unter dem Aspekt der Sektorkopplung kommt eine Synthese von Turbinentreibstoffen auf der Basis von Kohlendioxid und mittels Wasserelektrolyse hergestellten Wasserstoff in Betracht („PtL“ = Power-to-Liquid) in Betracht.

Bei der Berechnung des Strombedarfs wird davon ausgegangen, dass Kohlendioxid zur Verfügung steht und keine diesbezüglichen Energieaufwendungen erforderlich sind. Der Strombedarf ergibt sich dann nur aus der Elektrolyse zur Bereitstellung des Wasserstoffs.

Für die Kerosinsynthese kann der Wasserstoff-Bedarf mit der nachstehenden stöchiometrischen Gleichung abgeschätzt werden:



Dabei steht -CH₂- für die Kettenglieder der aliphatischen Kohlenwasserstoffe der Produkte.

Bei einem Bedarf an Jet A1 im Jahr 2016 von 9,2 Mio. Tonnen müssen 28,85 Mio. Tonnen Kohlendioxid umgesetzt werden (entspricht einer C-Menge von 7,87 Mio. Tonnen). Dazu sind nach obiger Gleichung 3,93 Mio. Tonnen Wasserstoff erforderlich. Bei einem Brennwert von Wasserstoff von 39,69 MWh/t entspricht das einem Energieäquivalent von 156 TWh.

Der energetische Wirkungsgrad von technischen Elektrolyseuren liegt zwischen 70 und 80 %, die Firma Sunfire gibt Wirkungsgrade ihrer Systeme von bis zu 85 % an [245].

Auf der Basis eines Elektrolysewirkungsgrades von 80 % ergibt sich für die Herstellung des Wasserstoffs für die o. a. Jet-Menge ein Strombedarf von 195 TWh. Dabei ist zu beachten, dass nur 1/3 des Wasserstoffs chemisch in das Produkt eingebunden wird. Zwei Drittel werden durch die stark exothermen Synthesereaktionen in Wasser umgesetzt. Dementsprechend enthält das Produkt auch nur rund 50 % der aufgewendeten Elektroenergie in chemisch gebundener Form.

Wärmemarkt

In 2015 wurde in Deutschland Endenergie in Höhe von 1.373 TWh für die Bereitstellung von Wärme und Kälte verbraucht. Mit 669 TWh hat der Raumwärmemarkt daran den größten Anteil (s. nachstehende Tabelle [246]).

Tabelle 79 Endenergieverbrauch für Wärme/Kälte 2015 (D) in TWh [246]

	Wärme gesamt	Raum- wärme	Warm- wasser	Prozess- wärme	Kälte
Strom	177	16	21	84	56
Öl	205	169	21	15	1
Gas	586	313	49	223	1
Kohle	126	9	0	117	0
Fernwärme	119	64	9	45	0
Erneuerbare (EE)	139	98	14	28	0
Sonstige	21	0	0	21	0
Summe	1.373	669	114	533	58
ohne Strom und EE	1.057	555	79	421	2

Aufgeschlüsselt nach Endenergieträgern leistet Strom einen Beitrag von 12,9 % (177 TWh) und die direkte Nutzung von Erneuerbaren 10,1 % (139 TWh) [246]. Abzüglich dieser Energiemengen verbleibt ein Restbedarf von ca. 1.050 TWh, der zukünftig durch Steigerung der Effizienz vermindert und schließlich im Zuge der Sektorkopplung durch elektrische Energie gedeckt werden muss.

Zur Abschätzung des Strombedarfs auf der Basis des heutigen Wärme- und Kältebedarfs wird unterstellt, dass der Energiebedarf für Raumwärme und Warmwasser über Wärmepumpen bereitgestellt werden kann. Unter Annahme einer Leistungszahl von 4 ergäbe sich ein Strombedarf von 160 TWh. Bei Berücksichtigung der Bereitstellung von Prozesswärme bzw. Kälte würde sich der Gesamtbedarf auf etwa 580 TWh summieren.

Zur Vereinfachung wurde die Einbeziehung von energetischen Wirkungsgraden für die Wandlung Endenergie in Wärme/Kälte vernachlässigt, auch vor dem Hintergrund größerer Unsicherheiten bei der Abschätzung des zukünftigen Bedarfs.

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die vorgestellten Berechnungen und Schätzungen ausschließlich mit dem Ziel durchgeführt wurden, die Dimension einer vollständigen Elektrifizierung im Zuge einer Sektorkopplung und treibhausgasfreien Energiebereitstellung auf der Basis des gegenwärtigen Energieverbrauchs zu demonstrieren. Sie können nicht dazu dienen, realistische zukünftige Strombedarfe aufzuzeigen, da keine verlässlichen Prognosen zur Bedarfsentwicklung und zum technischen Fortschritt vorliegen.



www.dgmk.de