



1. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“:
Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X)

OPTIONEN FÜR EIN NACHHALTIGES ENERGIESYSTEM MIT POWER-TO-X TECHNOLOGIEN

Herausforderungen – Potenziale – Methoden – Auswirkungen

Herausgeber: Florian Ausfelder, Hanna Ewa Dura

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

KOPERNIKUS

P2X

PROJEKTE

Die Zukunft unserer Energie

Das Kopernikus-Projekt „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X)

DAS KONSORTIUM

Areva H	HYDROGENIOUS TECHNOLOGIES GmbH
2Gen GmbH	ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung GmbH
Arge-Netz GmbH & Co. KG	INERATEC GmbH
AUDI AG	innogy SE
BASF New Business GmbH	Karlsruher Institut für Technologie
Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e. V.	Leibniz-Institut für Katalyse e. V.
Chemieanlagenbau Chemnitz GmbH	Linde AG
Clariant Produkte (Deutschland) GmbH	Ludwig-Maximilians-Universität München
Climeworks Deutschland GmbH	Öko-Institut e. V.
Covestro Deutschland AG	OMV Refining & Marketing GmbH
DECHEMA-Forschungsinstitut	RWTH Aachen University
DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V.	Shell Global Solutions (Deutschland) GmbH
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.	Siemens AG
Deutsches Zentrum für Luf- und Raumfahrt e. V.	sunfre GmbH
ERC Additiv GmbH	Technische Universität Bergakademie Freiberg
Evonik Creavis GmbH	Technische Universität München
Ford-Werke GmbH	thyssenkrupp Industrial Solutions AG
Forschungszentrum Jülich GmbH	Volkswagen AG
Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e. V.	Wacker Chemie AG
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg	Wissenschaftszentrum Berlin für Sozialforschung gGmbH
GETEC green energy AG	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
GETEC heat & power AG	WWF Deutschland
Greenerity GmbH	ZAE Bayern
Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
Heraeus Deutschland GmbH & Co. KG	

DIE PROJEKTKOORDINATOREN

Kurt Wagemann (DECHEMA e.V.), Walter Leitner (RWTH Aachen), Rüdiger Eichel (Forschungszentrum Jülich)

AUSGANGSSITUATION

Um den Umbau des deutschen Energiesystems erfolgreich zu gestalten, wurden die „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“ auf den Weg gebracht. „Power-to-X“ (PtX) fasst als eines dieser vier Projekte Technologien zusammen, die auf eine Umwandlung von fluktuierender erneuerbarer Energie in stoffliche Energiespeicher, Energieträger und energieintensive Chemieprodukte zielen.

ZIELSETZUNG

Ziel des Kopernikus-Projektes P2X ist es, Lösungen zu erarbeiten, mit denen unter Einsatz erneuerbarer Energie stoffliche Energieträger zeitlich flexibel und auf die gesellschaftlichen Bedürfnisse abgestimmt produziert werden können. Diese können in den Leitmärkten Energie, Verkehr und Chemie eingesetzt werden. Damit wird eine Verknüpfung zwischen energetischen und stofflichen Wertschöpfungsketten geschaffen, die zusätzlich den Einsatz fossiler Rohstoffe verringern kann.

*1. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“:
Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X)*

OPTIONEN FÜR EIN NACHHALTIGES ENERGIESYSTEM MIT POWER-TO-X TECHNOLOGIEN

Herausforderungen – Potenziale – Methoden – Auswirkungen

Herausgeber: Florian Ausfelder, Hanna Ewa Dura

Erstellt im Rahmen der Roadmapping-Aktivitäten im Kopernikus-Projekt „Power-to-X“:
Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X) gefördert durch das Bundesministerium
für Bildung und Forschung.

FKZ: 03SFK2WO (DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.)

HERAUSGEBER:

Florian Ausfelder
Hanna Dura

DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

REDAKTIONSGRUPPE

Erika Bellmann
Armin Grunwald
Christopher Hebling
Gerhard Kiesbauer
Stephan Stollenwerk
Rainer Griebhammer

WWF
Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse
Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme
GETEC heat & power AG
innogy SE
Öko-Institut e.V.

Die angegebenen Autoren tragen die Verantwortung für die Inhalte in den jeweiligen Kapiteln. Die Herausgeber und die Redaktionsgruppe haben die Autoren bei der Texterstellung unterstützt, stimmen aber nicht in allen Fällen den getroffenen Aussagen in vollem Umfang zu.

AUTOREN

Nachname	Vorname	Institution	Kapitel
Ausfelder	Florian	DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.	1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 2, 2.1, 2.2, 2.3, 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 5, 7.1, 7.2, 7.3, 8.2, 9.1, 9.3, 10.2, 12.1, 12.2, 13.1, 13.2, 14.1, 14.2, 14.3, 17.1, 18.2, 18.3, 19, 20, 21, 22, 23.1, 23.2, 24, 25
BareiB	Kay	TUM – LS Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme	8.1, 15.1 Abschnitt (A), 16.1 Abschnitt (A)
Bellmann	Erika	WWF	1.3, 7.3
de la Rua	Christina	TUM – LS Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme	16.1 Abschnitt (A)
Deutz	Sarah	RWTH-Lehrstuhl für Technische Thermodynamik	14.1, 16.2 Abschnitt (B), 17.3.2
Dura	Hanna	DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.	2, 2.1, 2.2, 2.3, 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 5, 7.1, 7.2, 7.3, 8.2, 9.3, 10.1, 10.2, 11.2, 12.1, 12.2, 13.1, 13.2, 14.1, 14.2, 14.3, 17.1, 19, 21, 22, 23.1, 24
Forster	Susanne	Audi AG	16.2 Abschnitt (A)
Fröhlich	Thomas	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH	14.1, 15.1 Abschnitt (B)
Griebhammer	Rainer	Öko-Insitut e.V.	23.2, 25
Grube	Thomas	FZJ – Institut für Energie- und Klimaforschung, Elektrochemische Verfahrenstechnik	16.1 Abschnitte (A), (C), 17.3.1, 18.1
Grunwald	Armin	Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse	2, 6
Hamacher	Thomas	TUM – LS Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme	17.2.1
Hildebrand	Jan	IZES gGmbH	11.1
Hurtig	Oliver	DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.	10.2
Merten	Frank	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH	12.1, 17.2, 18.1
Merz	Cornelia	Öko-Institut e.V.	14.1, 16.2 Abschnitt (B), 17.1
Patyk	Andreas	Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse	9.2, 15.2, 16.1 Abschnitt (B), 16.2 Abschnitt (C)
Poncette	Dominik	Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse	9.2, 15.2, 16.1 Abschnitt (B), 16.2 Abschnitt (C)
Preuster	Patrick	FAU – Lehrstuhl für Chemische Reaktionstechnik	16.1 Abschnitte (A), (C), 17.3.1, 18.1
Reinecke	Liv	Evonik Industries AG	15.2
Robinius	Martin	FZJ – Institut für Energie- und Klimaforschung, Elektrochemische Verfahrenstechnik	16.1 Abschnitte (A), (C)
Schill	Wolf-Peter	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V.	16.1 Abschnitte (A), (C), 17.3.1, 18.1
Schönleber	Konrad	TUM – LS Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme	8.1, 17.2.1
Simon	Balint	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH	14.1, 15.1
Stefan	Andreas	TUM – LS Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme	15.1
Stollenwerk	Stephan	Innogy SE	23.1, 23.2
Sutter	Jürgen	Öko-Institut e.V.	14.1, 16.2 Abschnitt (B), 17.1
Wagemann	Kurt	DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.	1.1, 1.2, 1.3, 1.4
Yildirim	Ömer	thyssenkrupp Industrial Solutions	9.2
Zapp	Petra	FZJ – Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung	15.1

VORWORT

Liebe Leserin, lieber Leser,

der Klimawandel stellt die Menschheit vor eine nie dagewesene, globale Herausforderung. Ursächlich dafür ist der anthropogene Ausstoß von Treibhausgasen in die Atmosphäre seit der Industrialisierung. Während die Konsequenzen und Folgen unseres Handelns, auch unseres Konsumverhaltens in Vergangenheit und Gegenwart langsam greifbare Gestalt annehmen, wird die Suche nach Lösungen immer dringlicher.

Die internationale Politik hat reagiert und es werden immer neue Zielvereinbarungen zur Umsetzung von Klimazielen beschlossen. Die Europäische Union verhandelt für ihre Mitgliedsstaaten und hat Maßnahmen zur Umsetzung in ihrem Geltungsraum beschlossen. Die Mitgliedsstaaten setzen diese Beschlüsse um und nehmen darüber hinaus ihre eigenen Gestaltungsspielräume wahr.

In Deutschland wurde mit der Energiewende ein radikaler Umbau des Energiesystems eingeläutet, der gezielt den Ausbau der erneuerbaren Energien fördert. Laut dem Klimaschutzplan von 2016 orientiert sich die Deutsche Klimaschutzpolitik am Leitbild einer weitgehenden Treibhausgasneutralität bis 2050. Im Sinne des energiepolitischen Dreiecks sollen dabei die Faktoren Umwelt(Klima-)schutz, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit beachtet werden.

Der Stromsektor konnte einen starken Zuwachs erneuerbarer Stromerzeugung verzeichnen, der insbesondere im Bereich der Windkraft und Photovoltaik noch stärker ausgebaut werden soll. Die anderen Sektoren, die traditionell stärker auf stoffliche Energieträger angewiesen sind – Industrie, Wärme und Verkehr – tun sich hingegen mit einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien schwer, da außer der begrenzt verfügbaren Biomasse, nur wenige direkte Optionen für die bestehenden Technologien offenstehen und neue strombasierte Lösungen wiederum auf Verfügbarkeit größerer Mengen erneuerbaren Stroms angewiesen sind.

Um die technologischen und politischen Herausforderungen der Energiewende durch neue Optionen zu adressieren, sind 2016 vier, durch das BMBF geförderte, sogenannte Kopernikus-Projekte, angetreten. Das Projekt SynErgie beschäftigt sich mit der Flexibilisierung von Industrieprozessen, ENSURE erarbeitet neue Netzkonzepte und das Projekt ENavi adressiert die sozial-politischen Aspekte der Energiewende.

Das Kopernikus-Projekt P2X beschäftigt sich mit Technologien für die Sektorkopplung, die es ermöglichen, Energie aus erneuerbarer Stromerzeugung in andere Sektoren zu tragen, die noch vorrangig auf fossilen Energieträgern basieren. Das Konsortium von 50 Partnern aus Hochschulen, Forschungseinrichtungen, Industrie und Zivilgesellschaft verfolgt das Ziel, die Power-to-X-Technologien möglichst bis zur Marktreife weiter zu entwickeln und damit einen aktiven Beitrag zum Gelingen der Energiewende zu leisten.

Dies kann entweder durch eine direkte Elektrifizierung oder durch eine Übertragung der elektrischen Energie auf stoffliche Energieträger erfolgen. Diese Technologien werden unter dem Begriff Power-to-X (PtX) zusammengefasst. Der Einsatz dieser synthetischen Energieträger ermöglicht eine weitere Option zur Transformation der anderen Sektoren hin zu einem nachhaltigeren Energiesystem.

Die Herausforderungen sind beachtlich:

- Die Prozessketten sind verlustbehaftet und die Gesamteffizienz niedrig.
- Der Strombedarf ist entsprechend hoch und müsste durch einen zusätzlichen Ausbau an erneuerbarer Stromerzeugung gedeckt werden.
- Die Technologien stecken häufig noch in den Kinderschuhen.
- Die Betriebserfahrungen sind begrenzt.
- Die absehbaren Kosten der Herstellung der Energieträger übersteigen deutlich die Kosten ihrer fossilen Äquivalente.

Die verschiedenen Technologien befinden sich auf unterschiedlichem Entwicklungsniveau und zielen auf unterschiedliche Anwendungen aus den Bereichen der nachhaltigen Bereitstellung von Rohstoffen für die chemische Industrie oder von Energieträgern für Anwendungen im Verkehr oder in der Energiespeicherung.

Der Projektfortschritt wird von dem sogenannten Roadmapping-Prozess begleitet, der versucht, die Entwicklung der verschiedenen Technologien nachzuverfolgen und im Sinne der Zielstellung, auf ökologische, ökonomische und soziale Nachhaltigkeit, zu bewerten. Diese Bewertungen bilden die Grundlage für eine systemische Einordnung unter den gegenwärtigen regulatorischen und politischen Gegebenheiten, mit dem Ziel, die dezidierten Analysen greifbarer zu machen. Die aktive Teil-

nahme an diesem Roadmapping-Prozess steht allen Projektpartnern offen.

Die Energiewende ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe und in diesem Sinne ist es ebenfalls wichtig, dass Forschungs- und Entwicklungsarbeiten nicht isoliert von der gesamtgesellschaftlichen Debatte durchgeführt werden, sondern im Gegenteil diese mit neuen Informationen, Einordnungen und Erkenntnissen unterstützt und begleitet. Es gilt letztlich, diese Diskussion offen innerhalb ebenso wie außerhalb des Projekts zu führen, um dazu beizutragen, dass eine gut informierte Gesellschaft Entscheidungen in der Tragweite treffen kann, wie sie für die Energiewende notwendig sind.

Das Ihnen vorliegende Werk ist ein lebendes Arbeitsdokument, das in regelmäßigen Abständen auf neue Ergebnisse aus dem Projekt und Änderungen der politischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen angepasst wird. Es ist daher keinesfalls als abschließende Beschreibung der Technologien und letztgültige Bewertung ihrer jeweiligen Zukunftsfähigkeit zu sehen, sondern als Diskussionsgrundlage auf Basis des aktuellen Stands des Projekts.

In diesem Sinne wünschen wir Ihnen eine aufschlussreiche Lektüre, die ohne die konstruktive Mitarbeit der Projektpartner nicht möglich gewesen wäre. Der Austausch und die regen Diskussionen führen an einigen Stellen zu Kontroversen, die die Arbeiten im Projekt befruchten und so dazu verhelfen, am Schluss zu robusten Ergebnissen zu gelangen. Daher möchten wir uns auf diesem Wege bei den Autoren und der Redaktionsgruppe herzlich bedanken.



Florian Ausfelder



Hanna Ewa Dura

EXECUTIVE SUMMARY

The Kopernikus-project P2X „Flexible use of renewable resources“ unites 50 partners in research and development to reach market entry level of chemical Power-to-X technologies (PtX). This development is continuously monitored and evaluated via the Roadmapping-process, which includes all partners analyzing and documenting the respective progress in research and development, and puts the results into context of the energy system. This present document presents the current state of the work in the project and its preliminary results.

Chemical PtX technologies have the potential to significantly contribute to „sector-coupling“ by transferring renewable electricity into chemical energy of synthetic energy carriers. This is especially valuable in areas of the energy system that do not have many options for using renewable energies directly.

These areas encompass aviation and marine fuels, fuels for high-temperature industrial applications as well as the chemical feedstock as raw material basis for the chemical industry. Possible priorities and implementation strategies will be presented and discussed.

Chemical PtX energy carriers can in principle contribute towards greenhouse gas (GHG) reduction and thereby support the national political targets of the energy transformation (Energiewende) and the implementation of international climate agreements. However, a detailed analysis of individual process chains is required, since synthetic energy carriers are not *a priori* more sustainable than their respective fossil counterpart, which is done using life cycle assessment (LCA). Within this context, the transferability of LCA results to political goals and interactions between different European regulations aiming for GHG reduction are discussed.

A precondition for using PtX technologies is the availability of the respective resources (electricity, CO₂ and water), which is discussed in some detail.

The following PtX technologies are studied in this project:

- **Electrolysis**
 - Polymer Elektrolyte Membrane (PEM) water electrolysis
 - Low-temperature co-electrolysis
 - High-temperature co-electrolysis
- **Liquid organic hydrogen carriers (LOHC)**
- **Production of liquid fuels**
 - Synthetic kerosene and diesel via Fischer-Tropsch processes
 - Gasoline via production of synthetic methanol and sub-sequential Methanol-to-Gasoline (MTG) process
 - Oxymethylene ether (OME_x) as diesel substitute
- **Production of gaseous fuels**
 - Hydrogen (via PEM)
 - Synthetic liquefied natural gas (LNG)
- **Production of chemical feedstock**
 - Syngas in various compositions
 - Long-chain alcohols

These technologies and their respective value chains are evaluated on the basis of a simplified power generation model. The technologies are investigated using two operation modes “system assist operation”, i.e. operation when renewable electricity is available and “continuous operation”.

Methodologies for sustainability evaluation applied in this project are life cycle assessment (LCA) for ecological sustainability, techno-economic evaluation to cover economic aspects and evaluation of social acceptance. The methodologies are presented and their uncertainties discussed in light of the generally low technical readiness level of the technologies under investigation. Furthermore, the technologies are investigated with respect to their system compatibility, possible routes for development and application as well as utilization potentials. Additional aspects include possible logistical structures for LOHC applications in the transport sector and reduction of local NO_x and soot emissions when using OME_x as fuel.

Preliminary results from LCA include the indicators “cumulative energy demand” (CED) and “global warming” (GW) for “system assist” and “continuous” operation for all investigated technologies and their respective references. Furthermore, expected developments for these indicators as the technology becomes more advanced are assessed. CED values are displayed with

their fossil and renewable contributions. Since the allocation of CO₂ bound in PtX energy carriers is not treated consistently in all relevant regulations, its emissions are displayed separately.

No technologies under investigation in the project perform better on the CED and GW indicators than their fossil references at the current state of their technological development. Foreseen improvements and "system assist" operation however have the potential to shift these indicators into better performance than their fossil reference.

Ballpark future potentials for PtX applications are evaluated via a comparative study of different scenarios and based on current demand of fossil fuels in the respective application area. As a result, the foreseen required amount of PtX energy carriers makes a production solely based in Germany unlikely. Therefore, technology export and import of PtX energy carriers seems to be a more probable future development.

There are some subjects under discussion, for which the project partners have not reached a common position yet. Controversial aspects and their lines of argumentation are presented explicitly. These include:

- Achievement of the national climate targets within the corridor of 80 % to 95 % of GHG reduction in 2050 relative to emissions in 1990
- Requirements and assumptions and the validity of the power generation model
- Evaluation of emissions for PtX production from the power sector subject to EU ETS regulation
- Allocation of CO₂ bound in the PtX energy carrier at the original CO₂ source or at energy carrier
- Function of PtX plants as sector-coupling technologies in the energy system

KURZFASSUNG

Im Kopernikus-Projekt P2X „Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen“ arbeiten 50 Partner an stofflichen Power-to-X Technologien (PtX), mit dem Ziel, diese bis hin zur Marktreife zu entwickeln. Dieser Entwicklungsprozess wird fortlaufend begleitet und bewertet durch den sogenannten Roadmapping-Prozess, der den technischen Fortschritt der Forschungs- und Entwicklungsarbeiten gemeinsam mit den Partnern dokumentiert, analysiert und in den Kontext des Energiesystems einordnet. Dieses Dokument stellt den aktuellen Zwischenstand der Arbeiten im Projekt vor.

Stoffliche PtX-Technologien können im Sinne der „Sektorkopplung“ wichtige Beiträge leisten, Energie aus erneuerbarer Stromerzeugung auf synthetische Energieträger zu übertragen, und damit erneuerbare Energie in Bereichen eintragen, die über wenige andere Optionen für die Umstellung auf erneuerbarer Energie verfügen.

Hierzu zählen insbesondere Treib- und Kraftstoffe in Luft- und Schifffahrt, Brennstoffe zur Bereitstellung industrieller Prozesswärme sowie der Feedstock, d.h. die Rohstoffe für die chemische Industrie. Mögliche Prioritätensetzungen für Implementierungsstrategien werden dargestellt und beschrieben.

Stoffliche PtX-Energieträger können prinzipiell einen Beitrag zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen leisten und damit zum Erreichen der Ziele der Energiewende und der internationalen Klimaabkommen. Allerdings ist eine detaillierte Analyse im Einzelfall notwendig, da ein synthetischer Energieträger nicht *a priori* als nachhaltiger als sein fossiles Pendant zu bewerten ist. In diesem Zusammenhang wird auch die Übertragbarkeit von politischen Zielen auf die Aussagen der Lebenszyklusanalyse (LCA), sowie die Wechselwirkungen zwischen verschiedenen europäischen Instrumenten zur Treibhausgasreduzierung diskutiert.

Die Voraussetzungen für einen Einsatz von PtX-Technologien werden im Kontext der Verfügbarkeit der Rohstoffe (Strom, Wasser und CO₂) beschrieben und eingeordnet.

Im Projekt werden folgende stoffliche PtX-Technologien weiterentwickelt:

- **Elektrolysetechnologien**
 - Polymer Elektrolyt Membran (PEM) Wasserelektrolyse
 - Niedertemperatur Co-Elektrolyse
 - Hochtemperatur Co-Elektrolyse
- **Flüssige Organische Wasserstoffträgersubstanzen (LOHC)**
- **Herstellung flüssiger Kraftstoffe**
 - Synthetisches Kerosin und Diesel über das Fischer-Tropsch-Verfahren
 - Ottobenzin über die Produktion von synthetisches Methanol mit anschließendem Methanol-to-Gasoline (MTG)-Verfahren
 - Oxymethylenether (OME_x) als Dieselerersatz
- **Herstellung gasförmiger Kraftstoffe**
 - Wasserstoff (über PEM)
 - Synthetisches verflüssigtes Gas (LNG)
- **Herstellung von Grundchemikalien**
 - Synthesegas in verschiedenen Zusammensetzungen
 - Herstellung langkettiger Alkohole

Für die Bewertung der Technologien entlang ihrer jeweiligen Wertschöpfungskette wird ein vereinfachtes Stromerzeugungsmodell zugrunde gelegt. Die Technologien werden in zwei Betriebsmodi, einem „systemdienlichen“ Betrieb, d.h. ein Betrieb bei verfügbarer erneuerbarer Stromerzeugung und einem „kontinuierlichen“ Betrieb analysiert und bewertet.

Die Methoden für eine umfassende Nachhaltigkeitsbewertung, bestehend aus ökologischer (LCA), ökonomischer (techno-ökonomische Bewertung) und sozialer Akzeptanzbewertung, werden dargestellt. Die Herausforderungen, die sich in diesen Bewertungsmethoden aufgrund des generell niedrigen technischen Entwicklungsstandes der untersuchten Technologien (technology readiness level, TRL) und der damit verbundenen Unsicherheiten ergeben, werden aufgezeigt. Darüber hinaus erfolgt eine Einordnung der Technologien in Bezug auf ihre voraussichtliche Systemkompatibilität sowie ihre Entwicklungspfade und Potenziale. Es werden auch spezifische Aspekte, wie die mögliche Logistikstruktur von LOHC für mobile Anwendungen und eine Reduktion lokaler Stickoxid- und Rußemissionen durch OME_x dargestellt und diskutiert.

Für die untersuchten Technologien werden jeweils die vorläufigen Ergebnisse der LCA in Bezug auf den relevanten Referenzprozess für die Indikatoren „Kumulativer Energieaufwand“ (KEA) und lebenszyklusbasierte Treibhausgasemissionen (THG_{LCA}) für die „systemdienliche“ und „kontinuierliche“ Betriebsweise dargestellt. Darüber hinaus wird jeweils eine Abschätzung über das Entwicklungspotenzial in diesen Indikatoren getroffen. Der KEA wird mit seinen fossilen und erneuerbaren Anteilen dargestellt. Da die Allokation von in den stofflichen PtX-Energieträgern gebundenem CO_2 gegenwärtig nicht in allen Regularien konsistent behandelt wird, werden diese Emissionen getrennt ausgewiesen.

Sämtliche im Projekt untersuchten Technologien sind auf aktuellem Stand der Entwicklung weder in den Indikatoren KEA noch THG_{LCA} besser als die aktuelle fossile Referenz. Allerdings führen die erwarteten Technologiefortschritte und eine „systemdienliche“ Betriebsweise in vielen Fällen zu besseren Werten der Indikatoren als die fossile Referenz.

Die möglichen Potenziale der PtX-Anwendungen werden über eine vergleichende Betrachtung verschiedener Szenarien und auf Basis des aktuellen Verbrauchs der fossilen Rohstoffe in den relevanten Anwendungsgebieten in ihrer möglichen Größenordnung erfasst. Die benötigten Mengen an PtX-Energieträgern lassen eine ausschließlich in Deutschland stattfindende Produktion als unwahrscheinlich erscheinen. Damit erscheinen Technologieexport und Produktion im Ausland mit anschließendem Import der Energieträger wahrscheinlich.

Nicht in allen Diskussionspunkten konnte in dem Projekt Einigkeit zwischen den Positionen der verschiedenen Partner erreicht werden. Offene Kontroversen, die bisher im Projekt nicht in einen Konsens überführt werden konnten, werden explizit dargestellt und erläutert. Dies umfasst die Fragestellungen

- › Erreichbarkeit der nationalen Zielsetzungen im Korridor von 80 % bis 95 % für die Treibhausgasminderung in 2050 auf Basis der Emissionen von 1990,
- › Anspruch an die Annahmen und Aussagekraft des verwendeten Energiemodells,
- › wie die Emissionen aus dem Stromsystem unter Berücksichtigung des EU ETS zu bewerten sind,

- › ob oder in welchem Umfang eine Allokation von in PtX-Energieträgern gebundenem CO_2 der CO_2 -Quelle oder dem PtX-Energieträger zuzurechnen ist,
- › welche Funktionen die Sektorkopplungstechnologie PtX im Energiesystem erfüllen soll.

INHALT

VORWORT	3
EXECUTIVE SUMMARY	5
KURZFASSUNG	7
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	12
TABELLENVERZEICHNIS	18
VERZEICHNIS DER INFOBOXEN	18
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	19
A POLITISCHE EINORDNUNG	20
1. Motivation	21
1.1. Anwendungsbereiche für stoffliche PtX-Technologien	22
1.2. Anforderungen für stoffliche PtX-Technologien	24
1.3. Randbedingungen für die Implementierung von PtX-Technologien	24
1.3.1. Anlagen zur Netzstabilisierung	25
1.3.2. Insel-Lösungen	25
1.3.3. Dezierte Anlagen	25
1.4. Anwendungsbezogene Aspekte von stofflichen PtX-Technologien	26
2. Beschreibung des Energiesystems	28
2.1. Sektoren im Energiesystem	31
2.2. Das Energiesystem im Wandel	34
2.3. Zukünftige Herausforderungen	34
3. Klimaschutz	36
3.1. Internationale Bemühungen	37
3.2. Globale sektorale Regelungen	37
3.2.1. Internationale Schifffahrt (IMO)	37
3.2.2. Internationale Luftfahrt (IATA)	37
3.3. Regionale Aktivitäten in Europa	38
3.4. Nationale Aktivitäten	41
4. Herausforderungen für die Implementierung von stofflichen PtX-Technologien	44
4.1. Einordnung von stofflichen PtX-Technologien	44
4.2. Potenziale von stofflichen PtX-Technologien	44
4.3. Mögliche Kriterien für den Einsatz von PtX-Energieträgern	46
4.4. CO ₂ -Reduktion mit PtX-Technologien	47
5. Mögliche Ordnungsprinzipien zur Allokation von CO₂	48

B. ANGEWANDTE METHODEN UND IHRE HERAUSFORDERUNGEN	50
6. Leitfragen	51
7. Grundsätzliche Herausforderungen der durchgeführten Bewertung für die PtX-Technologien	52
7.1. Einordnung der Technologien in einen zukünftigen Kontext	52
7.2. Bewertungen von Technologieentwicklungen im frühen Entwicklungsstadium	52
7.3. Bilanzierung und Allokation von CO ₂ als Rohstoff in PtX-Technologien	53
8. Zugrunde gelegtes Energiemodell	55
8.1. Methodische Grundlagen	55
8.2. Spezifische Herausforderungen und Limitierungen	59
9. Techno-ökonomische Analyse	60
9.1. Erste Überlegungen und Identifizierung relevanter Einflussfaktoren der Kostenstruktur PtX-Energieträger	60
9.2. Methodische Grundlagen des Life Cycle Costing	63
9.3. Spezifische Herausforderungen und Limitierungen der techno-ökonomischen Analyseverfahren	64
10. Life Cycle Assessment	65
10.1. Methodische Grundlagen	65
10.2. Spezifische Herausforderungen und Limitierungen	70
10.2.1. Qualität der Datenbasis	70
10.2.2. Möglichkeiten und Grenzen der Ergebnisinterpretation	70
10.2.3. Vergleich zu politischen Zielen	70
11. Soziale Akzeptanz	73
11.1. Methodische Grundlagen	73
11.2. Spezifische Herausforderungen und Limitierungen	74
12. Systemkompatibilität	75
12.1. Methodische Grundlagen	75
12.2. Spezifische Herausforderungen und Limitierungen	76
13. Entwicklungspfade und Potenziale	76
13.1. Methodische Grundlagen	76
13.2. Spezifische Herausforderungen und Limitierungen	77
C. ZWISCHENERGEBNISSE DER ERSTEN ANALYSEN	78
14. Rohstoffe für die PtX-Prozessketten	79
14.1. CO ₂ als Rohstoff für PtX-Produkte	79
14.1.1. CO ₂ -Abscheidungsverfahren	80
14.1.2. Mögliche CO ₂ -Quellen	81
14.2. Strom als primärer Energieträger in den PtX-Prozessketten	82
14.3. Wasser als Rohstoff für PtX-Produkte	84
15. Anwendung als chemischer Feedstock	85
15.1. Bereitstellung von Wasserstoff und Synthesegasen	85
15.1.1. Technologiebeschreibung	85
15.1.2. Zwischenergebnisse der LCA	87
15.2. Herstellung langkettiger Alkohole	97
15.2.1. Technologiebeschreibung	97
15.2.2. Zwischenergebnisse der LCA	98
16. Anwendung als synthetische Kraftstoffe	100
16.1. Bereitstellung gasförmiger synthetische Kraftstoffe	100
16.1.1. Technologiebeschreibung	100
16.1.2. Zwischenergebnisse der LCA	104
16.2. Bereitstellung flüssiger synthetischer Kraftstoffe	110
16.2.1. Technologiebeschreibung	110
16.2.2. Zwischenergebnisse der LCA	112

17. Zwischenergebnisse der Systemkompatibilität	125
17.1. Generelle Einordnung ins Energiesystem	125
17.2. Systemkompatibilität für chemische Grundstoffe	126
17.2.1. Bereitstellung von Wasserstoff am Beispiel der PEM-Elektrolyse	126
17.2.2. Bereitstellung von Synthesegas am Beispiel der Hochtemperatur-Co-Elektrolyse	128
17.3. Systemkompatibilität für Kraftstoffe im Verkehrssektor	130
17.3.1. Gasförmige Kraftstoffe am Beispiel des Transports von Wasserstoff über LOHC-Systeme	130
17.3.2. Flüssige Kraftstoffe am Beispiel von OME _x	131
18. Zwischenergebnisse der Entwicklungspfade und Potenzialanalyse	134
18.1. Entwicklungspfade und Potenziale im Verkehrssektor	136
18.2. Potenziale und Entwicklungspfade im Industriesektor	138
18.3. Entwicklungspfade und Potenziale synthetischer Brennstoffe in der Strom- und Fernwärmeversorgung	139
D. FAZIT UND AUSBLICK	141
19. Kernaussagen der durchgeführten Technologiebewertung	141
19.1. Allgemeine Restriktionen der bisherigen Technologiebewertung	141
19.1.1. Nicht dargestellte Technologiebewertungen	141
19.1.2. Vorläufige Zwischenergebnisse der Technologiebewertungen	141
19.2. Grundlegende Aussagen der durchgeführten Technologiebewertung	142
19.2.1. Grundlegende Aussagen zur Rohstoffverfügbarkeit für den Betrieb	142
19.2.2. Grundlegende Aussagen der LCA (Anlagenbetrieb)	143
19.2.3. Grundlegende Aussagen der Systemkompatibilität	144
19.2.4. Grundlegende Aussagen der Entwicklungspfade und Potenziale	145
20. Weiterführende Arbeiten – was erwartet Sie in der Fortsetzung?	147
E. BESTEHENDE KONTROVERSEN	148
21. Berücksichtigung der THG-Minderungsziele	149
22. Das Energiemodell	150
22.1. Funktion des zugrunde gelegten Energiemodells	150
22.2. Annahmen und Rahmenbedingungen des zugrunde gelegten Energiemodells vs. gängiger Energieszenarien	151
23. PtX-Technologien im Kontext europäischer THG-Minderungsinstrumente	152
23.1. CO ₂ als Rohstoff	152
23.2. CO ₂ als Emission	153
24. Funktion von PtX als Sektorkopplungstechnologie	154
25. Verwendung der Begriffe Dekarbonisierung vs. Defossilisierung	155
LITERATURVERZEICHNIS	156
ANHANG	161
Anhang 1: Spezifische Angaben zu berücksichtigten Systemkomponenten der PEM-Elektrolyse aus Kapitel 15.1.2	161
Anhang 2: Spezifische Angaben zu berücksichtigten Systemkomponenten der LOHC-Technologie aus Kapitel 16.1.2	162
IMPRESSUM	164

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung A.1: Sankey-Diagramm des deutschen Energiesystems 2016. Das Diagramm zeigt die Energieflüsse von den Primärenergien (links) bis zur Nutzenergie (rechts). Quelle Eigene Berechnungen auf Basis von (AGEB 2018b, 2018c, 2018a; BMWi 2018a; UBA 2016; destatis 2017; KBA 2015).	29
Abbildung A.2: Einsatz der Endenergieträger in den verschiedenen Verbrauchssektoren in 2016: Verkehr, Industrie, Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) für 2016. Quelle (AGEB 2017; BMWi 2018a).	30
Abbildung A.3: Nutzungsformen des Endenergieverbrauchs in den Verbrauchssektoren in 2016. Quelle: (AGEB 2017; BMWi 2018a; destatis 2017).	30
Abbildung A.4: Endenergieeinsatz im Verkehrssektor aufgeschlüsselt nach Verkehrsträger in 2016. Quelle: (AGEB 2017; BMWi 2018a; KBA 2017a).	31
Abbildung A.5: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen im Verkehrssektor aufgeschlüsselt nach Verkehrs- und Energieträger in 2016. Quelle: (AGEB 2017; BMWi 2018a; UBA 2017a; KBA 2017a)(AGEB 2017; BMWi 2018a; UBA 2017a).	31
Abbildung A.6: Einsatz der Endenergieträger im Industriesektor nach Nutzenergie in 2016. Quellen: (AGEB 2017; BMWi 2018a; destatis 2017).	32
Abbildung A.7: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen im Industriesektor 2016. Die Nutzung von Energieträgern als chemischer Feedstock führt nicht direkt zu CO ₂ -Emissionen, der Vollständigkeit halber ist dieser Stoffstrom jedoch mit abgebildet. Quellen: (AGEB 2017; BMWi 2018a; UBA 2016).	32
Abbildung A.8: Einsatz der Endenergieträger im Haushaltssektor nach Nutzenergie in 2016. Quelle: (AGEB 2017; BMWi 2018a).	32
Abbildung A.9: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen im Haushaltssektor in 2016. Quelle: (AGEB 2017; BMWi 2018a; UBA 2016).	33
Abbildung A.10: Einsatz der Endenergieträger im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen nach Nutzenergie in 2016. Quelle: (AGEB 2017; BMWi 2018a).	33
Abbildung A.11: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in 2016. Quelle: (AGEB 2017; BMWi 2018a; UBA 2016).	33
Abbildung A.12: Wege zur Verringerung der THG-Emissionen in der EU um 80 % (100 % = 1990). (Europäische Kommission 2011)	38
Abbildung A.13: Voraussichtliche Zielerreichung der nationalen EU ESD-Ziele für die einzelnen Mitgliedsstaaten in der ersten Phase (Europäische Kommission 2017).	39
Abbildung A.14: Emissionsminderungsziele der einzelnen Mitgliedsstaaten im EU ESD für 2030 im Vergleich zu 2005 (Europäische Kommission 2018).	40
Abbildung A.15: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland 7 (UBA 2017a).	41
Abbildung A.16: Sankey-Diagramm zu den Kohlenstoffflüssen im deutschen Energiesystem in 2016. Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von (AGEB 2017, 2018c; BMWi 2018a; UBA 2016).	42
Abbildung A.17: CO ₂ -Emissionsreduktion verschiedener PtX-Anwendungen. Die Bereiche stellen die Emissionen der Anwendung zwischen einem hohen (60 %, im Falle von H ₂ 80 %) und einem niedrigen Gesamtwirkungsgrad (40 % im Falle von H ₂ 60 %) der Prozesskette dar. Für die Anwendung von Wasserstoff im Verkehr wird zusätzlich der hohe Wirkungsgrad der Kombination der Brennstoffzelle mit Elektromotor ggü. dem klassischen Verbrennungsmotor berücksichtigt. Eigene Berechnungen auf Basis (AGEB 2018b; UBA 2016).	47
Abbildung B.1 Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast für die vier betrachteten Anwendungsfälle (drei PtX-Technologien und die Referenz „Fossil“). Positive Werte stehen für Zeiten, in denen fossile Back-up Kraftwerke benötigt werden, und negative Werte für Zeiten mit erneuerbarer Überproduktion. In einer „realistischeren Betrachtung“ mit weiteren Flexibilisierungsoptionen wie PtH und Stromimport bzw. Export würde es zu keiner, oder einer wesentlich geringeren erneuerbaren Überproduktion kommen. Quelle: Eigene Berechnung nach (Dorfner u. a. 2017).	57

Abbildung B.2: Geordnete Jahresdauerlinie der spezifischen, direkten CO ₂ -Emissionen des optimierten Energiesystems. Die direkten Emissionen werden durch flexible Back-up Kraftwerke erzeugt. Unter „realistischeren Annahmen“ mit weiteren Flexibilisierungsoptionen wie PtH und Stromimport bzw. Export käme es zu einer geringeren Stundenzahl an emissionsarmen Strom, der PtX-Technologien zur Verfügung stünde. Quelle: Eigene Berechnungen nach (Dorfner u. a. 2017).	58
Abbildung B.3: Abhängigkeit der spezifischen Produktionskosten für Fischer-Tropsch Kraftstoffe von den Stromkosten und den Kapitalkosten (10 Jahre Abschreibung, 6 % Verzinsung). Eigene Berechnungen. Dieselpreis abgeleitet als Durchschnitt für 2016 aus MWV-Statistik ohne Steuern, inkl. Deckungsbeitrag (MWV 2018).	61
Abbildung B.4: Übersicht über die generellen Systemgrenzen der durchgeführten LCA für den chemischen Feedstock und die Bereitstellung synthetischer Kraftstoffe. Für die Zwischenergebnisse (in diesem Dokument) ist der Lebenszyklus der PKW nicht enthalten und somit nur die Bereitstellung der Kraftstoffe modelliert. Gegenwärtig ist auch die Phase des Baus und Rückbaus der PtX-Anlagen nicht enthalten. In der aktualisierten Version des Dokumentes, mit den Endergebnissen, wird der gesamte Lebenszyklus der Fahrzeuge, sowie der Bau und Rückbau der PtX-Anlagen einbezogen. Folglich geben die Ergebnisse der hier durchgeführten Analysen lediglich Tendenzen wieder.	66
Abbildung B.5: Schematische Darstellung zur Erläuterung der Wirkungsweise der unterschiedlichen Wirkungsgrade fossiler und erneuerbarer Strombereitstellung auf den kumulierten Energieaufwand (KEA). Durch die signifikant höheren Wirkungsgrade erneuerbar bereitgestellten Stroms, kann der Trugschluss entstehen, dass der Energieverbrauch aus der erneuerbaren Bereitstellung niedriger ist, obwohl die gleiche Menge abgerufen wird.	69
Abbildung B.6: Darstellung der Emissionsminderungsziele der Bundesregierung im Stromsektor. Dargestellt sind die relativen direkten CO ₂ -Emissionen als Funktion des Ausbaus erneuerbarer Energie in der Stromerzeugung. Der verbleibende Anteil wird entweder durch Braunkohlekraftwerke (graue Linie) oder durch Gaskraftwerke (grüne Linie) erbracht. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (UBA 2016, 2017b; BMWi, AGEE-Stat 2018)	71
Abbildung B.7: Darstellung der lebenszyklusbezogenen THGLCA der Stromerzeugung als Funktion des Anteils erneuerbarer Energien gemäß dem KS 95 Szenario von Öko-Institut-FHG / ISI (Repenning u. a. 2015) auf Basis von Lebenszyklusanalysen. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (Repenning u. a. 2015; UBA 2016, 2017b; Marheineke 2002)	71
Abbildung C.1: Abschätzung der Potenziale des Einsatzes stofflicher PtX-Produkte aufgeschlüsselt nach Anwendung auf Basis der Verbräuche in 2016. Dunkelgelb: fossiler Anteil, hellgelb: EE-Anteil am Stromverbrauch. Die Abbildung stellt absichtlich keine Zukunftsprognose mit vermeintlichen zukünftigen Bedarfen dar, sondern stellt die Verhältnisse und Größenordnungen gegenüber, denen PtX gegenübersteht. Eigene Berechnung auf Basis von (Wagemann, Ausfelder 2017; BMWi 2018a; AGE 2018b; UBA 2016). (vgl. Tabelle A.4) *Binnen- und Küstenschifffahrt.	83
Abbildung C.2: Systemgrenzen des PEM-Elektrolyseurs für die Modellierung der LCA	87
Abbildung C.3: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG _{LCA} für die PEM-Elektrolyse. Die THG-Emissionen (THG _{LCA}) geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. 10.1, Seite 65 f). Die THG _{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier kg CO ₂ Äq./kg H ₂ . Die Gesamt-THG _{LCA} lassen sich, wie hier, nach unterschiedlichen Komponenten aufschlüsseln. Der „Anlagen- Betrieb – Strombereitstellung“ des Elektrolyseurs setzt sich aus der Energie der Trocknung sowie dem Prozessstrom des PEM-Elektrolyseurs zusammen (es wird keine mechanische Kompressionsarbeit betrachtet). Der Einfluss der Materialien für den Elektrolyseur bezieht sich derzeit hauptsächlich auf den PEM Stack, den Speicher und das Fundament. Der Einfluss der berücksichtigten Komponenten ist bezüglich der THG _{LCA} aktuell so gering, dass dieser in der Abbildung praktisch nicht sichtbar ist (< 1 %). Die THG _{LCA} des SMR ist unter „Anlagen – Betrieb (Referenz)“ dargestellt und wurde als Wert aus GaBi übernommen.	89
Abbildung C.4: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes (KEA) der drei Anwendungsfälle für die beiden Entwicklungsstände der PEM-Elektrolyse gegenüber dem Referenzprozess. Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.). Alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von 1 kg H ₂ benötigt werden, sind aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, S. 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die H ₂ Herstellung gezogenen Systemgrenzen.	89
Abbildung C.5: Systemgrenzen der LCA der Niedertemperatur-Elektrolyse von CO ₂	90

Abbildung C.6: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} (100 a) für die Herstellung von 1 kg Synthesegas ($CO:H_2$ 5:1) durch Niedertemperatur-Elektrolyse von CO_2 (CO_2 -Quelle: Abscheidung aus der Luft). Die (THG_{LCA}) geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, S. 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier $kg\ CO_2\ \ddot{A}q./kg\ CO$. Die Gesamt- THG_{LCA} lassen sich, wie hier, nach unterschiedlichen Komponenten aufschlüsseln.	92
Abbildung C.7: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes für die Bereitstellung von 1 kg Synthesegas ($CO:H_2$ 5:1) durch Niedertemperatur-Elektrolyse von CO_2 (CO_2 -Quelle: Abscheidung aus der Luft). Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.). Alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von 1 kg Synthesegas benötigt werden sind hier aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, S. 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die CO -Herstellung gezogenen Systemgrenzen.	92
Abbildung C.8: Vereinfachte Systemgrenze der HT-Co-Elektrolyse. Gelb markierte Ströme werden innerhalb des gesamten P2X-Konsortiums erarbeitet, orangene Ströme werden speziell vom Forschungscluster A3 des P2X-Konsortiums modelliert, während die grauen Ströme aus der Ecoinvent 3.3 Datenbank entnommen werden.	93
Abbildung C.9: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} (100 a) für die Varianten der 100 kW Anlage. Die THG_{LCA} geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier $kg\ CO_2\ \ddot{A}q./kg$ Rohgas bereitgestellt. Die Gesamt- THG_{LCA} lassen sich, wie hier, nach unterschiedlichen Komponenten aufschlüsseln.	94
Abbildung C.10: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} (100 a) für die Varianten der 150 kW Anlage. Die THG_{LCA} geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Die TH_{GLCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier $kg\ CO_2\ \ddot{A}q./kg$ Synthesegas bereitgestellt. Die Gesamt- THG_{LCA} lassen sich, wie hier, nach unterschiedlichen Komponenten aufschlüsseln.	94
Abbildung C.11: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes für die Varianten der 100 kW Anlage. Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.) und ist auf die funktionelle Einheit [1 kg Rohgas] bezogen, d.h. es sind alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von 1 kg Rohgas benötigt werden, aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, S. 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die Rohgas-Herstellung gezogenen Systemgrenzen.	95
Abbildung C.12: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes für die Varianten der 150 kW Anlage. Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.) und ist auf die funktionelle Einheit [1 kg Synthesegas] bezogen, d.h. es sind alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von 1 kg Synthesegas benötigt werden, aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, S. 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die Synthesegas-Herstellung gezogenen Systemgrenzen.	95
Abbildung C.13: Prozessdesign für den Gesamtprozess zur Herstellung von Butanol und Hexanol ausgehend von CO_2 , H_2O und Strom (Haas u. a. 2018).	97
Abbildung C.14: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} (100 a) für die Bereitstellung von PtL (Butanol) und von fossilem 1-Butanol (Referenz). Die THG_{LCA} geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier $kg\ CO_2\ \ddot{A}q./kg$ Butanol. Die Gesamt- THG_{LCA} sind entsprechend der Legende nach unterschiedlichen Komponenten aufgeschlüsselt.	99
Abbildung C.15: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes der Bereitstellung von PtL (Butanol) und der fossilem 1-Butanol (Referenz). Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.). Alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von 1 kg Butanol benötigt werden sind hier aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die PtL (Butanol) Herstellung gezogenen Systemgrenzen.	99
Abbildung C.16: PtG(Methan)-Prozesskette mit integrierter Verflüssigung zur dezentralen LNG-Herstellung aus Biogas und regenerativer elektrischer Energie (PtG(Methan)_Biogas).	102
Abbildung C.17: PtG(Methan)-Prozesskette mit integrierter Verflüssigung zur dezentralen LNG-Herstellung aus Fest-Biomasse mit OxyFuel-Verbrennung und regenerativer elektrischer Energie (PtG(Methan)_OxyFuel).	102
Abbildung C.18: Betrachtete Prozessketten der Bereitstellung von Wasserstoff an der Tankstelle: Prozesskette mit Elektrolyse und LOHC sowie der konventionellen Prozesse mit Erdgasreformierung und Druck-Trailer zum Vergleich.	103

Abbildung C.19: Systemgrenzen des LOHC Prozesses für die Modellierung der LCA	104
Abbildung C.20: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} (100 a) für zwei Entwicklungsstufen der LOHC-Technologie. Die THG_{LCA} geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier $kg\ CO_2\ \ddot{A}q./kg\ H_2$. Die Gesamt- THG_{LCA} sind entsprechend der Legende nach unterschiedlichen Komponenten aufgeschlüsselt. Die Elektrolyse ist dabei nicht berücksichtigt, da die Aufwendungen und damit verbundenen Emissionen bei Vergleich mit konventionell transportiertem H_2 gleich wären.	105
Abbildung C.21: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes der definierten Betriebsfälle für die zwei Entwicklungsstadien. Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.) und ist auf die funktionelle Einheit [$1\ kg\ H_2$] bezogen, d.h. es sind alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von $1\ kg$ hydrierten und dehydrierten H_2 benötigt werden, aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die H_2 -Herstellung gezogenen Systemgrenzen. Die Elektrolyse ist nicht berücksichtigt, da die Aufwendungen und damit verbundenen Emissionen im Falle eines Vergleichs mit einer Referenz gleich sind.	106
Abbildung C.22: Prozessschema des PtG(Methan)_Biogas-Prozesses mit Systemgrenzen der LCA (gestrichelte Linie; Pfeile in den Kästen entsprechen Ressourcen; Pfeile aus dem Kasten entsprechen Emissionen).	107
Abbildung C.23: Prozessschema des PtG(Methan)_OxyFuel-Prozesses mit Systemgrenzen der LCA (gestrichelte Linie; Pfeile in den Kästen entsprechen Ressourcen; Pfeile aus dem Kasten entsprechen Emissionen).	107
Abbildung C.24: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} (100 a) für PtG (Methan) über die PtX-Route „Biogas“ und „Oxyfuel“ für die definierten Entwicklungsstadien und Betriebsfälle. Die THG_{LCA} geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier $g\ CO_2\ \ddot{A}q./MJ\ PtG\ (Methan)$. Die Gesamt- THG_{LCA} sind entsprechend der Legende nach unterschiedlichen Komponenten aufgeschlüsselt, *berücksichtigt nur den Betrieb der Anlagen.	108
Abbildung C.25: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes für PtG (Methan) über die PtX-Route „Biogas“ und „Oxyfuel“ für die definierten Entwicklungsstadien und Betriebsfälle. Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.), alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von $1\ MJ\ PtG\ (Methan)$ benötigt werden sind aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die PtG (Methan)-Herstellung gezogenen Systemgrenzen.	109
Abbildung C.26: $Ru\beta$ - NO_x -Schere von OME_1 , für konventionellen Diesel und verschiedene Blending-Raten (Omari, Heuser, Pischinger 2017).	111
Abbildung C.27: Prozesskette zur Herstellung von Ottokraftstoff nach dem STF-Verfahren (hier PtL(Methanol)-MtG).	112
Abbildung C.28: Energie- und Stoffströme des PtX-Verfahrens im Kopernikus-Projekt	113
Abbildung C.29: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} (100 a) der Prozesskette DAC-SOEC-FTS-HC für die definierten Entwicklungsstadien und Betriebsfälle. Die THG_{LCA} geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier $g\ CO_2\ \ddot{A}q./MJ\ Kraftstoffs$. Die Gesamt- THG_{LCA} sind entsprechend der Legende nach unterschiedlichen Komponenten aufgeschlüsselt.	114
Abbildung C.30: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes (KEA) der Prozesskette DAC-SOEC-FTS-HC für die definierten Entwicklungsstadien und Betriebsfälle. Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.), alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von $1\ MJ\ Kraftstoff$ benötigt werden sind aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die PtG (Methan)-Herstellung gezogenen Systemgrenzen.	114
Abbildung C.31: Übersicht der untersuchten OME_x -Produktionsrouten. Die drei Routen (blau) etablierte Route, (grün) Direktoxidation und (rot) reduktive Route wurden bereits experimentell untersucht. Die ideale Route (orange) dient als theoretischer Vergleichsprozess und stellt den chemisch am stärksten integrierten Weg dar, in dem alle Zwischenprodukte <i>in-situ</i> umgesetzt werden.	115

Abbildung C.32: Beitragsanalyse des lebenszyklusbezogenen THG-Emissionen (THG_{LCA}) per MJ Kraftstoff für die verschiedenen OME_x -Syntheserouten im Vergleich mit fossilem Diesel. Die THG_{LCA} geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier $g\ CO_2\ \ddot{A}q./kg\ OME_x$. Die Gesamt- THG_{LCA} sind entsprechend der Legende nach unterschiedlichen Komponenten aufgeschlüsselt. Der angegebene Beitrag für die CO_2 -Bereitstellung entspricht dem Energieaufwand für DAC (Strommix 2050, kontinuierliche Betriebsweise), bei der Nutzung von CO_2 aus der Ethylenoxid-Synthese entfällt dieser Beitrag. Der Strom für die Elektrolyse wird gemäß dem systemdienlichen zukünftigen Strommix und für die OME_x -Produktion gemäß dem kontinuierlichen zukünftigen Strommix bereitgestellt.	117
Abbildung C.33: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes (KEA) aufgeteilt in erneuerbar und nicht-erneuerbar für OME_x -Syntheserouten im Vergleich zu fossilem Diesel. Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.). Alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von 1 kg OME_x benötigt werden sind aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die OME_x Herstellung gezogenen Systemgrenzen. Der Strom für die Elektrolyse wird gemäß der systemdienlichen Betriebsweise mit dem zukünftigen Strommix und für die OME_x -Produktion gemäß der kontinuierlichen Betriebsweise mit dem gleichen zukünftigen Strommix bereitgestellt. Die CO_2 -Versorgung erfolgt mittels DAC.	118
Abbildung C.34: Prozessschema des PtL(Methanol)-MtG -Prozesses mit Systemgrenzen der LCA (gestrichelte Linie; Pfeile in den Kästen entsprechen Ressourcen; Pfeile aus dem Kasten entsprechen Emissionen).	119
Abbildung C.35: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} (100 a) der Bereitstellung von PtL(Methanol)-MtG-Ottokraftstoff. Die THG_{LCA} geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier $g\ CO_2\ \ddot{A}q./kg\ PtL(Methanol)\text{-}MtG\ Ottokraftstoff$. Die Gesamt- THG_{LCA} sind entsprechend der Legende nach unterschiedlichen Komponenten aufgeschlüsselt.	120
Abbildung C.36: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes (KEA) der Bereitstellung von PtL(Methanol)-MtG-Ottokraftstoff. Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.). Alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von 1 kg PtL(Methanol)-MtG -Ottokraftstoff benötigt werden sind aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die Herstellung gezogenen Systemgrenzen.	121
Abbildung C.37: Treibhausgasemissionen (THG) der OME_x -Syntheserouten (well-to-wheel) per MJ Kraftstoff in Abhängigkeit der THG-Emissionen der Strombereitstellung per MJ. Die schwarze Linie repräsentiert konventionellen Diesel und die blaue, rote und grüne Linie die verschiedenen Routen für OME_1 . Die gestrichelte blaue Linie zeigt die Route für $OME_{3,5}$. Die senkrechten hellgrau gestrichelten Linien zeigen die THG-Emissionen für das systemdienliche und kontinuierliche Zukunftsszenario. Der Anwendungsfall mit heutigem Strommix liegt direkt auf der rechten Y-Achse. Die Knicke repräsentieren den Technologiewechsel auf fossilen Wasserstoff via Dampfreformierung und auf Wärmebereitstellung aus Erdgas. Für diese Berechnung wurde die CO_2 -Aufnahme in den Prozess zu 100 % als Gutschrift angerechnet und unterstellt, dass für die Bereitstellung des CO_2 kein Energieaufwand anfällt bspw. bei Verwendung von CO_2 aus der EO-Synthese.	122
Abbildung C.38: THG-Emission der etablierten OME_x -Syntheseroute (well-to-wheel) per MJ Kraftstoff in Abhängigkeit des THG-Emissionen der Strombereitstellung per MJ als Reinstoff und als Blend mit fossilem Diesel. Die schwarze Linie repräsentiert konventionellen Diesel, die blauen Linien zeigen OME_1 und die roten Linien $OME_{3,5}$. Hier repräsentieren die durchgezogenen Linien die Reinstoffe und die gestrichelten Linien die OME_x -Diesel-Blends mit einem energetischen Anteil von 23,5 % OME_x . Die senkrechten hellgrau gestrichelten Linien zeigen die Treibhausgasemissionen für das systemdienliche und kontinuierliche Zukunftsszenario. Der Anwendungsfall mit heutigem Strommix liegt direkt auf der rechten Y-Achse. Die Knicke repräsentieren den Technologiewechsel auf fossilen Wasserstoff via Dampfreformierung und auf Wärmebereitstellung aus Erdgas. Für diese Berechnung wurde die CO_2 -Aufnahme in den Prozess zu 100 % als Gutschrift angerechnet und unterstellt, dass für die Bereitstellung des CO_2 kein Energieaufwand anfällt bspw. bei Verwendung von CO_2 aus der EO-Synthese.	123
Abbildung C.39 Sankey-Diagramm der Exergieflüsse der etablierten Route zur Herstellung von OME_3 (Burre, Bongartz, Mitsos 2018a).	124
Abbildung C.40 Normierte, geordnete Jahresdauerlinie der PEM-Elektrolyseure für einen gesamtökonomisch optimierten Betrieb. Die Anlagen werden nur ca. 2000 Stunden in Volllast und ca. 4000 Stunden in Teillast betrieben und stehen 2000 Stunden still (basierend auf Energieszenario, siehe Kapitel 8).	127
Abbildung C.41: Messergebnisse einer musterhaften systemdienlichen Einsatzweise eines HT-Co-SOEC Stacks.	129

Abbildung C.42: Die Schwarzauchzahl und der volumetrische Heizwert relativ zu konventionellem Diesel über dem volumetrischen OME _x -Gehalt im Kraftstoff (ermittelt aus repräsentativen Motorbetriebspunkten).	131
Abbildung C.43: Schwarzauchzahl aufgetragen über Stickoxidemissionen von OME _x -Diesel-Blends im Vergleich zu konventionellem Diesel für drei repräsentative Motorbetriebspunkte.	132
Abbildung C.44: Zündverzugszeit am Stoßrohr, Einhubtriebwerk und Strömungsreaktor unter stöchiometrischen Bedingungen ($\lambda = 1$), Vergleich mit Vorhersage durch Reaktionsmechanismus für OME ₁ und der Angabe der Trendlinie für OME ₂ und OME ₃ .	132
Abbildung C.45: Endenergieeinsatz im Verkehr in den untersuchten Szenarien der Meta-Analyse.	136
Abbildung C.46: Umfang möglicher industrieller CO ₂ -Punktquellen nach Branche aufgeschlüsselt. Quelle: (DEHSt 2017), Angaben in kt CO ₂ -Äq.	138

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle A.1: Beispielhafte Übersicht möglicher Einsatzgebiete von stofflichen PtX Technologien in verschiedenen Anwendungsgebieten.	23
Tabelle A.2: Emissionssenkungen einzelner Sektoren. (Europäische Kommission 2011)	38
Tabelle A.3: Quantitative Ziele der Energiewende und Status Quo (2016). Quelle: (BMWi 2018b).	43
Tabelle A.4: Abschätzung der Potenziale des Einsatzes stofflicher PtX-Produkte aufgeschlüsselt nach Anwendung auf Basis der Verbräuche in 2016. Eigene Berechnung auf Basis von (Wagemann, Ausfelder 2017; BMWi 2018a; AGEb 2018b; UBA 2016).	45
Tabelle A.5: Übersicht über mögliche Ordnungsprinzipien zur Allokation von Treibhausgasen.	48
Tabelle B.1: Stufen des „Technology Readiness Level“ (TRL), zur Bewertung in Forschungsprojekten im europäischen Raum. (Horizon 2020 – Working Programme (2014-2015) 2014)	53
Tabelle B.2: Abschätzung des Einflusses verschiedener Positionen auf die Gesamtkosten ausgedrückt als Vielfaches des Dieselpreises von 2016.	62
Tabelle B.3: CO ₂ -Preisannahmen	64
Tabelle B.4: Übersicht über die gewählten Impact-Indikatoren und die Wirkungsabschätzungsmethodik. Fett gedruckte Indikatoren sind in der aktuellen Version berücksichtigt. Die übrigen Indikatoren werden im folgenden Dokument betrachtet.	67
Tabelle B.5: Bewertung der Akzeptanz anhand eines Ampelsystems.	74
Tabelle B.6: Semiquantitative Bewertung der Systemintegration von PtX-Technologien.	76
Tabelle C.1: Potentielle CO ₂ -Quellen mit den entsprechenden CO ₂ -Konzentration im Abgasstrom und anfallenden durchschnittlichen Volumenströmen (Ausfelder u. a. 2017).	80
Tabelle C.2: Energiebedarf verschiedener Technologien zur Abscheidung von CO ₂ aus Luft.	82
Tabelle C.3: Parameter des Entwicklungsstandes der PEM-Elektrolyse für die LCA und Annahmen für den Stand in 10 Jahren. (Buttler, Spliethoff 2018; Carmo u. a. 2013; Bernt, Siebel, Gasteiger 2018)	88
Tabelle C.4: Vorläufige Erhebung der Energie und Prozessmittel für die Herstellung von 1 kg getrocknetem Wasserstoff	88
Tabelle C.5: Prozessdaten zur Niedertemperatur-Elektrolyse von CO ₂ ; Basis: Produktion von 1 kg Synthesegas	91
Tabelle C.6: Semiquantitative Bewertung der Systemintegration von PEM als PtX-Technologie	127
Tabelle C.7: Semiquantitative Bewertung der Systemintegration von Hochtemperatur-Co-Elektrolyse als P2X Technologie.	129
Tabelle C.8: Bewertung der Systemkompatibilität der LOHC-Technologie	131
Tabelle C.9: Bewertung der Systemkompatibilität der OME _x -Technologie. Die OME _x -Produktion selbst wird vermutlich nicht in Teillast gefahren werden. Jedoch kann die vorgeschaltete Elektrolyse intermittierend gefahren werden, sofern ein Puffer (Speicher) eingesetzt wird, aus dem in Zeiten von zu geringer Produktionskapazitäten die OME _x -Produktion gespeist werden kann.	133
Tabelle C.10: Übersicht über den prognostizierten Bedarf von PtX-Energieträger für 2050 in unterschiedlichen Anwendungsfeldern in verschiedenen Szenarien.	135
Tabelle O.1: Materialeinsparung zwischen 2018 und 2050 für eine Anlagengröße von 1 MW (bezogen auf den Wasserstoff)	162
Tabelle O.2: Energie und Prozessstoffe für die Herstellung von 1 kg getrocknetem Wasserstoff	162

VERZEICHNIS DER INFOBOXEN

Infobox B 1: systemdienlichem Verhalten	59
Infobox B 2: Interpretationshilfe zum kumulierten Energieaufwand (KEA)	69
Infobox C 1: Weiterreichende Analysen am Beispiel der OME _x -Kraftstoffe	122

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BEV	Batterie Electric Vehicle (deutsch: Batteriefahrzeug)
BRT	Bruttoregistriertonne
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CH₄	Methan
CO₂	Kohlenstoffdioxid
CO₂-Äq.	CO ₂ -Äquivalente
DAC	Direct Air Capture
EE-Strom	Strom aus Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien
EU ESD	Effort Sharing Decision Mechanismus
EU ETS	EU Emissions Trading System
FQD	Fuel Quality Directive
FT-Kraftstoff	Fischer-Tropsch-Kraftstoff
GuD	Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk
GWP	Global Warming Potenzial
H₂	Wasserstoff
HT-Co-Elektrolyse	Hochtemperatur-Co-Elektrolyse
KEA	Kumulierter Energieaufwand
KS80 / KS95	Klimaschutzszenario 80 % / Klimaschutzszenario 95 %
LCA	Life Cycle Assessment / Ökobilanz / Lebenszyklusanalyse
LCC	Life Cycle Costing
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LNG	Liquified Natural Gas
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carriers
MTG	Methanol-to-Gasoline
NT-Elektrolyse	Niedertemperatur Elektrolyse
OME	Oxymethylenether
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
RED	renewable energy directive (deutsch: Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EG))
(R)WGS	(reverse) water-gas shift reaction (deutsch: Wassergas-Shift-Reaktion)
SMR	steam reforming of methane (deutsch: Methan Dampfreformierung)
SNG	Synthetic Natural Gas (deutsch: synthetisches Erdgas)
SOEC	solid oxide electrolyzer cell
THG	Treibhausgase
THG_{LCA}	lebenszyklusbasierte Treibhausgase
TRL	Technology Readiness Level (deutsch: Technologiereifegrad)





A. POLITISCHE EINORDNUNG

1. Motivation

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Kurt Wagemann (DECHEMA)

Eine Zukunft, in der Klimaschutz den notwendigen politischen Stellenwert gemäß dem Pariser Abkommen einnimmt und die nötige gesamtgesellschaftliche Akzeptanz für die Vielzahl von erforderlichen Veränderungen vorliegt, wird weitestgehend ohne die Nutzung fossiler Rohstoffe (Kohle, Erdöl und Erdgas) realisiert werden müssen. Der Energiebedarf wird durch Sonne (Photovoltaik und Solarthermie), Wind, Wasserkraft und Biomasse sowie – voraussichtlich zumindest in Zentraleuropa – in geringem Umfang durch Geothermie gedeckt werden. Als Kohlenstoffträger für die Herstellung von Materialien, Chemikalien und Kraftstoffen stehen dann nur Biomasse, CO₂ und Recyclate aus der Kreislaufführung organischer Materialien zur Verfügung.

Der Stromsektor ist mittlerweile auf diesem Weg gut vorangekommen: Strom aus erneuerbaren Quellen (EE-Strom) hat mittlerweile in Deutschland einen Anteil von über 30 %. Alle anderen Sektoren, deren Wertschöpfung bislang auf der Nutzung fossiler Energieträger beruht, werden mit Blick auf diese Zukunft einem Transformationsprozess unterliegen, bei dem der immer stärker werdende Einsatz von EE-Strom die zentrale Schlüsselstellung einnimmt. Im Einzelnen sind dies:

- › Der Mobilitätssektor: Neben der direkten Elektrifizierung über Batterie-betriebene Fahrzeuge werden voraussichtlich Brennstoffzellen-Antriebe mit Wasserstoff (aus Wasser mittels EE-Strom gewonnen) sowie für bestimmte Anwendungen, insb. im Flugverkehr und der Schifffahrt, fortgeschrittene Verbrennungskraftmaschinen mit synthetischen Kraftstoffen (aus CO₂ und Wasserstoff unter Einsatz von EE-Strom) eine wichtige Rolle spielen.
- › Der Wärmesektor: Sowohl für die Bereitstellung von Niedertemperatur- als auch von Hochtemperaturwärme ist der bisherige Hauptenergieträger Erdgas. Im Bereich der Niedertemperaturwärme im Gebäudesektor und der Warmwasserbereitstellung kommen zunehmend Wärmepumpen, die direkte Heizung mit Strom, langfristig auch synthetische Gase (aus CO₂ und Wasserstoff) oder Abfallverwertung und nachhaltig bereitgestellte Biomasse zum Einsatz. Im Bereich der industriellen Hochtem-

peraturwärme sind die Optionen stark von dem jeweiligen Prozess abhängig. Absehbar werden neue direkte elektrische Heizverfahren (Induktion, Plasma, ...) und synthetische Brennstoffe sowie Biomasse und Abfälle eine wichtigere Rolle übernehmen.

- Der Chemiesektor: Der Feedstock für die chemische Industrie basiert aktuell mehrheitlich auf Erdölfraktionen sowie Erdgas und in Europa, in geringerem Umfang, auf Kohle und Biomasse. In Zukunft werden synthetische Rohstoffe basierend auf erneuerbarem Strom und CO₂ sowie Biomasse die bisherigen fossilen Rohstoffe zunehmend substituieren.

Alle hier nur sehr knapp dargestellten Technologie-Optionen werden voraussichtlich eine wichtige Rolle spielen, über den jeweiligen Umfang werden technologische Fortschritte, Fragen der Wirtschaftlichkeit und der regulatorischen Rahmenbedingungen ebenso wie der Akzeptanz in der Bevölkerung entscheiden. In jedem der drei Sektoren sind es aber Power-to-X-Technologien (PtX), ohne die die ehrgeizigsten Klimaschutzziele nach einhelliger Meinung der Experten nicht erreichbar sein werden (Ausfelder u. a. 2017).

Strom wird damit zum wichtigsten „Primär“-Energieträger, der zwar aus erneuerbaren Quellen zu stammen hat, gleichzeitig aber nicht in beliebigen Mengen – insb. auch nicht am jeweiligen Ort des Bedarfs – zur Verfügung steht. Hierfür sind weniger technologische Hürden, als vielmehr Wirtschaftlichkeitsfragen und insb. Akzeptanzfragen maßgeblich. Hinzu kommt, dass die neuen, strombasierten Anwendungen andere Anforderungen aufweisen. So bedingt der Wechsel der bisherigen Anwendungstechnologie, z.B. von einem konventionellen angetriebenen Fahrzeug hin zu einem Hybrid- oder Elektroauto, in der Regel auch einen Wandel in der Art und Weise wie diese Technologie benutzt wird, da in diesem Beispiel das Aufladen der Batterie aufgrund geringerer Reichweite häufiger als beim herkömmlichen Antrieb das Tanken von Kraftstoffen erfolgen muss und u.U. deutlich länger dauert.

1.1 Anwendungsbereiche für stoffliche PtX-Technologien

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Kurt Wagemann (DECHEMA)

Mit einer direkten Elektrifizierung bei ausreichend erneuerbarer Stromerzeugung lassen sich viele Bereiche des Energiesystems nachhaltiger gestalten und es gelingt eine Reduzierung des Treibhausgasausstoßes. Nichtsdestotrotz gibt es Anwendungen

im Energiesystem, die auch weiterhin stoffliche Energieträger benötigen werden. Tabelle A.1 stellt die möglichen Anwendungsgebiete dar.

Biomasse in ihren verschiedenen Formen ist eine mögliche Alternative zur Nutzung von fossilen Energieträgern in allen betrachteten Anwendungsfeldern. Allerdings ist das Biomasseaufkommen beschränkt und nicht in der Lage, über Einzelfälle hinaus, den Einsatz von fossilen Energieträgern umfassend zu substituieren. Ein möglicher Einsatz von Biomasse steht daher im Einzelfall weniger in Konkurrenz zu entsprechenden stofflichen PtX Technologien, sondern stellt ggf. eine wirtschaftlich oder ökologisch sinnvolle Ergänzung dar.

Insgesamt lassen sich drei Anwendungsbereiche für stoffliche PtX-Technologien unterscheiden:

- Anwendungen, in denen der Einsatz von stofflichen PtX-Technologien in dem benötigten Umfang nach heutigem Stand des Wissens alternativlos ist (Bereiche der industriellen Prozesswärme, Chemikalien, Flugverkehr, Schiffsverkehr, strukturelle Stabilisierung der Stromversorgung),
- Anwendungen, in denen der Einsatz von stofflichen PtX-Technologien in Konkurrenz zu Verfahren der direkten Elektrifizierung steht und der jeweilige Einsatz der Bewertung wirtschaftlicher, infrastruktureller, gesellschaftlicher und sonstiger Vor- und Nachteile der jeweiligen Technologien unterliegt (Schienenverkehr, LKW, Bereiche der Niedertemperaturwärme, Bereiche der industriellen Prozesswärme),
- Anwendungen, deren Energieträger prinzipiell von stofflichen PtX-Technologien zur Verfügung gestellt werden können, aber aufgrund der entsprechenden Alternativen nur in Einzelfällen sinnvoll sind (PKW, Flexibilität im Stromnetz, Bereiche der Niedertemperaturwärme).

Der Grund, warum stoffliche PtX-Technologien in einigen Bereichen als alternativlos eingeschätzt werden, liegt in den technischen Anforderungen der jeweiligen Anwendung begründet. Industrielle Prozesswärme benötigt häufig über die reine Wärmebereitstellung hinaus die Einstellung bestimmter chemischer Verfahrensbedingungen, z.B. eine reduktive oder oxidative Atmosphäre beim Brennen von keramischen Werkstoffen; eine Eigenschaft, die durch direkte Elektrifizierung nicht bereitgestellt werden kann und den Einsatz eines stofflichen Energieträgers bedingt. Chemische Grundstoffe haben von Natur aus eine stoffliche Dimension, häufig auf Basis von Kohlenstoff, die nicht

Tabelle A.1: Beispielhafte Übersicht möglicher Einsatzgebiete von stofflichen PtX Technologien in verschiedenen Anwendungsgebieten.

Anwendungsbereich	Bisherige (fossil-basierte) Technologie	Direkte Elektrifizierungsoptionen	PtX- Technologien	Sonstige Optionen für erneuerbare Energien
Verkehr				
PKW	Otto- und Dieselmotoren, Gasbetriebene Fahrzeuge	Batterie-betriebene Elektrofahrzeuge	Brennstoffzellenfahrzeuge Synthetische Kraftstoffe	Biokraftstoffe
LKW und Kraftmaschinen	Dieselmotoren, gasbetriebene Fahrzeuge	Oberleitungen auf Autobahnen	Brennstoffzellen-fahrzeuge Synthetische Kraftstoffe	Biodiesel; aufgereinigtes Biogas
Schieneverkehr	Elektrischer Antrieb Dieselmotoren	Elektrifizierung nicht-elektrifizierter Strecken	Brennstoffzellenantrieb Synthetische Kraftstoffe	Biodiesel
Flugverkehr	Turbinen (Kerosin)	Keine Technologien absehbar	Synthetisches Kerosin	Biobasiertes Kerosin
Schiffsverkehr	Schiffsmotoren (Schweröl, Diesel), zukünftig LNG	Keine Technologien absehbar	Brennstoff-zellenantrieb Synthetischer Diesel Synthetisches LNG	Biodiesel, aufgereinigtes Biogas
Niedertemperaturwärme für Haushalte, Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen				
Niedertemperaturwärme	Öl-, Gasheizung, Fernwärme	Wärmepumpen, Widerstandsheizung	Synthetisches Gas	Biomasse, -gas
Industrie				
Industrielle Prozesswärme	Gasbrenner Dampf	Elektrodenkessel Induktionsheizung Plasmaverfahren Widerstandsheizung	Synthetische Brennstoffe	Biomasse, -gas
Chemikalien	Erdöl- und Erdgasbasierte Grundchemikalien	Nicht möglich	Synthetische Grundstoffe	Biomasse, -gas
Stromversorgung				
Kurzfristige Stabilisierung des Stromnetzes, Bereitstellung von Flexibilität	Flexibler Kraftwerkseinsatz Demand Side Management (DSM)/ Demand Side Response (DSR), Flexibilisierung der Nachfrage Netzausbau	Stromspeicher (Pumpspeicher, Batterien, ...)	Flexible Betriebsweise der Elektrolyse	Flexible Stromerzeugung aus Biomasse
Stabilisierung des Stromnetzes aufgrund strukturellen Fehlens erneuerbarer Stromerzeugung (z.B. Dunkelflaute)	Flexibler Kraftwerkseinsatz Demand Side Management (DSM)/Demand Side Response (DSR)	Keine Technologien absehbar	Synthetisches Gas zur Rückverstromung in Kraftwerken oder Brennstoffzellen	Flexible Stromerzeugung aus Biomasse

durch einen nicht-stofflichen Energieträger ersetzt werden kann. Der Flug- und mit leichten Einschränkungen auch der Schiffsverkehr benötigen Energieträger mit einer Energiedichte, die aktuell nur durch kohlenstoffhaltige Energieträger bereitgestellt werden kann. Die Frage, wie eine stabile Stromversorgung in einem erneuerbaren Stromsystem, das sich dominant aus Windkraft und Photovoltaik zusammensetzt, gewährleistet werden kann, ist nicht abschließend gelöst. Flexible Kraftwerke, die mit erneuerbaren, synthetischen Brennstoffen (insb. synthetischem Erdgas) betrieben werden, stellen aktuell die wahrscheinlichste Technologie dar.

1.2 Anforderungen für stoffliche PtX-Technologien

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Kurt Wagemann (DECHEMA)

Während PtX generell die Umwandlung von Strom in eine andere Energieform beschreibt, werden die stofflichen PtX-Technologien häufig in Bezug auf das Zielmolekül charakterisiert. Unter Power-to-Gas (PtG) versteht man die Herstellung eines gasförmigen Zielproduktes¹, wie Wasserstoff (H₂) oder Methan (CH₄), Power-to-Liquid (PtL) die Herstellung eines flüssigen Energieträgers, wie Otto- oder Dieseldieselkraftstoff, Kerosin, etc., während Power-to-Chemicals (PtC) die Herstellung von Chemikalien, wie Methanol (CH₃OH), Ammoniak (NH₃), etc., beschreibt. Letztere sind in der Regel ebenfalls flüssig oder gasförmig, so dass die Nomenklatur nicht immer eindeutig ist.

Für alle stofflichen PtX-Technologien bildet die Umwandlung von Strom in stoffliche Energie den ersten Schritt der Prozesskette. Dies geschieht in den meisten Fällen über elektrolytische Prozesse. Einen Schwerpunkt bildet die Wasserelektrolyse, die Wasser unter Zuführung von elektrischem Strom in Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) spaltet. Denkbar sind jedoch auch andere Prozesse, wie z.B. die Co-Elektrolyse von Wasser und Kohlenstoffdioxid (CO₂), mit dem Ziel ein Synthesegas (eine Mischung aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid (CO)) herzustellen oder eine Pyrolyse von Methan (CH₄) in Kohlenstoff (C) und Wasserstoff (H₂).

Dabei wird ein Teil der eingebrachten elektrischen Energie als chemische Energie in die Produkte übertragen. Diese werden dann durch chemische Umwandlungen in die Zielmoleküle

überführt und stehen dann den entsprechenden Anwendungen zur Verfügung.

Die Energiemengen, die in den heute fossil-basierten Energieträgern enthalten sind, sind beträchtlich. Bei ihrer Herstellung über eine – bislang immer mehrstufige – PtX-Verfahrenskette ist zu berücksichtigen: Mit CO₂ ist der Ausgangsstoff energetisch sehr niedrig liegend und zusätzlich ist jeder Umwandschritt mit Verlusten verbunden. Daher werden z.B. für die Herstellung von 1 Mio. t Dieseldieselkraftstoff aus CO₂ ca. 30 TWh erneuerbaren Stroms benötigt².

Zum Vergleich: Gegenwärtig (2016) werden 188 TWh Strom (BMWi 2018a) aus erneuerbarer Stromerzeugung dem Netz zur Verfügung gestellt und auf der anderen Seite über 50 Mio. t Kraftstoffe verbraucht (BAFA 2016a). Dabei ist zu beachten, dass der Strombedarf von PtX-Technologien zusätzlich zu dem regulären Strombedarf aus den sonstigen Stromanwendungen anfällt und die erneuerbare Stromerzeugung entsprechend ausgebaut werden müsste.

Für die PtX-Technologien werden daher (große) Mengen an erneuerbar erzeugtem Strom benötigt sowie Wasser für die Wasserelektrolyse. Je nach Zielmolekül wird darüber hinaus eine Kohlenstoffquelle benötigt, entweder durch Abtrennung von CO₂ aus Industrie- oder Kraftwerksprozessen oder aus der Luft; eine alternative Quelle stellt Biomasse dar. Auch andere chemische Bausteine müssen, je nach Zielmolekül, bereitgestellt werden, wie z.B. Stickstoff (N₂) zur Herstellung von Ammoniak.

1.3 Randbedingungen für die Implementierung von PtX-Technologien

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Erika Bellmann (WWF), Kurt Wagemann (DECHEMA)

Der Einsatz von PtX-Technologien in einem relevanten Maßstab bedingt einen erheblichen Ausbau von erneuerbarer Stromerzeugung zusätzlich zu dem bisher in Deutschland vorgesehenen Ausmaß des Zubaus. Darüber hinaus werden bedeutende Mengen (Süß-)Wasser benötigt und je nach Zielmolekül CO₂-Quellen. Alleine für die Bereitstellung des Feedstocks der chemischen Industrie in Deutschland, der die Energiemenge von

¹ In dieser Studie werden die Begriffe PtG, PtL in Bezug auf den Aggregatzustand des Produktes bei Standardbedingungen (T: 298,15 K, P: 101.300 Pa) verwendet.

² 1 Mio. t Dieseldieselkraftstoff hat einen Energiegehalt von 42,694 PJ (11,86 TWh) (BMWi 2018a). Unter der Annahme einer Elektrolyseeffizienz von 70 %, der Reverse Wasser-gas-Shift Reaktion von 80 % und der Fischer-Tropsch-Synthese von 70 % (Wagemann, Ausfelder 2017) ergibt sich ein Strombedarf von rund 30 TWh, ohne den Aufwand der CO₂-Abtrennung zu berücksichtigen.

437 PJ in 2016 (destatis 2017) umfasste, wäre eine erneuerbare Stromerzeugung im Umfang von rund 310 TWh notwendig, also mehr als das Dreifache der aktuellen Einspeisung (2016) aus Windkraft und Photovoltaik in das deutsche Stromnetz (117 TWh (BMWi 2018a)).

Der durch die verschiedenen PtX-Anwendungsfelder potentiell bedingte massive zusätzliche Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung wird absehbar in Deutschland nicht in dem erforderlichen Maße umsetzbar sein. Gleichzeitig können die Minderungsziele für die Emission von Treibhausgasen in einigen Bereichen absehbar nur unter Einsatz von PtX-Technologien erreicht werden. Wenn der entsprechende Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland nicht erfolgen kann, müssen die entsprechenden Produkte importiert werden. PtX-Technologien werden daher absehbar nicht die Importabhängigkeit Deutschlands in Bezug auf Energieträger reduzieren, sondern diese Abhängigkeit wandelt sich von den Produzenten fossiler Rohstoffe hin zu Produzenten erneuerbarer stofflicher Energieträger. Beim Import von PtX-Produkten müsste aber genauso wie bei eigener Produktion in Deutschland deren Nachhaltigkeit gesichert sein, dabei ist auch die globale Angebots-/Nachfragesituation zu prüfen.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich drei Optionen für den Einsatz von PtX-Technologien, die in den folgenden Unterkapiteln detailliert dargestellt werden.

1.3.1 Anlagen zur Netzstabilisierung

Der erste Schritt in der PtX-Prozesskette ist die Umwandlung elektrischer Energie in stoffliche Energie, z.B. durch eine Wasserelektrolyse. Die verschiedenen Elektrolysetechnologien können – in unterschiedlichem Umfang – ihre elektrische Leistung sehr dynamisch variieren. Sie können daher prinzipiell auch einen Beitrag zur (zentralen) Netzstabilisierung im Sinne einer reduzierten Leistung bei hoher Nachfrage im Netz leisten oder die Leistung erhöhen, wenn besonders viel elektrische Energie im Netz vorhanden ist und die Elektrolyse noch nicht unter Volllast betrieben wird.

Ein solcher Beitrag ist insbesondere dort wertvoll, wo der Stromnetzengpass aufgrund mangelnden Netzausbaus lokal und nicht netzübergreifend auftritt. Im Prinzip kann z.B. die Wasserelektrolyse überlastete Netzknotenpunkte durch das Anbieten flexibler Leistung stabilisieren. Sollte dies als Hauptfunktion der PtX-Anlage gesehen werden, so orientiert sich ihre Auslegung an der erwarteten Fluktuation an diesem Netzknotenpunkt. In einer solchen Betriebsweise hätte die Netzstabilisierung Priorität in Kombination mit der Herstellung eines stofflichen

PtX-Produkts, im Sinne eines gekoppelten Nebenprodukts. Um die Kostenbelastung durch Produktionsverlust des PtX-Produktes zu minimieren, muss die folgende Prozesskette möglichst kurzgehalten werden. In diesem Sinne können stoffliche PtX-Verfahren den Bedarf des Ausbaus des Stromnetzes reduzieren und stattdessen die Infrastruktur von anderen Energieträgern verwenden, wie z.B. das Erdgasnetz (Hüttenrauch u. a. 2015).

Demgegenüber steht jedoch der betriebswirtschaftliche Anspruch, die Anlagen mit möglichst hoher Auslastung zu betreiben, um die spezifischen Kosten des Produktes zu reduzieren. Diese Kosten steigen mit einer angegliederten Prozesskette an, da jeder weitere Prozessschritt mit einer Wertschöpfung verbunden ist und durch Minderproduktion beeinflusst wird.

Die dezidierte Herstellung von stofflichen PtX-Produkten in entsprechenden Anlagen wird auch absehbar deutlich teurer sein, als die Bereitstellung konventioneller, fossiler Energieträger. Ein signifikanter Beitrag zur Netzstabilisierung kann nur erwartet werden, wenn signifikante Überkapazitäten in den Anlagen vorgehalten werden, was allerdings gleichzeitig die relative Belastung der Kapitalkosten im Produkt ansteigen lässt (vgl. hierzu auch die Kontroverse im Kapitel 24).

1.3.2 Insel-Lösungen

Neben der großtechnischen Bereitstellung von PtX-Produkten gibt es auch Anwendungsfälle, in denen kleinere Mengen lokal vor Ort benötigt werden. Dazu zählt z.B. die Versorgung geographisch isolierter Einrichtungen (z.B. auf Inseln) mit Kraft- und Brennstoffen für Mobilitätsw Zwecke oder zur Energiespeicherung und zu Heizzwecken. Hierfür wären robuste Containeranlagen wünschenswert, die unabhängig von externer Strom-, Wasser- und ggf. CO₂-Versorgung diese Umwandlungen autark und automatisiert vor Ort vornehmen. Die Umwandlungseffizienz dieser Anlagen wird nicht an die der großtechnischen Produktionsanlagen heranreichen, was aber in diesem Anwendungsfall auch nicht notwendig ist. Für Containeranlagen ist insbesondere das kompakte Wassermanagement eine große Herausforderung.

1.3.3 Dezidierte Anlagen

Deutschland und große Teile Europas sind aus den bereits genannten Gründen nicht die besten Produktionsstandorte für stoffliche PtX-Prozesse. Eine großflächige Implementierung von stofflicher PtX-Produktion in Deutschland ist eher unwahrscheinlich. Die Notwendigkeit einer gesicherten und erneuerbaren Energieversorgung für einen langfristig nachhaltigen

Industriestandort Europa steht jedoch außer Frage, weshalb der Blick auf kombinierte Strategien zu Import (von Produkten) und Export (von Anlagen und Technologien) zu richten ist.

Zukünftige Produktions- und Exportländer für PtX-Produkte werden über geographische Vorteile definiert. Während die Windkraft an praktisch allen Küsten mit hoher Effizienz eingesetzt werden kann, sollte die Photovoltaik im Idealfall in Gebieten hoher Sonneneinstrahlung eingesetzt werden. Aus der Kombination beider Technologien ergibt sich, dass die Mittelmeerränder Europas und Afrikas gute Kandidaten für den benötigten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung darstellen. Über diese geographischen Grenzen hinaus, gibt es u.a. auch beträchtliches Potenzial entlang der Westküste Südamerikas und in Australien. Vor Exporten nach Deutschland sollte jeweils geprüft werden, ob die Eigenversorgung der Länder gewährleistet ist und ob die PtX-Produkte nachhaltig hergestellt werden.

Darüber hinaus stellt sich die Frage nach der Tiefe der Wertschöpfungskette vor Ort. Die erneuerbare Stromerzeugung stellt nur den ersten Schritt in der Wertschöpfungskette dar. Eine Umwandlung des Stroms in stoffliche Energie, z.B. auf Basis der Wasserelektrolyse, setzt ein funktionierendes Wassermanagement voraus, da sowohl große Mengen entsalztes Wasser als Eingangsstoff für die Elektrolyse benötigt werden, als auch große Mengen verunreinigtes Wasser aus den Folgeprozessen aufgereinigt werden müssen, um im Kreislauf zu führen. Der Energieaufwand für Wasserbereitstellung und -aufreinigung ist zwar geringer als für die Wasserelektrolyse, muss jedoch berücksichtigt werden. In ariden und semiariden Gebieten darf keine Nutzungskonkurrenz entstehen, d.h. der Wasserbedarf (und auch Strombedarf) von Landwirtschaft und lokaler Bevölkerung hat Priorität und muss gesichert sein, da sonst nicht dauerhaft von einer ausreichenden Akzeptanz auszugehen ist.

Neben Wasser und erneuerbarem Strom wird für die weitere Umwandlung entlang der Wertschöpfungskette in Kraft-/Treib-/Brennstoffe und Chemikalien eine Kohlenstoffquelle benötigt – CO₂ aus regional verfügbaren Quellen wie Kraftwerks- und industriellen Prozessen, Anlieferung oder über Abtrennung aus der Luft. Alternativ stellt nachhaltig produzierte Biomasse ebenfalls eine mögliche Quelle für Kohlenstoff dar.

Im Sinne der obigen Vertiefung der Wertschöpfungskette werden sich geografisch besonders geeignete Produktionskomplexe ausbilden. Die Produktionskapazität der gesamten PtX-Anlage wird dabei durch die kritische Komponente (z.B. Wasserentsalzungskapazität, Zugang zu CO₂, z. B. aus den Emissionen eines

angeschlossenen Zementwerks, oder erneuerbare Stromerzeugung) begrenzt. Dabei ist zu beachten, dass die verschiedenen Komponenten (Strom, Wasser, CO₂) durch eine entsprechende Infrastruktur (Netze, Pipelines oder Schiffe) dem Prinzip nach transportierbar sind und mit entsprechender Logistik kombiniert werden können. Denkbar wäre z.B. der Transport von überkritischem CO₂ aus industriellen Zentren in Europa hin zu erneuerbaren Stromerzeugungs- und PtX-Anlagen in Nordafrika und der Rücktransport von erneuerbarem LNG).

Diese großflächige Implementierung mit dem Ziel der Bereitstellung von Chemikalien, Kraft-/Treib- und Brennstoffen sollte gemeinsam mit den Partnerländern, vorangetrieben werden. Diese wirtschaftliche Symbiose erlaubt es Deutschland und Europa, sein Energiesystem und seine Industrie weitgehend nachhaltig umzugestalten und eröffnet den Partnerländern neue industrielle, wirtschaftliche und geopolitische Entwicklungsperspektiven.

Aus diesen Ausführungen ergibt sich, dass in Deutschland die Technologieentwicklung der einzelnen Glieder der Wertschöpfungskette bis hin zur erfolgreichen beispielhaften industriellen Demonstration der gesamten Wertschöpfungskette sinnvoll ist, neben Spezialfällen der Einsatz dieser Technologien in großem Maßstab in Deutschland aber wenig vorteilhaft wäre.

1.4 Anwendungsbezogene Aspekte von stofflichen PtX-Technologien

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Kurt Wagemann (DECHEMA)

Die Herstellung synthetischer Kraftstoffe über stoffliche PtX-Verfahren bietet auch für die Produkteigenschaften Vorteile. Im Gegensatz zu fossil-basierten Produkten, die z.B. aus einem Schnitt der Erdölfraktion hervorgehen und somit automatisch eine gewisse Verteilung von Molekülen aufweisen, können synthetisch hergestellte Produkte chemisch rein produziert werden und damit mit einem klar definierten Spektrum an Produkteigenschaften, auf die dann wiederum die Anwendung optimiert werden kann. Sollte der Einsatz der PtX-Produkte jedoch als drop-in in Kombination mit den jeweiligen fossilen Mischungen erfolgen, kann dieser Vorteil nicht ausgespielt werden. Darüber hinaus muss der Beitrag von stofflichen PtX-Produkten nicht notwendigerweise in der vollständigen Substitution des Energieträgers liegen. So können heutige Raffinerien z.B. auch das stoffliche PtX-Produkt Wasserstoff (H₂) zur Schwefelabtrennung und weiteren Veredlung von fossilen Kraftstoffen verwenden – Funktionen, die aktuell mittels Wasserstoff (H₂) aus Raffinerieprozessen und aus der Vergasung von Rückständen unter

Emission von CO₂ erfüllt werden. Im Kontext eines zunehmenden Verzichts auf fossile Rohstoffe ist dies naturgemäß nur eine Übergangsanwendung

Der wesentliche Vorteil von stofflichen PtX-Produkten ist, dass die Anwendungstechnologien und Infrastrukturen im Wesentlichen unverändert eingesetzt werden können. Die vorhandenen Infrastrukturen von Gas- und Ölpipelines über, die jeweiligen Speicher, bis hin zu den Tankstellen und industriellen Prozessen, können praktisch unverändert weiter genutzt werden. Soweit die stofflichen PtX-Produkte mit den konventionellen Produkten vergleichbar sind, können diese gemischt werden und gemeinsam transportiert werden. Damit ist eine fließende Umstellung des Energieträgers unter Beibehaltung der Infrastruktur möglich, ohne dass es zu Brüchen kommt oder eine Infrastruktur obsolet wird. Eine bedeutende Ausnahme hiervon ist die Herstellung von Wasserstoff zum Einsatz in der Brennstoffzellen-betriebenen Mobilität, wo ebenfalls die Anwendungstechnologie wechselt. Auch die Beimischung ins Gasnetz ist nur bis zu einem bestimmten Prozentsatz möglich.

Die obige Argumentation gilt jedoch nur für die Infrastrukturen der stofflichen PtX-Produkte, soweit diese konventionellen fossilen Äquivalente entsprechen. Die stoffliche PtX-Prozesskette, je nach Ausgestaltung, bedingt jedoch einen erheblichen zusätzlichen Infrastrukturbedarf. Neben der Versorgung mit Strom und Wasser, kommt ggf. der Ausbau einer CO₂-Infrastruktur hinzu. Ist CO₂ nicht lokal verfügbar, werden u.U. Pipelines, Kompressoren, Verflüssigungsstationen, Häfen und Schiffen benötigt. Auch Wasserstoff als Zwischenprodukt benötigt ggf. eine lokale Speicherung oder im Falle einer Weiterverarbeitung an einem anderen Ort, ebenfalls eine Transportinfrastruktur, ähnlich wie CO₂. Es ist aktuell nicht absehbar, welche der Infrastrukturanforderungen die Umsetzung von stofflichen PtX-Technologien dominieren wird. Wahrscheinlich werden die ersten Anlagen ohnehin an besonders geeigneten Standorten errichtet, vgl. die Methanol Anlage in Island (Ausfelder; DBG 2015).

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Einsatz von stofflichen PtX-Technologien einen wesentlichen Beitrag zur Sektorkopplung leisten kann, in dem Sinne, dass erneuerbare Energie in Form von erneuerbar erzeugter elektrischer Energie durch Umwandlung in für andere Sektoren nutzbare stoffliche Energieträger bereitgestellt wird.

2. Beschreibung des Energiesystems

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA), Armin Grunwald (ITAS)

Das Rückgrat einer modernen Industriegesellschaft und der mit ihr verbundene Lebensstil im 21. Jahrhundert ist durch eine Vielzahl von Aktivitäten geprägt, die mit der Nutzung von Energie einhergehen. Die sichere und zuverlässige Bereitstellung von verschiedensten Endenergieformen und -dienstleistungen auf Basis von Energieumwandlungen³ ist die Aufgabe des Energiesystems.

Das Energiesystem wird dabei geprägt durch die Form der Energienutzung, den Endverbraucher, die verfügbare Infrastruktur zum Transport und Verteilung von Energieträgern, dem Umwandlungssektor (z.B. Kraftwerke, die u.a. aus u.a. fossilen Energieträgern Strom erzeugen) und durch den Eintrag an Primärenergieträgern, die den Umwandlungssektor versorgen, sowie durch politische, rechtliche und wirtschaftliche Randbedingungen, unter denen Bereitstellung, Transport und Nutzung von Energie stattfinden.

Im Folgenden wird das Energiesystem in Deutschland dargestellt. Zu keinem Zeitpunkt sollte aber außer Acht gelassen werden, dass das deutsche Energiesystem strukturell mit seinen Nachbarn und darüber hinaus global verknüpft ist, eine nationale Betrachtung immer eine Näherung darstellt und dadurch verschiedene Aspekte und Verknüpfungen ignoriert.

Die folgenden Aussagen beziehen sich auf die Energiebilanz der AGEb für 2016 (AGEb 2017). In Deutschland werden rund 4,0 EJ Primärenergieträger (hauptsächlich Braunkohle und erneuerbare Energien sowie geringe Mengen an Erdgas, Abfallstoffe, Mineralöl, Steinkohle, etc.) aus Eigenerzeugung zur Verfügung gestellt. Diese werden ergänzt um Importe von insgesamt 11,8 EJ an Energieträgern (Mineralölprodukte, Erdgas, Steinkohle, Kernbrennstoffe, sowie in geringerem Umfang erneuerbare Energien). Deutsche Energieexporte (Mineralölprodukte, Erdgas, Strom) erreichen 2,2 EJ. Hinzu kommen noch Variationen in den Speicherbeständen der Erdöl- und Erdgasbevorratung.

Das deutsche Energiesystem weist aktuell (2016) einen Energieverbrauch im Inland von rund 13,5 EJ auf. Von dieser Energiemenge nimmt der Umwandlungssektor ca. 10,7 EJ auf und verarbeitet diese zu rund 8,0 EJ Sekundärenergieträgern⁴. Der Anteil von erneuerbaren Energien im Endenergieverbrauch liegt bei 14 % – 15 %, mit dem größten Anteil (ca. 30 %) im Stromsektor.

Energieträger im Umfang von etwas weniger als 1,0 EJ (7 %) werden nicht-energetisch genutzt. D.h. sie werden als stoffliche Eingangsstoffe in der chemischen Industrie genutzt und der entsprechende Energiegehalt findet sich in den chemischen Produkten wieder, oder sie finden z.B. im Straßenbau oder als Schmierstoffe Anwendung.

Der Transport und die Verteilung der Energieträger zu den Nutzern und Anwendungen erfolgt über Energieträger-spezifische Logistiknetzwerke. Für Strom sind dies die Stromnetze. Gas wird über Pipelines transportiert und verteilt. Flüssige Energieträger werden ebenfalls über Pipelines oder Kesselwagen auf Straße, Schiene oder per Schiff transportiert. Auch der Transport ist mit Verlusten behaftet, die jedoch mit Ausnahme von Strom und Fernwärme keine nennenswerte Größenordnung erreichen.

Neben den Transport- und Verteilnetzen, die für die räumliche Verteilung der Energieträger sorgen, kommen auch Energiespeicher zum Einsatz, die eine zeitliche Entkopplung von Energiebedarf und -angebot ermöglichen. Die größten Speicherkapazitäten stehen für Erdgas und Erdölprodukte zur Verfügung (LBEG 2018). Stromspeicherkapazitäten werden im Wesentlichen durch Pumpspeicherkraftwerke (BDEW 2018) bereitgestellt.

Damit steht eine Endenergiemenge von rund 9,1 EJ aus Sekundär- und Primärenergieträgern für die energetische Nutzung beim Endanwender zur Verfügung. Diese Energiemenge verteilt sich mit rund 2,7 EJ für den Verkehr, 2,6 EJ auf das verarbeitende Gewerbe, 2,4 EJ für Haushalte und 1,4 EJ für Gewerbe und Dienstleistungen. Die Energieflüsse sind im Sankey-Diagramm in Abbildung A.1 dargestellt.

³ Physikalisch gilt allgemein für Energie die Energieerhaltung, sie kann daher nicht „verbraucht“ werden, wohl aber in andere Formen umgewandelt werden. Unter Nutzenergie versteht man die Energieform, die mit der Nutzung verbunden ist, z.B. mechanische Energie in der Fortbewegung. Sekundärenergieträger sind Energieträger, die für die Bereitstellung von Nutzenergie eingesetzt werden (z.B. Dieseldieselkraftstoff). Diese werden in der Regel aus Primärenergieträgern, (z.B. Mineralöl) hergestellt. Primärenergie beschreibt den ursprünglichen Energieeintrag der in das Energiesystem eingeht. Jede Umwandlung zwischen Energieformen ist mit Verlusten verbunden. Konventionsgemäß wird Strom aus Wind, Wasser und Photovoltaik ohne Umwandlungsverluste zu 100 % als Primärenergie ausgewiesen.

⁴ Formal entspricht dies einer Effizienz von 75 %. Die größten Verluste entstehen dabei bei der Stromerzeugung in Kraftwerken, die geringe Effizienzen von 30-60 % aufweisen. Andere Bereiche des Umwandlungssektors, weisen deutlich höhere Umwandlungseffizienzen, z.B. Raffinerien 98 %, auf.

Dieses komplexe Wechselspiel im Energiesystem ist dann erfolgreich, wenn die benötigte Energie zum relevanten Zeitpunkt in der richtigen Form und Menge dem Anwender zur Verfügung steht. Darüber hinaus wird erwartet, dass dies kosteneffizient zu gesellschaftlich verträglichen Preisen erfolgt. In diesem Sinne erfüllt das Energiesystem einen gesellschaftlichen Versorgungsauftrag.

Die Rolle des Anwenders – Industrie, Gewerbe und Konsument – ist dabei entscheidend. Seine Bedürfnisse bilden die Grundlage für die Anforderungen an die Energieversorgung, seine sozialen und politischen Wertvorstellungen und Wünsche, explizit eingefordert oder implizit durch das Konsumverhalten ausgedrückt, formen die Ausgestaltung des Energiesystems. Dies kann z.B. zu der Entscheidung führen, Stromkabel unterirdisch zu verlegen oder einen bestimmten Energieträger (z.B. E10-Kraftstoff) abzulehnen.

In der Anwendung selbst kann die zur Verfügung gestellte Energie unterschiedlich effizient genutzt werden. Höhere Effizienz in der Endenergienutzung führt zu einem reduzierten Bedarf an Endenergieträgern durch einen verminderten spezifischen Energieverbrauch und damit im Rückschluss auch zur Reduzierung des Primärenergiebedarfs. Der Hebel der Effizienz in der

Anwendung erlaubt sicher noch eine erhebliche Energieeinsparung, wird aber häufig durch das Konsumverhalten konterkariert, das teilweise zu einem höheren Energieverbrauch führen kann (Rebound-Effekt).

So haben z.B. die Möglichkeiten der modernen Telekommunikation bisher nicht zu einer spürbaren Reduzierung des Verkehrsaufkommens beigetragen, die Gesamtfahrleistung deutscher PKWs steigt weiterhin unverändert mit einer jährlichen Zunahme von ca. 1-2 % (statista 2018b). Auch Effizienzsteigerungen der Motoren wurden in den letzten Jahrzehnten dadurch kompensiert, dass die PKWs einerseits größer und schwerer geworden sind, andererseits die Leistung stark gestiegen ist, sodass sich die Reduktion des Kraftstoffverbrauchs in Grenzen hält (KBA 2018). So ist der Kraftstoffverbrauch zwischen 1995 und 2004 zwar um rund 10 % gesunken, gleichzeitig ist das Fahrzeuggewicht um 15 % und die Leistung um 29 % gestiegen (BMU 2007).

Während eine höhere Effizienz den spezifischen Energiebedarf reduziert, hinterfragt die Suffizienz den Umfang und die Menge/Anzahl der Energiedienstleistungen. Eine Betrachtung der Effizienz wird durch die Betrachtung der Suffizienz sinnvoll ergänzt.

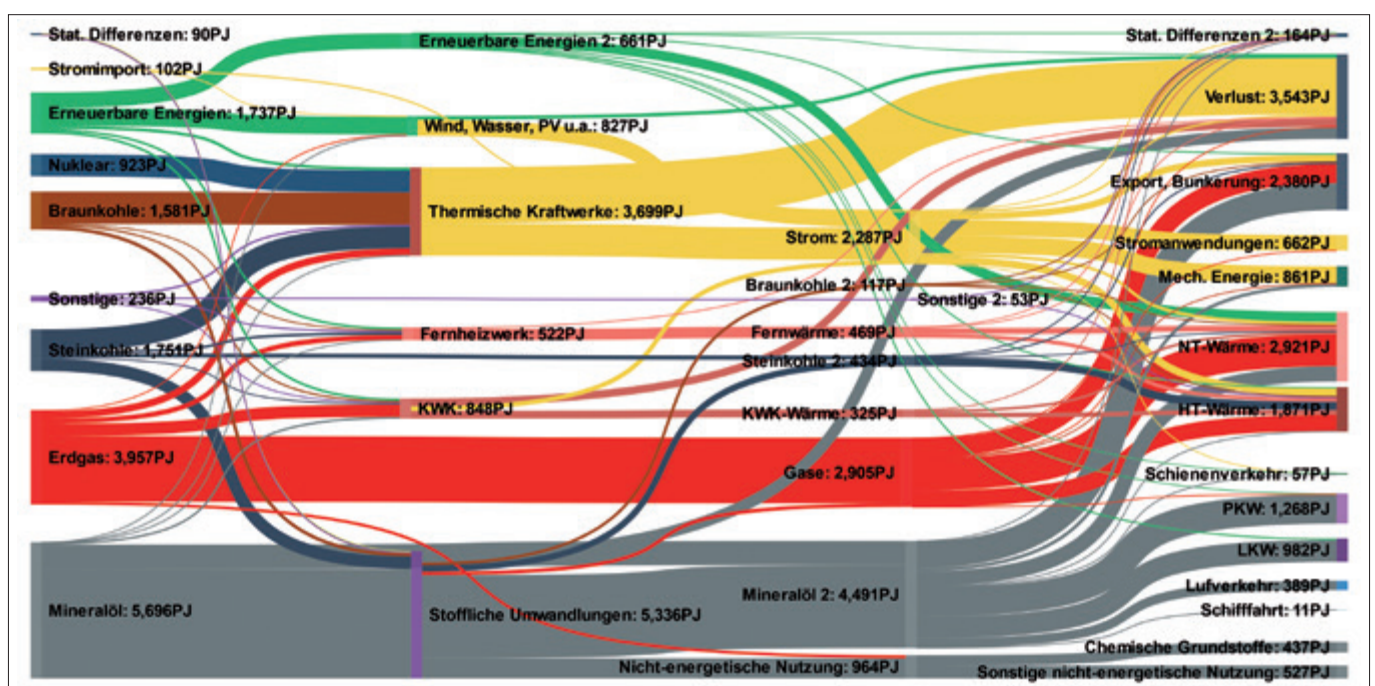


Abbildung A.1: Sankey-Diagramm des deutschen Energiesystems 2016. Das Diagramm zeigt die Energieflüsse von den Primärenergien (links) bis zur Nutzenergie (rechts). Quelle Eigene Berechnungen auf Basis von (AGEB 2018b, 2018c, 2018a; BMWi 2018a; UBA 2016; destatis 2017; KBA 2015).

Der Energiebedarf des verarbeitenden Gewerbes wird abschließend für die Herstellung von Gütern genutzt, die wiederum von den Konsumenten genutzt werden. In diesem Sinne wird auch deutlich, dass die Bilanzgrenze Deutschland nicht alle Aspekte ausreichend adressiert. Der Konsum eines importierten Produktes führt zu einem entsprechenden Energiebedarf, wo immer das Produkt oder dessen Ausgangsstoffe hergestellt wurden. Der Import von Gütern und Materialien führt zu einem Export von Energiebedarf und damit einhergehenden Treibhausgasemissionen, während der Export von Gütern und Materialien

zu einem erhöhten inländischen Energiebedarf und den damit verbundenen Treibhausgasemissionen führt.

Bereitstellung, Transport und Nutzung von Energie finden auf der Basis von technischen Lösungen in der Wirtschaft statt. Geschäftsmodelle und Wertschöpfungsketten sind erforderlich, damit Energieversorger unter wirtschaftlichen Bedingungen ihre Leistungen im Wettbewerb anbieten können. Diese wirtschaftliche Tätigkeit wie auch der Einsatz von Technologien findet unter konkreten politischen wie auch gesellschaftlichen Randbedin-

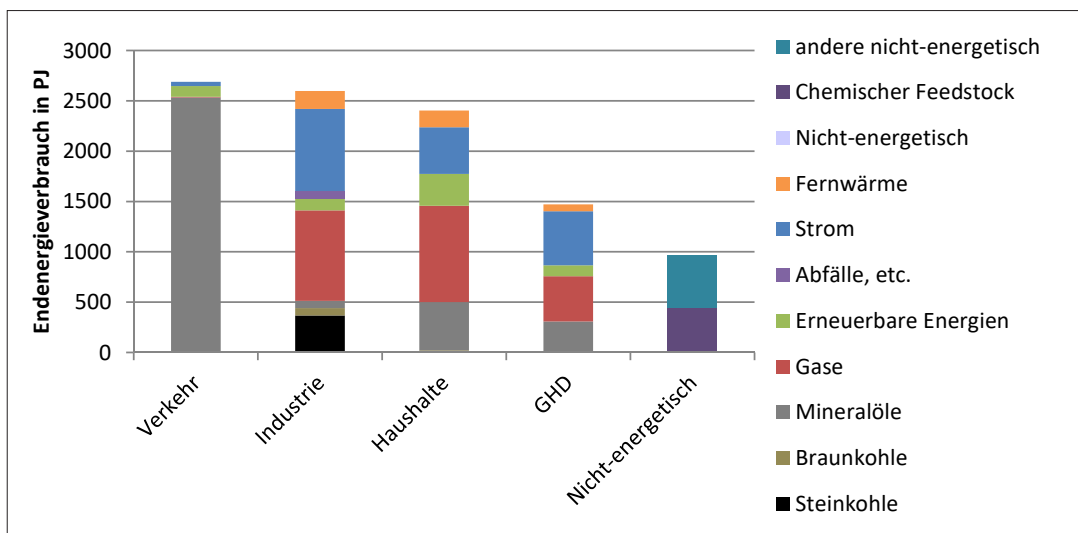


Abbildung A.2: Einsatz der Endenergieträger in den verschiedenen Verbrauchssektoren in 2016: Verkehr, Industrie, Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) für 2016. Quelle (AGEB 2017; BMWi 2018a).

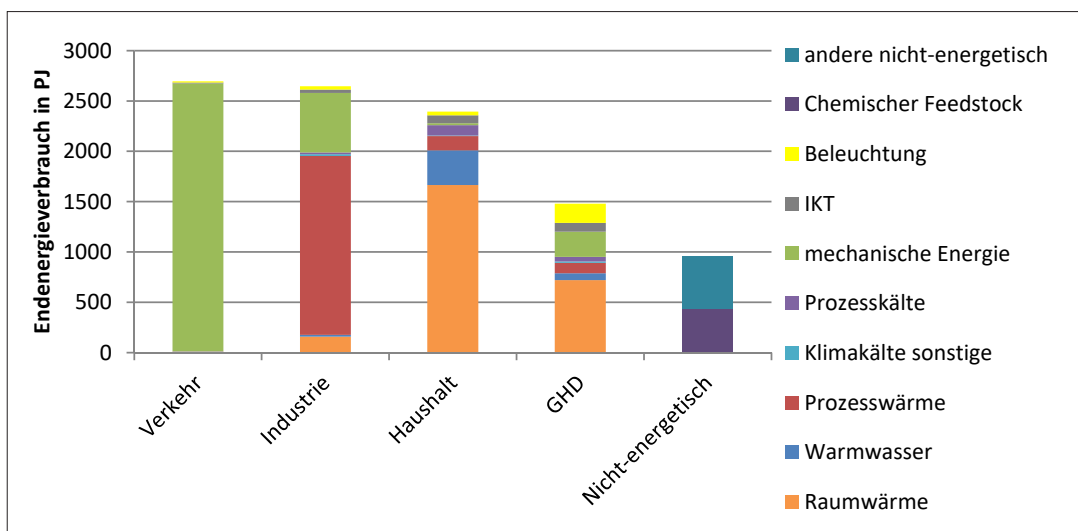


Abbildung A.3: Nutzungsformen des Endenergieverbrauchs in den Verbrauchssektoren in 2016. Quelle: (AGEB 2017; BMWi 2018a; destatis 2017).

gungen statt. Sie äußern sich z.B. in Anreizsystemen, wie aktuell zur Förderung der Elektromobilität, in Regulierungen wie etwa der Steuergesetzgebung zu Treibstoffen oder in Vorgaben für die Errichtung von Windparks, und in Einstellungsmustern der Bevölkerung, welche die Akzeptanz beeinflussen können. Ein funktionierendes Energiesystem hängt auch davon ab, dass Technologien, Geschäftsmodelle und politisch-gesellschaftlicher Rahmen in einem funktionalen und kohärenten Verhältnis stehen.

2.1 Sektoren im Energiesystem

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Die Energiestatistiken weisen vier (Wirtschafts-)Sektoren aus: verarbeitendes Gewerbe, Verkehr, Haushalte sowie Gewerbe und Dienstleistungen. Alternativ wird (Ausfelder u. a. 2017) auch eine Aufteilung in den Stromsektor, Verkehrssektor und Wärmesektor (aufgeteilt in Raumwärme / Warmwasser und industrielle Prozesswärme) vorgenommen. Je nach Fragestellung

kann die eine oder andere Aufteilung sich als sinnvoller erweisen. Im Folgenden wird im Sinne der statistischen Kohärenz die Aufteilung in Wirtschaftssektoren verwendet.

Abbildung A.2 und A.3 stellen die Zusammensetzung der der Endenergieträger in den verschiedenen Sektoren und Nutzungen gegenüber.

VERKEHRSEKTOR

Der Verkehrssektor hat einen Endenergiebedarf von rund 2.700 PJ. Dieser Energiebedarf, hauptsächlich für die Fortbewegung, wird aktuell überwiegend durch Mineralölprodukte gedeckt. Dabei dominiert der Straßenverkehr (83 % des Endenergiebedarfs) gefolgt vom innerdeutschen Flugverkehr (14 %), dem Schienenverkehr (2 %) und dem Binnenschiffsverkehr (ca. 0,4 %). Der Anteil an Mineralölprodukten am Energiemix im Verkehrssektor beträgt rund 94 %, erneuerbare Energien (Biokraftstoffe) gehen mit rund 4 % ein, der Stromanteil (hauptsächlich Schienenverkehr) beträgt unter 2 % und Gase finden nur mit 0,2 % Verwendung.

Die Endenergienutzung im Verkehrssektor und die damit verbundenen CO₂-Emissionen sind in den Abbildungen A.4 und A.5 dargestellt.

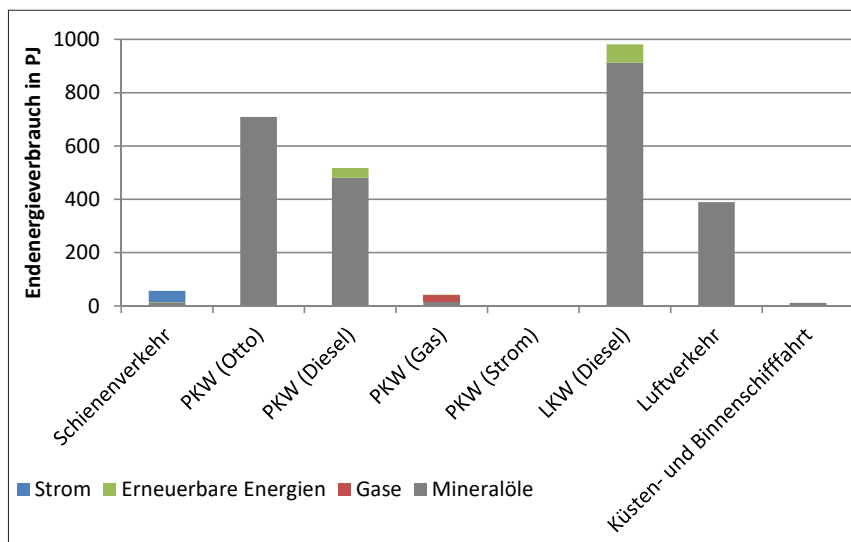


Abbildung A.4: Endenergieeinsatz im Verkehrssektor aufgeschlüsselt nach Verkehrsträger in 2016. Quelle: (AGEB 2017; BMWi 2018a; KBA 2017a).

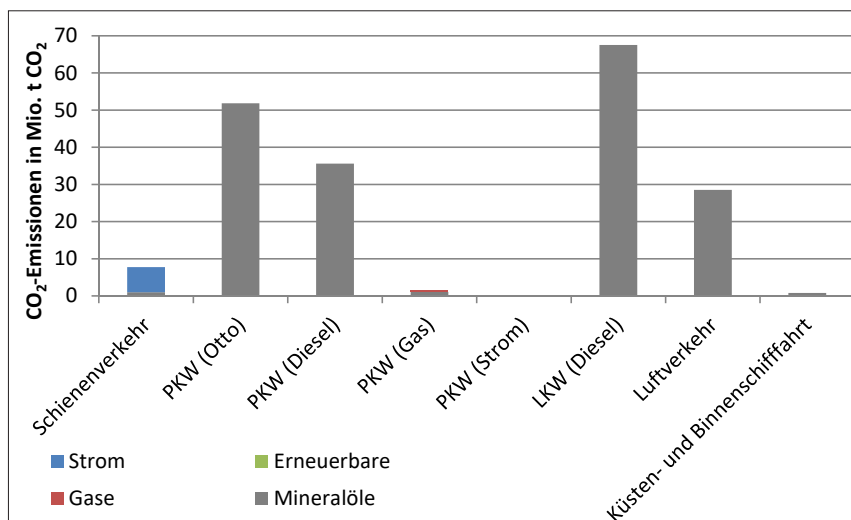


Abbildung A.5: Energiebedingte CO₂-Emissionen im Verkehrssektor aufgeschlüsselt nach Verkehrs- und Energieträger in 2016. Quelle: (AGEB 2017; BMWi 2018a; UBA 2017a; KBA 2017a).

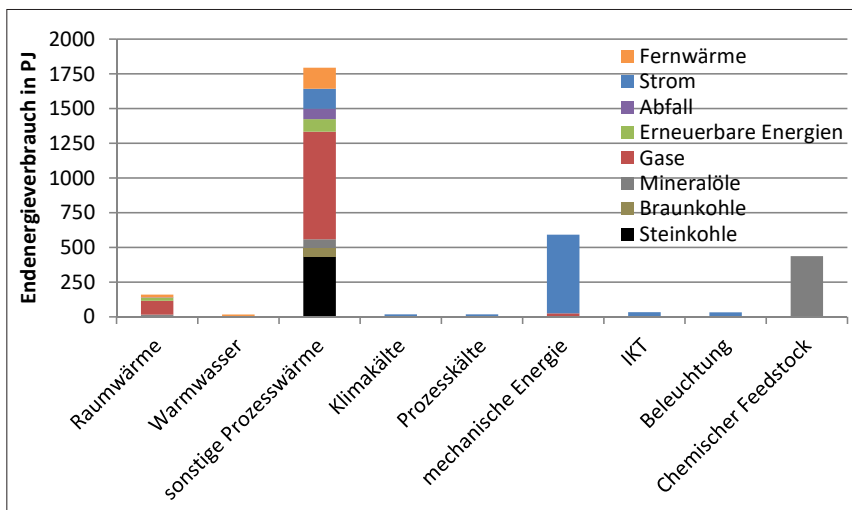


Abbildung A.6: Einsatz der Endenergieträger im Industriesektor nach Nutzenergie in 2016. Quellen: (AGEB 2017; BMWi 2018a; destatis 2017).

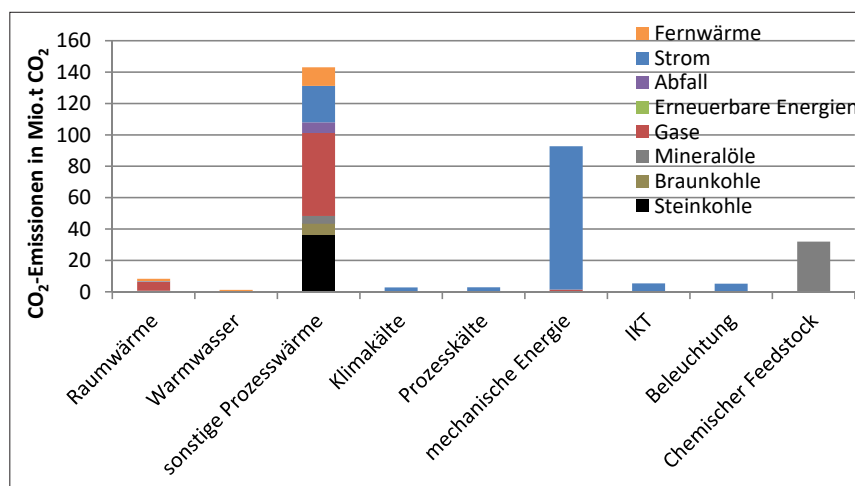


Abbildung A.7: Energiebedingte CO₂-Emissionen im Industriesektor 2016. Die Nutzung von Energieträgern als chemischer Feedstock führt nicht direkt zu CO₂-Emissionen, der Vollständigkeit halber ist dieser Stoffstrom jedoch mit abgebildet. Quellen: (AGEB 2017; BMWi 2018a; UBA 2016).

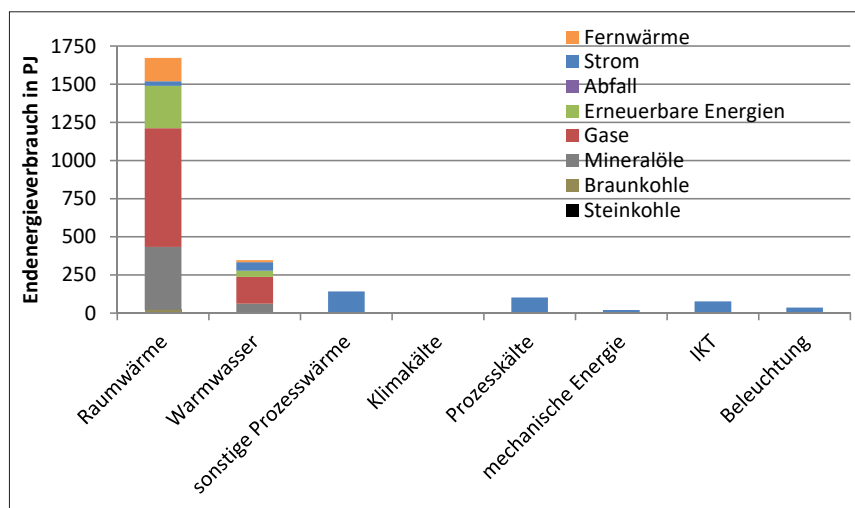


Abbildung A.8: Einsatz der Endenergieträger im Haushaltssektor nach Nutzenergie in 2016. Quelle: (AGEB 2017; BMWi 2018a).

INDUSTRIE (Bergbau, Gewinnung von Steinen und Erden, Verarbeitendes Gewerbe)

Der Industriesektor hat einen Energiebedarf von rund 2.500 PJ. Neben dem direkten Energiebedarf aus der AGEB Statistik sind ihm auch noch rund 437 PJ (destatis 2017) für die nicht-energetische Nutzung von Energieträgern als Rohstoffe in der chemischen Industrie zuzurechnen. Die Roheisenerzeugung ist in der Statistik dem Umwandlungssektor zugeordnet.

Der Energiebedarf im Industriesektor wird dominiert von der chemischen Industrie, Metallerzeugung, Papier sowie Steine und Erden, den sogenannten Grundstoffindustrien. Diese Industriezweige setzen einen Großteil der eingebrachten Energie in die energieintensive chemische und physikalische Materialumwandlung, z.B. die Erzeugung von Primärmetall aus Erzen. Dies macht sich durch den hohen Anteil von Prozesswärme in der Energienutzung bemerkbar. Dabei sind die Prozesse der Grundstoffindustrie in der Regel bereits energetisch optimiert und bieten nur noch geringe Effizienzpotenziale. Die Grundstoffindustrien sind mit einer sich verschlechternden Rohstoffsituation (z.B. abnehmende Verfügbarkeit von Erzen mit hoher Konzentration) konfrontiert, was Auswirkungen auf den spezifischen Energieaufwand hat. Im Allgemeinen ist das Recycling von Grundstoffen, wo möglich, mit einem deutlich geringeren Energieaufwand verknüpft als die Herstellung des Primärmaterials. Elektrolytische Prozesse (Chemie, Aluminium, NE-Metalle) sind in der Statistik nicht als nicht-energetische Nutzung, sondern als allgemeiner Strombedarf erfasst.

Der Energiebedarf im Industriesektor wird durch die Notwendigkeit von hohen Temperaturen für die Prozesse der Grundstoffindustrien definiert. Erdgas (35 %) dominiert, gefolgt von Strom (31 %), Steinkohle (14 %), Fernwärme (7 %), Abfälle (4 %), erneuerbare Energien (3 %), Braunkohle (3 %), Mineralöl (3 %).

Die Verteilung der Energieträger im Industriesektor und die damit verbundenen CO₂-Emissionen sind in den Abbildungen A.6 und A.7 dargestellt.

HAUSHALTE

Haushalte verbrauchen rund 10 % weniger Energie als der Industriesektor. Die dominante Nutzung ist die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Die meisten anderen Anwendungen sind strombasiert. In der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser kommen noch verschiedene Energieträger zum Einsatz. Insgesamt dominiert wieder Erdgas mit (38 %), gefolgt von Mineralölprodukten (20 %) Strom mit (19 %), erneuerbare Energien (13 %), Fernwärme (8 %) sowie in unbedeutendem Umfang (<1 %) Braun- und Steinkohlen.

Die Verteilung der Energieträger im Haushaltssektor und die damit verbundenen CO₂-Emissionen sind in den Abbildungen A.8 und A.9 dargestellt.

HANDEL, GEWERBE UND DIENSTLEISTUNGEN

Dieser Sektor zeichnet sich durch den größten Stromanteil aus, was durch den erhöhten Bedarf im Bereich Kühlung, Beleuchtung und mechanische Energie erklärt. Insgesamt dominiert Strom (39 %), gefolgt von Erdgas (29 %), Mineralölprodukten (22 %), erneuerbare Energien (7 %), Fernwärme (3 %) sowie geringe Mengen an Steinkohle.

Die Verteilung der Energieträger im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie die damit verbundenen CO₂-Emissionen sind in den Abbildungen A.10 und A.11 dargestellt.

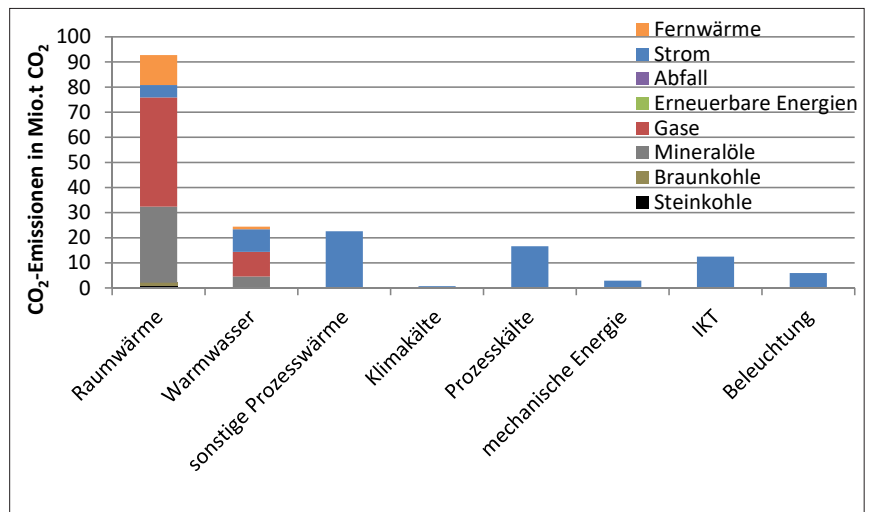


Abbildung A.9: Energiebedingte CO₂-Emissionen im Haushaltssektor in 2016. Quelle: (AGEB 2017; BMWi 2018a; UBA 2016).

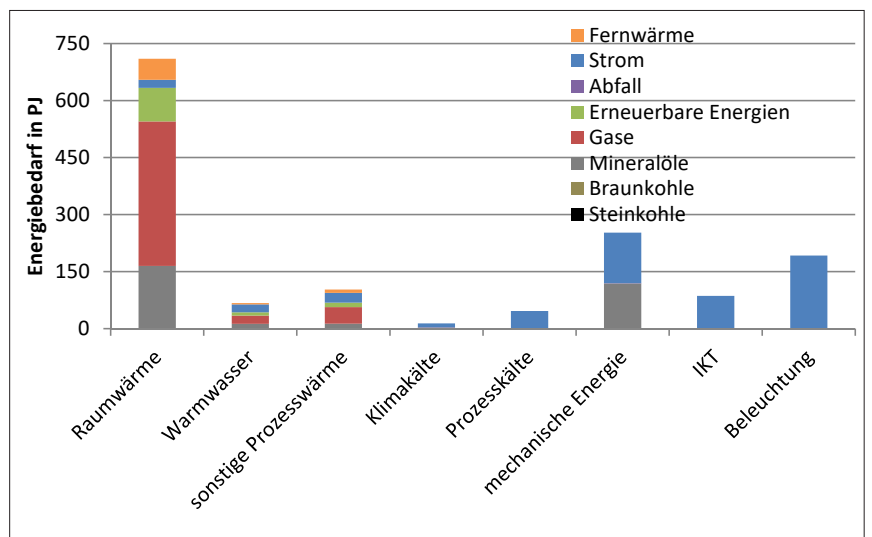


Abbildung A.10: Einsatz der Endenergieträger im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen nach Nutzenergie in 2016. Quelle: (AGEB 2017; BMWi 2018a).

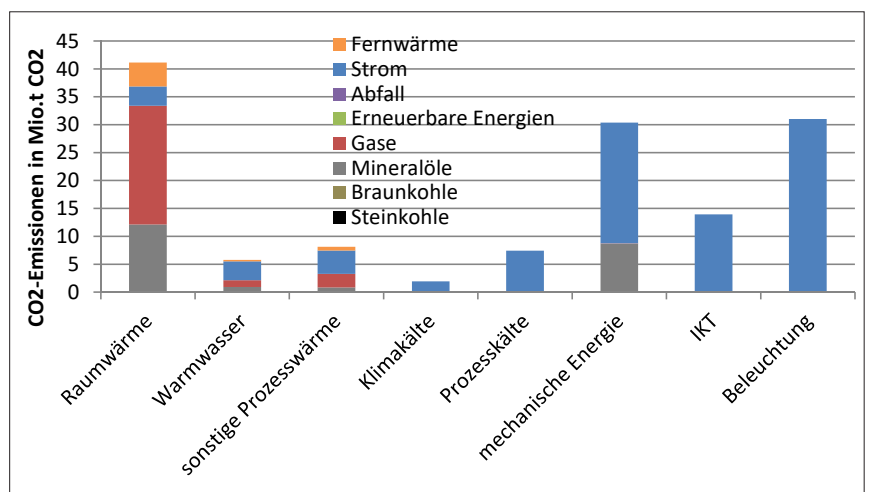


Abbildung A.11: Energiebedingte CO₂-Emissionen im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in 2016. Quelle: (AGEB 2017; BMWi 2018a; UBA 2016).

2.2 Das Energiesystem im Wandel

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Die obige Beschreibung stellt das Energiesystem in seinem Status Quo dar. Dabei entsteht leicht der Eindruck einer unveränderlichen Konstanz. Die Zeitskalen für Änderungen im Energiesystem, abhängig von den Anwendungstechnologien bemessen sich leicht in Jahrzehnten, wobei verschiedenste Transformationen parallel stattfinden, die eine gewisse Zeit in Anspruch nehmen, bis sie auf der Ebene des Gesamtbildes sichtbar werden.

Einige wichtige Veränderungsprozesse in den Sektoren seien nachfolgend kurz, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, dargestellt:

- Die Stromerzeugung hat im Laufe der letzten 25-30 Jahre einen grundsätzlichen Wandel durchlaufen. Der Ausstieg aus der Kernenergie ist bis 2022 geplant und ihr Anteil an der Stromerzeugung nimmt stetig ab. Dagegen wächst der Anteil der erneuerbaren Energien seit Einführung des EEG, im Jahre 2000 stetig. Die Erzeugung erneuerbaren Stroms findet häufig mit kleineren Anlagen und in dezentraler Umgebung statt, im Gegensatz zu den konventionellen Großkraftwerken.
- Die Verwendung von Kohle zur Gebäudeheizung ist praktisch verschwunden. Zunehmende Klimatisierung von Gebäuden und der Einsatz von Wärmepumpen werden den Stromanteil für Haushalte und Gewerbe weiter erhöhen.
- Der Industriesektor wandelt sich abhängig von der relativen Bedeutung der einzelnen Industriebranchen und der Bedeutung der Grundstoffindustrie im Industriesektor. Die Prozesse der Grundstoffindustrie werden ständig weiter energetisch optimiert. Gleichzeitig sind sie besonders kapitalintensiv und die Anlagen daher Jahrzehnte lang in Betrieb.
- Im Verkehrssektor hat der enorme Zuwachs an Verkehrsdienstleistungen alle Effizienzbemühungen kompensiert und das Konsumverhalten hat zu größeren und schwereren Fahrzeugen geführt. Die Entwicklung zu mehr Online-Handel hat zu einem vermehrten Aufkommen an leichtem Güterverkehr, vor allen Dingen in Städten geführt. Billigflieger haben den innereuropäischen Flugverkehr revolutioniert und decken nun bedeutende Anteile des Marktes ab.

Die Infrastrukturen sind die Achillesferse des Wandels im Energiesystem. Insbesondere ein Ausbau der netzgebundenen Infra-

strukturen erfordert langwierige Planungsverfahren und einen mittel- bis langfristigen Investitionshorizont. Je nach Energieträger liegt die Verantwortung bei Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, die entweder in regulierter privater Hand oder in öffentlicher Hand liegen. So kommt der aktuelle Netzausbau in den Stromnetzen nicht den Notwendigkeiten des zunehmenden Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugung hinterher, was zu Engpässen und zusätzlichen Kosten für die Verbraucher führt.

2.3 Zukünftige Herausforderungen

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Daneben ist der gesellschaftliche Wunsch nach einer nachhaltigeren Energieversorgung einer der wesentlichen Treiber im Wandel des Energiesystems. Neben dem Zuwachs an erneuerbarer Stromerzeugung auf Basis des EEG, wurde auch die Nutzung von Biokraftstoffen forciert. Dabei ist allerdings eine Inkonsistenz zwischen dem abstrakt geäußerten Wunsch der Verbraucher nach einer nachhaltigeren Energieversorgung und dem Konsumverhalten zu beobachten. Es wäre ein Irrtum, das Energiesystem als eine Maschine zu betrachten, deren Parameter quasi mechanisch verändert werden können und die Konsumgewohnheiten des Verbrauchers zu ignorieren.

Darüber hinaus finden die gesellschaftlichen Erwartungen Eingang in die politische Willensbildung auf verschiedenen Politik- und Verwaltungsebenen, woraus Vorgaben und Zielsetzungen für lokale, nationale, europäische oder gar globale Veränderungen entstehen.

Die großen Linien des Wandels für das deutsche Energiesystem sind absehbar im Stromsektor: der weitere Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, der vollständige Ausstieg aus der Kernenergie, mittelfristig der Ausstieg aus der Braunkohle und ggf. Steinkohle. Für die anderen Energieträger oder Anwendungsfälle stellt sich die Lage nicht so eindeutig dar.

VERKEHRSSSEKTOR

Der Verkehrssektor hat praktisch keine Fortschritte zu seinen erklärten Zielen, z.B. mehr Güterverkehr auf die Schiene zu verlagern, oder den Durchschnittsverbrauch von PKW zu senken, zu verzeichnen. Auf nationaler Ebene sind die bisher getroffenen Maßnahmen u.a. durch den Anstieg des Verkehrsaufkommens verpufft. Dabei findet ein Wandel zu alternativen Antrieben im Straßenverkehr, hybrid, batterieelektrisch oder mit Brennstoffzellen, statt. Die Marktdurchdringung ist jedoch aktuell sehr

gering. Es ist unklar, wie viel an zusätzlichen Biomasse-Kapazitäten für die Herstellung und den Einsatz von Biokraftstoffen zur Verfügung stehen. Neben einem Beitrag zur Treibhausgas-minderung wird von den Kraftstoffen der Zukunft auch eine Minderung der lokalen (nicht-THG) Emissionen erwartet.

Änderungen im Verkehrssektor bedingen nicht nur entsprechende Änderungen in der Anwendungstechnologie (bspw. Elektromobilität), sondern ggf. auch eine Anpassung der Verkehrsinfrastruktur. Signifikante Änderungen in der Verkehrsinfrastruktur (z.B. Ausbau des Schienennetzes) finden auf längeren Zeitskalen statt, was einen limitierenden Faktor für Veränderungen im Verkehrssektor darstellen kann.

Über rein technische Lösungen hinaus, sind Verlagerung und Vermeidung von Verkehr weitere wichtige Faktoren für eine nachhaltigere Mobilität. Die z.B. aus Klimaschutzgründen sinnvolle Verlagerung der Individualmobilität in Richtung öffentlicher Verkehr, Sharing-Konzepte und Fahrradverkehr kommt jedoch nur langsam voran.

INDUSTRIE

Der Energiebedarf im Industriesektor wird von den energieintensiven Prozessen der Grundstoffindustrie geprägt, die die Basis der industriellen Wertschöpfungsketten bilden. Um die Grundstoffindustrie für die Zukunft nachhaltig umzugestalten, ist langfristig eine fundamentale Umstellung der Prozesse und/oder der eingesetzten Energieträger notwendig. Diese nachhaltigen Prozesse sind im Vergleich zu den konventionellen Verfahren auch mittelfristig nicht wettbewerbsfähig, so dass die Grundstoffindustrien, die sich mit ihren Produkten im internationalen Wettbewerb befinden, mit diesem Strukturwandel und den damit verbundenen Investitionen vor große Herausforderungen gestellt werden.

HAUSHALTE

Im Bereich der Haushalte hängt die energetische Sanierung des Altbestandes an Wohngebäuden trotz Anreizen seit Jahren hinter den erklärten Zielen hinterher. Im Bereich der Neubauten kommen Technologien, wie z.B. die Wärmepumpe, zum Einsatz. Dabei sind die laufenden Energiekosten aus Sicht des Vermieters nachrangig, da diese direkt vom Mieter getragen werden. Eventuell höhere Investitionskosten für eine Heizungstechnologie können zwar auch auf den Mieter umgelegt werden, müssen aber erst einmal gestemmt werden. Der Strombedarf von Haushalten hat durch zusätzliche elektrische Geräte und

Rebound-Effekte, z.B. der neue Kühlschrank ist zwar spezifisch effizienter, hat aber ein größeres Kühlvolumen, die Effizienzfortschritte der einzelnen Geräte im Wesentlichen kompensiert. Der gesellschaftliche Wandel hat darüber hinaus zu mehr und kleineren Wohneinheiten geführt, wobei die durchschnittliche Wohnfläche zugenommen hat. Hinzu kommt zunehmend ein Kühlungsbedarf für Wohngebäude.

HANDEL UND GEWERBE

Der Bereich Handel und Gewerbe ist ebenfalls einem Wandel unterworfen. Der Aufstieg des Online-Handels führt zu neuen Logistikstrukturen mit großen zentralen Logistikzentren. Der Energiebedarf durch die Kommunikationsinfrastruktur ist nicht mehr zu vernachlässigen und große Rechenzentren stellen durchaus eine bedeutende lokale Stromnachfrage dar.

ENERGIEINFRASTRUKTUREN

Die bestehenden Energieinfrastrukturen (Netze, Speicher, etc.) eröffnen sowohl neue Perspektiven als auch Begrenzungen für die Umgestaltung des Energiesystems. Die vorhandenen Netzstrukturen bilden sowohl die Grundlage für eine sichere Energieversorgung, als auch natürliche Monopole. Sie werden durch die Umlage der Gesamtkosten auf die Nutzung finanziert. Eine Änderung der Nutzung, z.B. ein geringerer Gasbedarf oder weniger Abnehmer, führen zu höheren spezifischen Kosten für die verbleibenden Nutzer. Der Neubau und der Unterhalt der Netzstrukturen sind extrem teuer und lassen sich nur dann wirtschaftlich darstellen, wenn alle Nutzer an den Kosten beteiligt werden. Der Ausbau der dezentralen erneuerbaren Energien im Stromsektor und die Entwicklung des Prosumers, eine Person die mal als Konsument und mal als Produzent auftritt, führt zu einem Ausbaubedarf in den Verteilnetzen, der von allen Stromkunden über die Netzentgelte getragen werden muss. Im Bereich der Nah- und Fernwärmenetze wird die Situation durch eine Vielzahl von beteiligten kommunalen Akteuren verkompliziert. Gegenwärtig findet die Versorgung im Wesentlichen über zentrale, konventionelle befeuerte Heizwerke statt. Eine Versorgung auf Basis erneuerbarer Energien ist über Biomasse oder Abfälle möglich. Der Fernwärmebedarf obliegt aber massiven saisonalen Schwankungen.

Industrielle Energieinfrastrukturen sind in ihrer Ausprägung sehr standortabhängig und auf den industriellen Bedarf ausgerichtet. Eine stärkere Verschränkung kommunaler und industrieller Energieinfrastrukturen könnte zusätzliche Effizienzvorteile für das gesamte Energiesystem generieren.

ZIELE DER ENERGIEWENDE

Deutschland hat sich selber ein ambitioniertes Programm zur nachhaltigen Transformation des Energiesystems gegeben, die sog. Energiewende. Die übergreifende Zielsetzung einer entsprechenden Reduktion von Treibhausgasen wird ergänzt um Ziele des Sektor-spezifischen Ausbaus erneuerbarer Energien. Die Regierung hat eine Monitoring Kommission ins Leben gerufen, deren Aufgabe es ist, den Fortschritt Deutschlands auf dem Weg der nachhaltigen Transformation des Energiesystems zu dokumentieren und zu begleiten. Eine detaillierte Beschreibung der Ziele ist in Kapitel 3.4 dargelegt.

Das deutsche Energiesystem ist eng eingebunden und verschränkt mit den Energiesystemen der Nachbarstaaten. Eine isolierte Betrachtung führt häufig in die Irre. Der (mangelnde) Ausbau des deutschen Stromnetzes hat direkte Auswirkungen auf die Netzstabilität in den Nachbarstaaten. Generell führt eine Vergrößerung des Netzes zu besseren Möglichkeiten der Kompensation von Engpässen oder Überschüssen. Es ist daher zielführend, die weitere Entwicklung der Energieinfrastrukturen und damit auch des Energiesystems in enger Kooperation mit den Nachbarstaaten und der EU durchzuführen. Es gibt einen Binnenmarkt für Strom in Europa, so dass zwar jedes Land seine Stromerzeugung getrennt statistisch erfasst und ausweist, es ist jedoch unmöglich zu sagen, woher die gerade bezogene Kilowattstunde Strom gekommen ist.

Die Europäische Union ist ein sehr relevanter politischer Akteur in Bezug auf das Energiesystem. Im Zentrum ihrer Überlegungen stehen dabei die Versorgungssicherheit, insbesondere auch für Gas, und die Regulierung des Treibhausgasausstoßes. Dies führt u.a. zu Regulierungen der Entwicklung des durchschnittlichen Flottenverbrauchs für PKW und LKW, zu Richtlinien für den Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe im Verkehr, grundlegenden Strategien zum Ausbau von kritischen Infrastrukturen, Vorgaben für die Mitgliedsländer zur Treibhausgasminimierung oder dem europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS). Dabei gilt als Regel, dass die Maßnahmen der Mitgliedsstaaten mindestens den europäischen Standard erfüllen müssen, aber im positiven Sinne darüber hinausgehen können. Es ist daher sinnvoll, die deutsche Energiewende nicht als ein rein nationales Projekt zu begreifen, sondern als eine in einen größeren Zusammenhang eingebettete Maßnahme zu verstehen.

3. Klimaschutz

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Wissenschaftler beobachten nun schon seit Jahrzehnten einen Anstieg der durchschnittlichen Lufttemperatur auf der Erde. Dieser Anstieg korreliert mit dem anthropogenen Eintrag von sog. Treibhausgasen. Durch immer genauere Modellierung der Atmosphäre und der Wechselwirkungen mit Lithos-, Bio-, Kryo-, Hydrosphäre und der Sozio-Technosphäre wurde dieser Zusammenhang auch quantitativ erfasst. In der natürlichen Atmosphäre unterliegen die dominanten Treibhausgase – Wasserdampf und CO₂-Umwandlungszyklen, die zwar große Mengen bewegen, aber so ausgeglichen sind, dass bedeutende Änderungen der atmosphärischen Konzentrationen nur langfristig auftreten. Der anthropogene Beitrag entsteht wesentlich durch die massive Nutzung von fossilen Energieträgern, die final zu atmosphärischem CO₂ umgewandelt werden. Damit entsteht ein zusätzlicher Eintrag in das System, der nicht durch eine entsprechende Senke kompensiert wird. Daneben verstärkt der Eintrag weiterer Treibhausgase wie z. B. Methan diesen Effekt. Dabei können diese anderen Treibhausgase spezifisch eine vielfache Wirkung des CO₂ in der atmosphärischen Erwärmung entfalten, d.h. ihr Klimaerwärmungspotenzial (GWP) ist deutlich größer, ihre Einträge sind jedoch mengenmäßig deutlich geringer.⁵

Der direkte anthropogene Beitrag entsteht im Wesentlichen durch die Verbrennung fossiler Energieträger zur Strom- und Wärme-Bereitstellung sowie im Verkehr, aber auch durch industrielle Aktivitäten und Landwirtschaft. Die massiven Eingriffe des Menschen in die Natur, z.B. Umwandlung von Waldflächen zu Acker- oder Weideland, reduzieren zusätzlich die Kompensationsmöglichkeiten der natürlichen Stoffzyklen.

Die Entwicklungen der globalen Treibhausgasemissionen und ihrer Effekte werden seit 1988 von einer Gruppe internationaler Wissenschaftler, dem IPCC im Auftrag des Umweltprogramms der Vereinten Nationen, UNEP und der World Meteorological Organisation, WMO begleitet.

⁵ Als Maßeinheit wird hierfür die sog. CO₂-Äquivalente verwendet. So hat Methan einen Faktor von 28 bezogen auf einen Zeitraum von 100 Jahren (Stocker 2014).

3.1 Internationale Bemühungen

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Seitdem die Gefahr durch eine weitere, unkontrollierte Emission von Treibhausgasen in die Atmosphäre erkannt wurde, gibt es auf globaler Ebene politische Aktivitäten, den zunehmenden Ausstoß der Gase zu limitieren und langfristig zurückzufahren. Der erste Schritt wurde durch das Kyoto-Protokoll 1997 (seit 2005 in Kraft) gemacht. In dem völkerrechtlich verbindlichen Abkommen verpflichteten sich die Industrieländer, ihren Ausstoß an Treibhausgasen⁶ durch länderspezifische Zielwerte in dem Verpflichtungszeitraum (2008-2012) um 5,2 % zu reduzieren. Die folgenden Klimaschutzkonferenzen erweiterten den Teilnehmerkreis um Entwicklungs- und Schwellenländer und führen eine zweite Verpflichtungsperiode (2013-2020) ein.

Die Klimakonferenz in Kopenhagen 2009 formuliert das Ziel, die Erderwärmung langfristig auf maximal 2°C gegenüber dem vorindustriellen Stand zu begrenzen. Mit dem Übereinkommen von Paris 2015 wird die Zielsetzung verschärft und der Anstieg der Erderwärmung soll auf deutlich unter 2°C, wenn möglich 1,5°C beschränkt werden. Die bisherigen Maßnahmen der Länder reichen dazu jedoch bisher bei weitem nicht aus und müssen entsprechend ergänzt werden.

Zusätzlich zu den Hauptkonferenzen finden zu deren Vorbereitung jährlich sog. COP-Meetings (Conference of the Parties) und CMP-Meetings (Conference of the Members, nur für Kyoto-Vertragsstaaten) statt, die wiederum auf die Arbeit von technischen Arbeitsgruppen aufbauen. Die internationalen Klimakonferenzen werden von der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen organisiert, betreut und begleitet.

3.2 Globale sektorale Regelungen

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

3.2.1 Internationale Schifffahrt (IMO)

Gemäß der Third IMO Study GHG 2014 (IMO 2014) war die (internationale) Schifffahrt 2012 verantwortlich für 938 (796) Mio. t CO₂ und 961 (816) Mio. t CO₂-Äq., rund 2,6 % (2,2 %) bzw. 2,5 % (2,1 %) des globalen Ausstoßes.

Es wird eine dreiteilige Strategie verfolgt. Erstens soll die Kohlenstoffintensität pro Schiff durch den Zuwachs neuer, energieeffizienter Schiffe sinken. Zweitens soll die Kohlenstoffintensität pro Transportdienstleistung bis 2030 um 40 % und bis 2050 um 70 % sinken. Drittens sollen die Emissionen der internationalen Schifffahrt durch ein Maximum laufen und bis 2050 auf 50 % der Emissionen von 2008 fallen, mit dem Ziel langfristig keine Emissionen zu verursachen. Ab Januar 2019 wird der Kraftstoffbedarf von Schiffen über 5000 BRT verpflichtend erfasst, die für rund 85 % der Emissionen verantwortlich zeichnen.

3.2.2 Internationale Luftfahrt (IATA)

2016 war die internationale Luftfahrt verantwortlich für den Ausstoß von 815 Mio. t CO₂, ca. 2 % der anthropogenen CO₂-Emissionen (IATA 2018). Im Zeitraum von 2009 bis 2020 wird eine jährliche Erhöhung der Treibstoffeffizienz um 1,5 % angestrebt mit dem Ziel, die CO₂-Emissionen aus der internationalen Luftfahrt nicht weiter zu erhöhen und bis 2050 eine Reduzierung um 50 % relativ zu 2005 zu erreichen. Dabei wird die Strategie mit folgenden Maßnahmen verfolgt:

- Verbesserte Technologie, einschließlich der Nutzung nachhaltiger Treibstoffe
- Effizienterer Betrieb der Flugzeuge
- Verbesserung der Infrastruktur, einschließlich modernisierter Luftfahrtmanagementsysteme

Eine einzige globale markt-basierte Maßnahme um die fehlenden Reduktionen zu erreichen (CORSIA)

Ab 2017 gibt es erstmals einen CO₂-Zertifizierungsstandard für neue Flugzeuge. Ab 2020 wird die Maßnahme CORSIA eingeführt, in der die Fluglinien ihre Emissionen, die über den Emissionen von 2020 liegen, durch den Kauf von Emissionseinheiten kompensieren. Nach einer freiwilligen Teilnahme (2021-2026) soll das System verpflichtend eingeführt werden. Ab 2019 müssen die Fluglinien ihren CO₂-Ausstoß erfassen.

⁶ Die Liste der Treibhausgase umfasst (im Fettdruck: Gase, die im EU ETS während der dritten Phase berücksichtigt werden): **Kohlendioxid (CO₂)**, Methan (CH₄), **Distickstoffoxid/Lachgas (N₂O)**, Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFC), **Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFC)**, Schwefelhexafluorid (SF₆), Stickstofftrifluorid (NF₃).

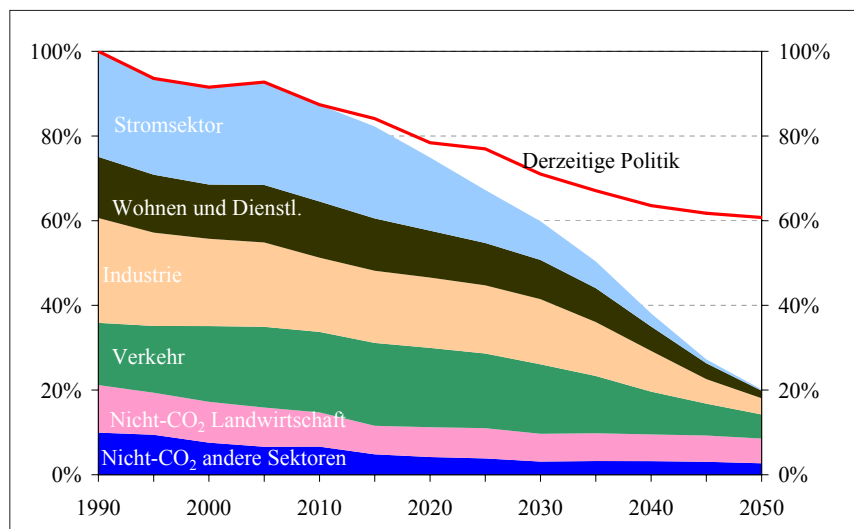
3.3 Regionale Aktivitäten in Europa

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Die Europäische Union (EU) und ihre Mitgliedsstaaten sind Vertragspartner des Kyoto-Protokolls und der nachfolgenden Vereinbarungen. Die EU und ihre Mitgliedsstaaten streben eine kosteneffiziente Implementierung einer low-carbon economy bis 2050 an. Die Beiträge der einzelnen Sektoren sind dabei durchaus unterschiedlich. Während die gegenwärtig dominanten Emissionen des Stromsektors langfristig fast vollständig verschwinden sollen, werden Verkehr, Landwirtschaft und Industrie auch 2050 Treibhausgasemissionen aufweisen. Der angestrebte Verlauf der Gesamtemissionen sowie der Verlauf auf Basis der aktuellen Entscheidungen sind in Abbildung A.12 dargestellt (Europäische Kommission 2011). Die Sektor-spezifischen Entwicklungen und Ziele sind in Tabelle A.2 aufgelistet.

Die EU greift in der Zielerreichung auf zwei unterschiedliche Instrumente zurück:

- Das Europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS) ist ein sog. „cap and trade“ System und umfasst 31 Staaten (EU + EFTA). Es werden alle Kraftwerke mit einer Feuerungsleistung von mindestens 25 MW, emissionsintensive Industrieprozesse und der innereuropäische Flugverkehr erfasst. Es deckt ungefähr 45 % der THG-Emissionen in der EU ab. Die Betreiber der Anlagen müssen für jede Tonne CO₂-Äquivalent, die im Laufe eines Jahres von der Anlage ausgestoßen wird, ein Verschmutzungszertifikat einlösen. Diese Zertifikate können entweder durch nationale Auktionen ersteigert werden, durch Zuteilung erhalten werden oder durch Börsenhandel („trade“) im Wettbewerb mit den anderen Teilnehmern erworben werden. Darüber hinaus können Zertifikate durch internationale Klimaschutzaktivitäten im „Joint Implementation (JI)“ und „Clean Development Mechanism (CDM)“



erworben werden. Weiterhin adressieren Sonderregelungen Industriebereiche, bei denen ein besonders hohes Risiko eines „Carbon Leakage“ (Verlagerung der Produktion ins außereuropäische Ausland) besteht. Eine THG-Emission ohne entsprechende Zertifikate führt zu massiven Geldbußen. Die Anzahl der

Abbildung A.12: Wege zur Verringerung der THG-Emissionen in der EU um 80 % (100 % = 1990). (Europäische Kommission 2011)

Tabelle A.2: Emissionssenkungen einzelner Sektoren. (Europäische Kommission 2011)

THG-Emissionsverringderung gegenüber 1990	2005	2030	2050
Insgesamt	-7 %	-40 bis 44 %	-79 bis 82 %
Sektoren			
Stromerzeugung (CO ₂)	-7 %	-54 bis 68 %	-93 bis 99 %
Industrie (CO ₂)	-20 %	-34 bis 40 %	-83 bis 87 %
Verkehr (einschl. CO ₂ aus der Luftfahrt, ohne Seeverkehr)	+30 %	+20 bis 9 %	-54 bis 67 %
Wohnen und Dienstleistungen (CO ₂)	-12 %	-37 bis 53 %	-88 bis 91 %
Landwirtschaft (Nicht-CO ₂)	-20 %	-36 bis 37 %	-42 bis 49 %
Andere Nicht-CO ₂ -Emissionen	-30 %	-72 bis 73 %	-70 bis 78 %

Zertifikate über eine Handelsperiode ist begrenzt („cap“), so dass das europäische Ziel für die abgedeckten Bereiche auch erfüllt wird. Im Falle eines funktionierenden Marktes bildet sich die relative Knappheit an Verschmutzungsrechten im Preis ab. Das EU ETS ist in die Kritik geraten, da der Zertifikatspreis sich deutlich unter den Erwartungen entwickelt hat und eine bedeutende Menge an Zertifikaten in der aktuellen Handelsperiode nicht abgerufen wurde. Einige Staaten haben darauf mit der Einführung eines Mindestpreises reagiert, z.B. Großbritannien (Hirst 2018). Die nächste Handelsperiode (Phase 4) wird den Zeitraum von 2021-2030 erfassen und zielt bis 2030 auf eine Absenkung von 43 % bezogen auf das Jahr 2005 in den erfassten Sektoren ab. Eine Besonderheit des EU ETS ist die Wechselwirkung mit nationalen Maßnahmen. So führt z.B. ein verstärkter Ausbau von erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland nicht zu weniger Emissionen im vom EU ETS erfassten Bereich, sondern zu einer Absenkung des Zertifikatspreises wegen reduzierter Nachfrage, was wiederum emissionsintensive Technologien (z.B. Kohlekraftwerke) relativ wettbewerbsfähiger gegenüber emissionsarmer Technologien (z.B. Gaskraftwerke) macht (Ausfelder u. a. 2015).

- Für Sektoren, die nicht vom EU ETS erfasst werden, wie z.B. der Straßenverkehr, Landwirtschaft, Haushalte, Gewerbe und nicht erfasste Industrie gilt der „Effort Sharing Decision“ Mechanismus (EU ESD), der die Verantwortung für die Zielerreichung von sektorspezifischen Zielen in die Hand der Mitgliedsländer legt. Die Mitgliedsländer sind verpflichtet, ihre Emissionen zu erfassen und zu melden. In dem ersten Zeitraum (2013-2020) wird eine Emissionsreduktion von 10 % für die EU insgesamt angestrebt bezogen auf 2005. Der Fortschritt hin zu dem Gesamtziel stimmt zuversichtlich, wenn es auch einige Länder, darunter Deutschland, gibt, die ihre Ziele für 2020 voraussichtlich nicht erreichen werden, vgl. Abbildung A.13. In der Folgephase (2021-2030) wird eine Reduktion um 30 % angestrebt. Die sich daraus ergebenden nationalen Ziele sind mit dem Bruttoinlandsprodukt pro Einwohner gekoppelt, so dass sich für die wohlhabenderen Mitgliedsstaaten höhere Emissionsminderungsziele ergeben als für die weniger wohlhabenderen, siehe Abbildung A.14. Zusätzlich werden sog. Flexibilitäten eingeführt, mit denen in gewissem Umfang eine zu geringe Emissionsminderung kompensiert werden kann, bzw. eine zu hohe Minderung auf die Zukunft angerechnet werden kann.

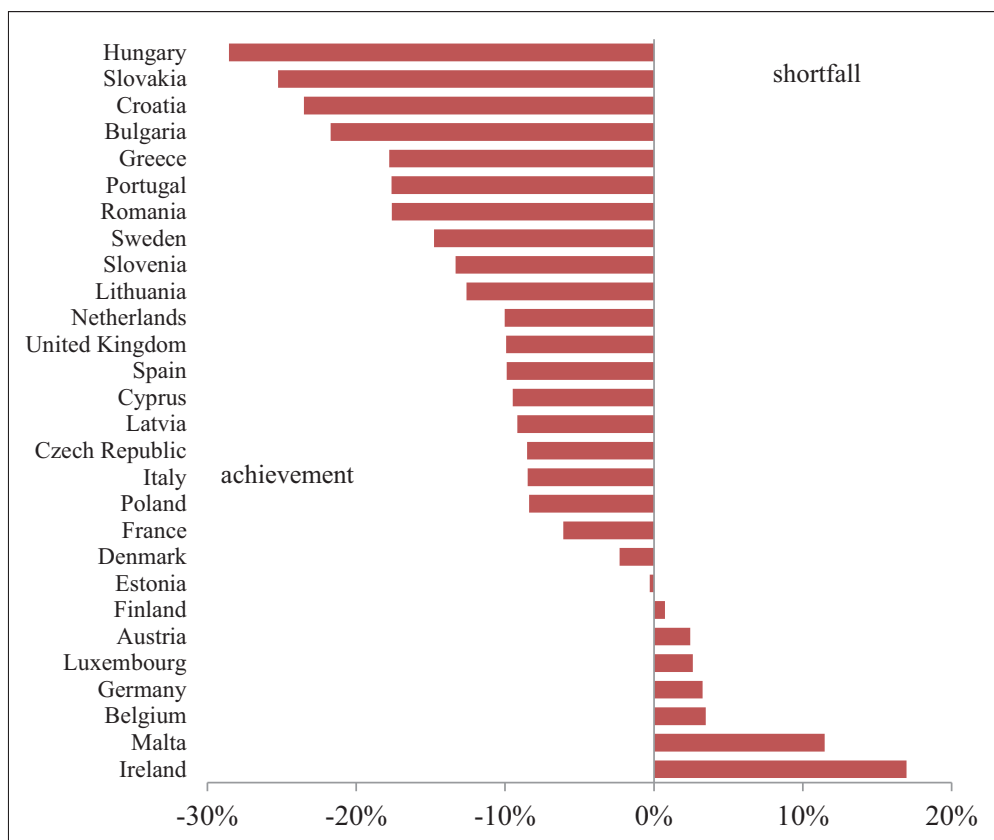


Abbildung A.13: Voraussichtliche Zielerreichung der nationalen EU ESD-Ziele für die einzelnen Mitgliedsstaaten in der ersten Phase (Europäische Kommission 2017).

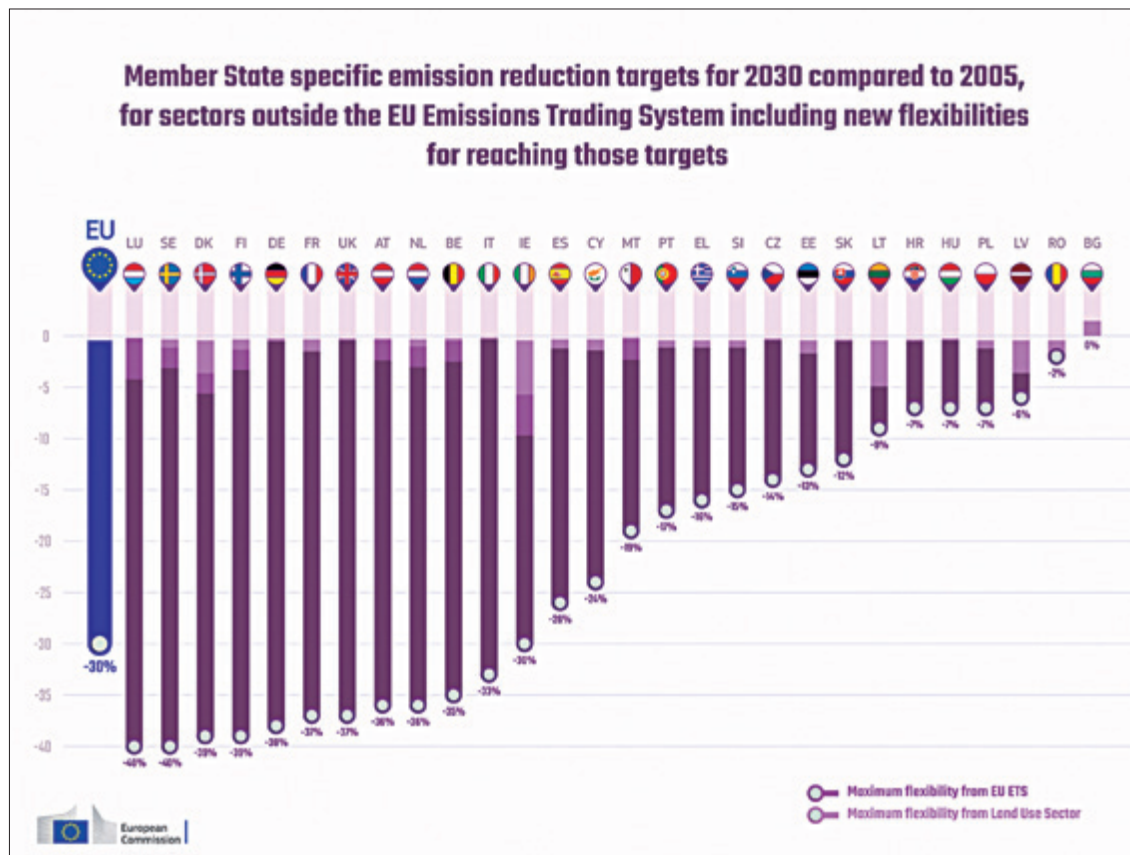


Abbildung A.14: Emissionsminderungsziele der einzelnen Mitgliedsstaaten im EU ESD für 2030 im Vergleich zu 2005 (Europäische Kommission 2018).

Daneben gibt es noch weitere Regularien auf EU-Ebene die auf einen entsprechenden Emissionsminderungseffekt hinzielen. Hierbei steht insbesondere der Verkehrssektor im Fokus der Bemühungen. Die EU arbeitet mit verbindlichen Emissionszielen für die Fahrzeugflotten der Hersteller, wobei zusätzlich eine Vielzahl von Verrechnungsmöglichkeiten die Nutzung neuer Technologien fördert.

Das Ziel für PKW 2015 mit 130 gCO₂/km (entspricht einem Verbrauch von 5,6 l/100 km Benzin, bzw. 4,9 l/100 km Diesel) wurde 2017 mit 118,5 gCO₂/km unterschritten. Für Fahrzeugflotten, die ab 2020 auf die Straßen kommen, gilt ein Zielwert von 95 gCO₂/100 km (entspricht einem Verbrauch von 4,1 l/100 km Benzin, bzw. 3,6 l/100 km Diesel). Bei Nichteinhalten des Flottengrenzwertes drohen den Herstellern empfindliche Geldbußen. Ab 2021 wird zudem der Fahrzyklus, der die Grundlage für die Bewertung der Emissionen darstellt vom NEDC (New European Driving Cycle) auf den realistischeren Worldwide Harmonised Light Vehicle Test Procedure (WLTP) umgestellt.

- Für leichte Nutzfahrzeuge gelten vergleichbare Regelungen. Ab 2017 muss jedes neue Fahrzeug einen Grenzwert von 175 gCO₂/km einhalten, ab 2020 verschärft sich der Grenzwert auf 147 gCO₂/km (entspricht 5,5 l/km Diesel). Auch für leichte Nutzfahrzeuge ändert sich die Bemessungsgrundlage ab 2021 von NEDC zu WLTP.
- Für LKW schlägt die EU eine spezifische Emissionsminderung von 15 % ab 2025, die auch mit aktuell verfügbaren Technologien erreichbar sein sollte, im Vergleich zu 2019. Ab 2030 wird eine Emissionsminderung von 30 % vorgeschlagen.

Kraftstoffe selber werden mit der Fuel Quality Directive (FQD) und der Renewable Energy Directive (RED) adressiert, mit der Zielsetzung, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 6 % zu senken. Sie schreiben eine Bewertung der Kraftstoffe auf Basis der Lebenszyklusanalyse (LCA) vor. Die RED ist gerade in der Überarbeitung und es wird erwartet, dass sie neben der Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen auch synthetische Kraftstoffe auf Basis von PtX regeln wird.

Die RED regelt darüber hinaus auf europäischer Ebene auch die Zielsetzungen für den Ausbau erneuerbarer Energien für 2020 und wird aktuell um die Zielsetzungen für 2030 erweitert. Die Umsetzung der RED obliegt den Mitgliedsstaaten, die diese in nationale Gesetzgebung integrieren. Daher sieht z.B. die Berechnungsgrundlage des Anteils von Biokraftstoffen im Kraftstoffbereich in jedem EU Land leicht unterschiedlich aus.

Im Rahmen der Überarbeitung der RED werden auch synthetische Kraftstoffe im Mobilitätssektor adressiert. Im vorliegende Entwurf (Council of the European Union 2018) der neuen RED II werden die direkten THG-Emissionen des PtX-Kraftstoffes nicht dem Kraftstoff zugeordnet und verbleiben daher bei der ursprünglichen Quelle, z.B. einem Kraftwerk oder Industrieprozess. THG-Emissionen, die zusätzlich z.B. durch die Abtrennung, Aufreinigung und Umwandlung anfallen, werden dem Kraftstoff zugeordnet. Wesentlich für die Bewertung ist die Frage, welcher Strom mit welchen spezifischen THG-Emissionen für die Erzeugung des PtX-Kraftstoffes verwendet wird. Entweder erfolgt die Kraftstoffherstellung auf Basis einer dezidiert erneuerbaren Stromerzeugung, die nicht an das normale Stromnetz angeschlossen ist, dann kann der entsprechende spezifische THG-Emissionswert berücksichtigt werden oder es handelt sich an eine Anlage am Stromnetz. In diesem Fall wird die durchschnittliche THG-Lastung des Stroms im Netz berücksichtigt.

3.4 Nationale Aktivitäten

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Den EU Mitgliedsstaaten steht es frei, über die EU Ziele hinaus ambitioniertere nationale Ziele zu definieren. Die Bundesregierung hat dies im Rahmen ihrer Energiewende mehrfach getan. Die Ziele sind nicht notwendigerweise streng als THG-Minderung definiert, sondern z.B. als Ausbau von EE Stromerzeugung, was implizit eine Auswirkung auf den Bereich der Emissionsminderung hat, ohne diesen direkt zu adressieren.

Die Energiewirtschaft stellt mit Emissionen von aktuell 332,1 Mio. t CO₂eq von 905,5 Mio. t CO₂eq insgesamt, den größten Emittenten. Im Vergleich zu dem Referenzjahr 1990 hat sie ihre jährlichen Emissionen um 22 % reduziert (vgl. Abbildung A.15).

Die Industrie stellt mit 188,4 Mio. t CO₂eq den zweitgrößten Emittenten, die im Vergleich zu 1990 ihre Emissionen um rund 1/3 reduziert hat.

Der Verkehr als drittgrößter Emittent mit 166,2 Mio. t CO₂eq hat seine jährlichen Gesamtemissionen im Vergleich zu 1990 nicht reduziert, sondern befindet sich seit dem Jahr seiner geringsten Emissionen (2009, -7 %) in stetigem Wachstum.

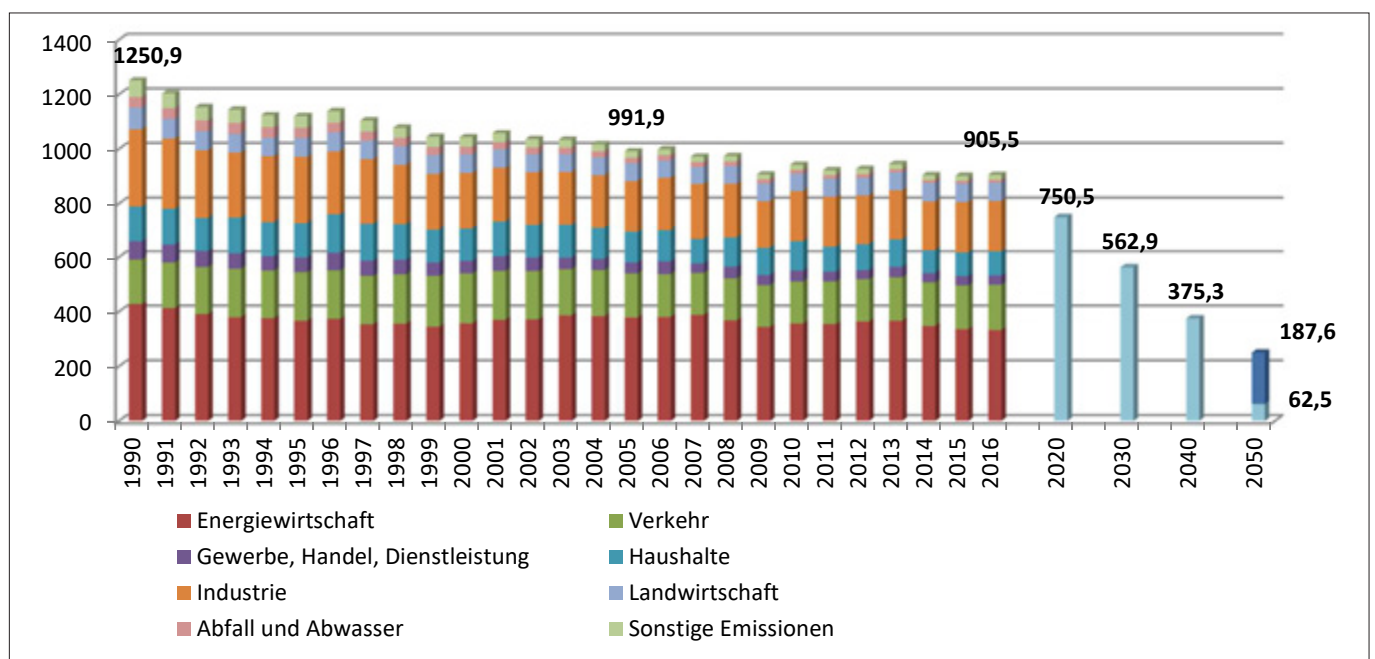


Abbildung A.15: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland⁷ (UBA 2017a).

7 Der Wert für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen wurde für 2016 nicht explizit ausgewiesen und ist in Abbildung A.15 mit dem Wert von 2015 abgebildet.

Die Haushalte haben ihre Emissionen um ca. 1/3 gegenüber 1990 auf 87,9 Mio. t CO₂eq reduziert. Die Emissionen des Gewerbe- und Dienstleistungssektors haben seit 1990 um 47 % abgenommen und verlaufen aktuell relativ konstant⁷.

Deutschland wird die eigenen Emissionsreduktionsziele für 2020 nicht erfüllen können. Die Politik verspricht stattdessen, die ambitionierteren Ziele für 2030 auf jeden Fall erfüllen zu wollen.

Für 2050 gibt die nationale Politik einen Zielkorridor für die Minderung von Treibhausgasen von 80 % bis 95 % vor, ohne diesen genauer zu spezifizieren. Die ambitionierten Ziele des Pariser Übereinkommens (s.o.) sind mit dem 80 % Minderungsziel nicht zu erreichen. Ob das ambitioniertere 95 % Reduktionsziel als Maßgabe sinnvoll ist, wenn auch die aktuellen, näher liegenden und nicht besonders ambitionierten Zwischenziele nicht erreicht

werden, oder dies einfach nur eine Verschiebung der Verantwortung und Belastung auf die zukünftige Generation darstellt, lässt sich nicht abschließend beantworten. Im Rahmen dieser Roadmap wird daher davon ausgegangen, dass beide THG-Minderungsziele bis auf weiteres relevant bleiben.

Ähnlich wie in dem Energieflussdiagramm Abbildung A.1, lassen sich die CO₂-Emissionen des Energiesektors ebenfalls als Flussdiagramm darstellen. Dabei ist zu beachten, dass es sich mit Ausnahme der eigentlichen Emissionen am rechten Ende des Diagramms um Kohlenstoffflüsse handelt, die als CO₂ ausgewiesen werden.

Während Abbildung A.16 den aktuellen Stand der CO₂-Emissionen darstellt, sind die nationalen Ziele gemäß dem letzten Bericht der Monitoring Kommission (BMWi 2018b) in Tabelle A.3 aufgeführt.

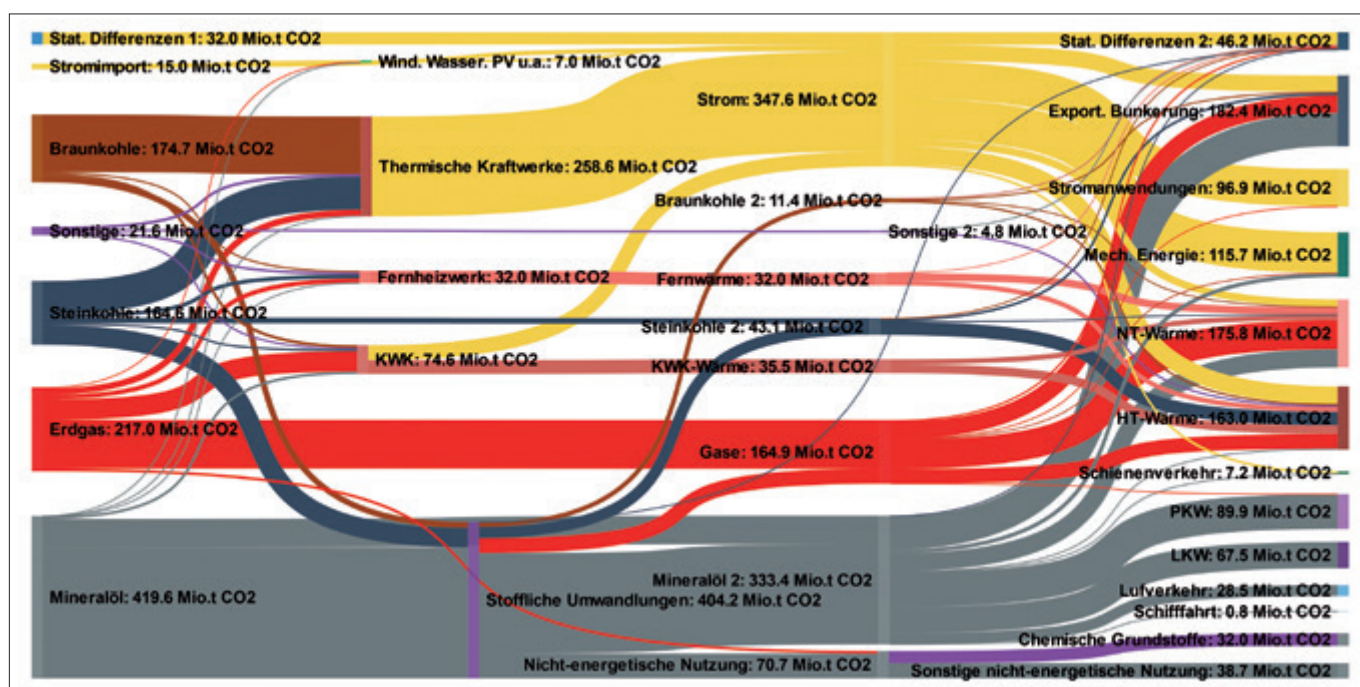


Abbildung A.16: Sankey-Diagramm zu den Kohlenstoffflüssen im deutschen Energiesystem in 2016.

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von (AGEB 2017, 2018c; BMWi 2018a; UBA 2016).

Tabelle A.3: Quantitative Ziele der Energiewende und Status Quo (2016). Quelle: (BMWi 2018b).

	2016	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen (ggü. 1990)	-27,3 %*	Mind. -40 %	Mind. -55 %	Mind. -70 %	weitgehend treibhausgasneutral -80 bis -95 %
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	14,8 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Anteil am Bruttostromverbrauch	31,6 %	Mind. 35 %**	mind. 50 % EEG 2017: 40 bis 45 % bis 2025**	mind. 65 % EEG 2017: 55 bis 60 % bis 2035	mind. 80 %
Anteil am Wärmeverbrauch	13,2 %	14 %			
Effizienz und Verbrauch					
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)	-6,5 %	-20 % → -50 %			
Endenergieproduktivität (2008-2050)	1,1 % pro Jahr (08-16)	2,1 % pro Jahr (2008-2050)			
Bruttostromverbrauch (ggü. 2008)	-3,6 %	-10 % → -25 %			
Primärenergiebedarf Gebäude (ggü. 2008)	-18,3 %	à -80 %			
Wärmebedarf Gebäude (ggü. 2008)	-6,3 %	-20 %			
Endenergieverbrauch Verkehr (ggü. 2005)	4,2 %	-10 % → -40 %			

* vorläufiger Wert für 2016,

** Mit dem Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD wurde ein weiterer zielstrebig, effizienter, netzsynchroner und zunehmender marktorientierter Ausbau der erneuerbaren Energien beschlossen. Unter diesen Voraussetzungen ist ein Anteil von etwa 65 % erneuerbare Energien bis 2030 angestrebt; entsprechende Anpassungen werden vorgenommen. Sonderausschreibungen im Bereich Wind und Solarenergie sollen zum Klimaschutzziel 2020 beitragen. Die Herausforderung besteht in einer besseren Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten.

4. Herausforderungen für die Implementierung von stofflichen PtX-Technologien

4.1 Einordnung von stofflichen PtX-Technologien

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Wie aus Kapitel 2.1 hervorgeht, hat gegenwärtig jeder Verbrauchssektor sein eigenes Portfolio an Energieträgern, die genutzt werden. Dies ist auf die jeweiligen Anwendungstechnologien, z.B. der Verbrennungsmotor im Verkehrssektor, und die spezifischen Eigenschaften der Energieträger zurückzuführen. Mit dem Anspruch der Energiewende, das Energiesystem in Deutschland langfristig klimaneutral zu gestalten, müssen die bisherigen fossilen Energieträger der verschiedenen Verbrauchssektoren auf erneuerbare Energien umgestellt werden.

Im Rahmen des ESYS-Projektes zur Sektorkopplung (Ausfelder u. a. 2017) wurde diese definiert als die Verknüpfung von Strom, Mobilität und Wärme (aufgeteilt in Niedertemperaturwärme und industrielle Prozesswärme) mit dem Ziel, die erneuerbaren Energien in jene Bereiche einzutragen, die bisher von fossilen Brenn- und Kraftstoffen dominiert werden. Das übergeordnete Ziel ist eine möglichst weitgehende Defossilisierung des Energiesystems, d.h. eine weitgehende Reduzierung des Eintrages fossilen Kohlenstoffs in das Energiesystem. Daraus folgt ein möglichst konsequenter Ausbau der erneuerbaren Energien. Im Falle des Energieträgers Strom wird dies vorwiegend über Windkraft und Photovoltaik erreicht, sodass für die Defossilisierung im Stromsektor ein konkreter Entwicklungspfad besteht. Diese Defossilisierung wirkt jedoch zunächst nur in den Verbrauchssektoren und Anwendungen, die Strom als direkten Energieträger verwenden. Der Ersatz anderer fossiler Energieträger (Erdgas, Erdöl, Kohle) in vielen Anwendungen der Verbrauchssektoren, wie Mobilität oder industrielle Prozesswärme gestaltet sich jedoch deutlich schwieriger, was sich im gegenwärtigen Energiemix, wie in Kapitel 2.1 dargestellt, widerspiegelt. Ein Lösungsansatz für dieses Problem ist die Sektorkopplung.

Grundsätzlich zielt das Konzept der Sektorkopplung auf die direkte und indirekte Elektrifizierung von bisher fossil (nicht elektrisch) betriebenen Anwendungen. Bei der direkten Elektrifizierung wird die bisherige Anwendungstechnologie auf Basis eines fossilen Energieträgers durch erneuerbar erzeugten Strom ersetzt (z.B.: Verbrennungsmotor durch Elektromotor, Wärmepumpe statt Gasheizung). Bei der indirekten Elektrifizierung

wird die erneuerbare elektrische Energie in einen stofflichen Energieträger umgewandelt, der dann statt eines fossilen Energieträgers genutzt werden kann (z.B.: Herstellung von künstlichem Kerosin für den Flugverkehr). Ggf. ist hier auch ein Wechsel der Anwendungstechnologie notwendig; Beispiel: Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse und Nutzung in Brennstoffzellen-betriebenen Elektrofahrzeugen.

Die PtX-Technologien gehören grundsätzlich in diese zweite Kategorie der Sektorkopplungstechnologien und umfassen die folgenden Technologien:

- Power-to-Heat (PtH): Die Umwandlung von Strom zu Wärme kann über Wärmepumpen, elektrische Widerstandsheizungen, Induktion, Plasmaprozesse, elektromagnetische Strahlungsenergie etc. erfolgen.
- Power-to-Gas (PtG)¹: Die Übertragung der elektrischen Energie in einen gasförmigen, stofflichen Energieträger. In einem ersten Schritt erfolgt die Elektrolyse von Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff. Ersterer kann in der Folge mit kohlenstoff- oder stickstoffhaltigen Gasen weiter zu Methan oder Ammoniak umgesetzt werden.
- Power-to-Liquid (PtL)¹: Die Übertragung der elektrischen Energie in einen flüssigen, stofflichen Energieträger.

4.2 Potenziale von stofflichen PtX-Technologien

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Stoffliche PtX-Technologien können prinzipiell in einer Vielzahl von Anwendungen eingesetzt werden. Ihr großer Vorteil ist, dass mit Ausnahme von Wasserstoff als neuer Energieträger, konventionelle Anwendungstechnologie und die dazugehörige Infrastruktur auf Anwendungsseite weiter genutzt werden können. Die Bereitstellung der PtX-Brenn-/Kraft- und Treibstoffe benötigt einen Ausbau der dazugehörigen Technologien, einschließlich der CO₂- und Wasserbereitstellung sowie einen massiven Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung.

Tabelle A.4 stellt eine Abschätzung der Substitutionspotenziale auf Basis des aktuellen Energiebedarfs (2016) in der jeweiligen Anwendung, die maximale CO₂-Einsparung in Bezug auf die aktuellen Emissionen der Anwendung sowie den voraussichtlichen Strombedarf dar. Das Ziel dieser Abschätzung ist nicht, den zukünftigen Bedarf zu prognostizieren, sondern die Größenordnungen und Verhältnisse der Einsatzgebiete zueinander zu verdeutlichen.

Tabelle A.4: Abschätzung der Potenziale des Einsatzes stofflicher PtX-Produkte aufgeschlüsselt nach Anwendung auf Basis der Verbräuche in 2016. Eigene Berechnung auf Basis von (Wagemann, Ausfelder 2017; BMWi 2018a; AGEB 2018b; UBA 2016).

Sektor	Anwendung	Energiebedarf [PJ] 2016	Spez. Energiegehalt [GJ/t] oder [TJ/Mio. m ³]	CO ₂ -Emissionsfaktoren [t CO ₂ /TJ]	Produktmenge [Mio. t] oder [Mrd. m ³] (Gase)	Stöchiometrische CO ₂ -Emissionen bzw. CO ₂ -Bedarf [Mio. t]	Strombedarf [TWh]
Verkehr	PKW, Ottokraftstoff	709	42,281	73,1	17	52	503
	PKW, Diesekraftstoff	518	42,694	74	12	38	367
	PKW, H ₂ -Brennstoffzelle	1025	10,786084	0	95	0	407
	LKW, Diesekraftstoff	876	42,694	74	21	65	621
	Schiene, Diesekraftstoff	14	42,694	74	0	1	10
	Flugverkehr, Kerosin	389	42,803	73,3	9	29	276
	Binnen- und Küstenschifffahrt, Diesekraftstoff	11	42,694	74	0,3	1	8
Niedertemperaturwärme	Raumwärme und Warmwasser, Erdgas	1455	12,96	55,9	112	81	1085
	Raumwärme und Warmwasser, Heizöl	641	42,373	74,02	15	47	454
Industrie	Industrielle Prozesswärme, Heizöl	45	42,373	74,02	1	3	32
	Industrielle Prozesswärme, Erdgas	776	12,96	55,9	60	43	579
	Chemikalien	437	44	62,3	10	27	310
Vorrat zur Überbrückung einer Dunkelflaute (2 Wochen)	Gasvorrat, synthetisches Methan	121	12,96	55,9	9	7	90
	Gasvorrat, Wasserstoff	121	10,786084	0	11	0	48

Die größten Nutzungspotenziale ergeben sich durch Substitution bestehender Brenn- und Kraftstoffe im Straßenverkehr, in der Niedertemperaturwärmebereitstellung und bei industrieller Prozesswärme. Allerdings trifft die Größe der Potenziale keine Aussage über die Sinnhaftigkeit oder die Reihenfolge möglicher

Substitutionen der fossilen Energieträger durch die PtX-Energieträger. Der Einsatz von PtX-Äquivalenten in diesen Bereichen steht jedoch in Konkurrenz zu anderen Anwendungstechnologien, z.B. dem Einsatz von Batterie-betriebenen PKW oder Wärmepumpen im Niedertemperaturwärmebereich.

4.3 Mögliche Kriterien für den Einsatz von PtX-Energieträgern

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Im vorhergehenden Unterkapitel wurde die Größe der jeweiligen Potenziale auf Basis der aktuellen Nutzung dargestellt. Für die Einführung und großtechnische Implementierung können verschiedene Kriterien für eine möglichst sinnvolle Substitution von konventionellen Energieträgern aufgestellt werden:

ALTERNATIVLOSIGKEIT

Einige Anwendungen, wie Flugverkehr oder auch industrielle Prozesse und Chemikalien, basieren auf der Nutzung konventioneller Energieträger, deren Funktion nicht durch andere Formen des Energieeintrages substituiert werden kann. In diesem Fall eröffnen PtX-Energieträger, nach aktuellem Stand des Wissens, die einzige mögliche Option, einen fossilen Energieträger zu substituieren.

MARKTGRÖSSE

Das Kriterium der Marktgröße zielt auf die größten Substitutionspotenziale von konventionellen durch PtX-Energieträger ab. Von einer Implementierung im größten möglichen Maßstab können „economy-of-scale“ Effekte in der Bereitstellung der Energieträger und in der Logistik erwartet werden. In Bezug auf die identifizierten Potenziale wäre das die Substitution von konventionellen, Erdöl-basierten Energieträgern im Verkehr sowie von Erdgas für Niedertemperaturwärme und industrielle Prozesswärme.

SEQUENTIELLE ENTWICKLUNG

Dies ist eine Implementierungsstrategie, die auf der einen Seite die betriebswirtschaftlichen Aspekte der Anlagenbetreiber, insbesondere der sog. „first-mover“ und auf der anderen Seite die zeitliche Entwicklung bei dem absehbaren Übergang in einen Massenmarkt berücksichtigt. Die ersten, relativ teuren Anlagen würden sich auf die Produktion von PtX-Produkte mit hoher Wertschöpfung aber kleinen Mengen spezialisieren, z.B. die Herstellung von Spezialchemikalien. Damit würden sie die Grundlage für einen Markt kreieren, der einen Einstieg in eine Entwicklung der Produktionstechnik und die sich daraus erschließenden „economy-of-scale“ Kostenreduktionseffekte ermöglicht. Mit einem zunehmenden Preisverfall der Anlagen und ihrer Komponenten, wird die Nutzung von stofflichen PtX-Pro-

zessen für großvolumigere Anwendungen betriebswirtschaftlich interessant, z.B. Grundchemikalien und langfristig auch Kraft- und Brennstoffe.

MAXIMALE SPEZIFISCHE CO₂-REDUKTION

Das Kriterium der maximalen spezifischen CO₂-Minderung bevorzugt einen Einsatz von PtX-Energieträgern dort, wo der größte CO₂-Einsparungseffekt gegenüber der Nutzung des konventionellen Energieträgers erreicht wird. Im Sinne der ausgewiesenen Potenziale wäre der Ersatz von Heizöl und Diesel der Substitution von z.B. Erdgas vorzuziehen.

KOSTEN/ZAHLUNGSBEREITSCHAFT

Dieses Kriterium berücksichtigt die unterschiedliche Bereitschaft der Nutzer, die anfallenden (Zusatz-) Kosten für die Substitution mit dem jeweiligen PtX-Energieträger in dem Anwendungsgebiet zu tragen. Diese Bereitschaft ist z.B. im Bereich der PKW-Nutzung höher als vergleichsweise im Güterverkehr oder in industriellen Anwendungen der Grundstoffindustrie, wo die Energiekosten einen deutlichen Anteil an den Produktionskosten darstellen. Die relativ höhere Zahlungsbereitschaft der Konsumenten im PKW-Sektor lässt sich mit der Entwicklung einer Reihe unterschiedlicher Parameter begründen. Während der Durchschnittspreis für Superbenzin 1990 noch bei 65,9 Cent/L lag (inflationbereinigt beläuft sich der Preis auf rund 106,6 Cent/L), so lag er 2017 bei 136,5 Cent/L (statista 2018a), ein Anstieg von rund einem Fünftel des realen Kraftstoffpreises. Eine Kompensation über bspw. geringere Fahrleistungen fand dabei jedoch nicht statt, denn die Gesamtfahrleistung in Deutschland ist im selben Zeitraum von 431,5 Mrd. km auf 625,5 Mrd. km angestiegen (DIW Berlin 2002; KBA 2016b). Der Bestand an PKW ist gleichzeitig um ca. 1/3 gestiegen, obwohl der durchschnittliche Neupreis von PKW stetig zunimmt, was nicht zuletzt durch den SUV-Boom verstärkt wird (KBA 2016a). Diese Entwicklungen zeigen, dass implizit eine grundsätzliche Bereitschaft höhere Kosten zu tragen, im PKW-Bereich gegeben ist, auch wenn dies von Konsumentenseite vermutlich nicht explizit dargelegt wird.

EFFIZIENZ DER STROMNUTZUNG

Unter der Annahme, dass erneuerbare Energie auch in Zukunft nicht unbegrenzt vorhanden sein wird, gibt es eine gute Begründung, die Effizienz des Einsatzes der erneuerbaren Energien als ein relevantes Kriterium zu berücksichtigen. Anwendungen, die direkt elektrifiziert werden können, sind in der Regel effizien-

ter als die entsprechende Substitution des konventionellen Energieträgers durch PtX-Energieträger. In diesem Fall wäre z.B. der Einsatz von Batterie-betriebenen PKW dem Brennstoffzellen-betriebenen PKW vorzuziehen, die wiederum dem Einsatz von synthetischen Kraftstoffen für konventionell angetriebene PKW vorzuziehen wären. Direkte elektrische Power-to-Heat Anwendungen sind, wo es technisch möglich ist, in der Regel der stofflichen Substitution des Energieträgers vorzuziehen.

4.4 CO₂-Reduktion mit PtX-Technologien

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Das übergeordnete Ziel der Energiewende und aller Anstrengungen in PtX ist die Reduktion von Treibhausgasemissionen in die Atmosphäre. PtX-Technologien nutzen Strom als Basis für weitere stoffliche Umwandlungen. Wenn dieser Strom nicht ausschließlich auf erneuerbare Stromerzeugung zurückzuführen ist, ist dieser ebenfalls mit der Emission von Treibhausgasen, insbesondere CO₂ belastet. Eine Nettoeinsparung im Vergleich zur fossilen Nutzung eines äquivalenten Energieträgers wird nur dann erreicht, wenn die durch die Stromerzeugung für die

PtX-Prozesskette entstandenen Emissionen geringer sind als die Emissionen des entsprechenden fossilen Energieträgers. Während diese Bedingung für Anlagen, die über eine dezidierte erneuerbare Strombereitstellung verfügen, gegeben ist, gilt dies für Anlagen mit Anschluss an das allgemeine Stromnetz nur, wenn diese ausschließlich bei einem Überangebot an erneuerbarer Stromerzeugung im Netz betrieben werden. Diese Betriebsform wird in der Folge „systemdienlich“ genannt. Im Gegensatz dazu ist ein „kontinuierlicher“ Betrieb unter Volllast zu betrachten wie ein regulärer Verbraucher und die mit dem PtX-Prozess verbundenen Emissionen aus der Stromerzeugung müssen gegen die Emissionen des fossilen Energieträgers abgewogen werden. Werden PtX-Prozesse als Klimaschutzoption eingesetzt, so müssen die Veränderungen im Gesamtsystem betrachtet werden. Das bedeutet, dass THG-Minderungen im Anwendungssektor (z.B. Verkehr) ggf. Mehremissionen im Stromsystem gegenüberstehen.

In Abbildung A.17 sind Bereiche für die möglichen relativen CO₂-Reduktionen auf Basis verschiedener PtX-Technologien als Funktion der spezifischen Emissionen der Stromerzeugung dargestellt. Eine Emissionsminderung tritt dann ein, wenn der

verwendete Strommix für die jeweilige Technologie dazu führt, dass der Wert negativ wird. So führt die Nutzung von synthetischem Gas, je nach Effizienz der Umwandlung, erst ab spezifischen Emissionen zwischen 75 und 125 gCO₂/kWh Strom zu einer CO₂-Minderung, während dies für flüssige Energieträger, z.B. Dieseldieselfkraftstoff, schon zwischen 100 bis 160 gCO₂/kWh Strom eintritt.

Im Falle von Wasserstoff, führt die industrielle Anwendung schon für spezifische Emissionen im Strom ab 140 bis 180 gCO₂/kWh zu einer Reduktion, da im Gegensatz zur Referenz (Dampfreformierung von Erdgas), durch die Wasserstoffbereitstellung durch Elektrolyse und Nutzung kein CO₂ aus dem Energieträger selbst emittiert wird.

Der Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen /FCEV) ist bereits ab dem Bereich von spezifischen Emissionen von 250 bis 350 gCO₂/kWh vorteilhaft, da neben der Substitution des Energieträ-

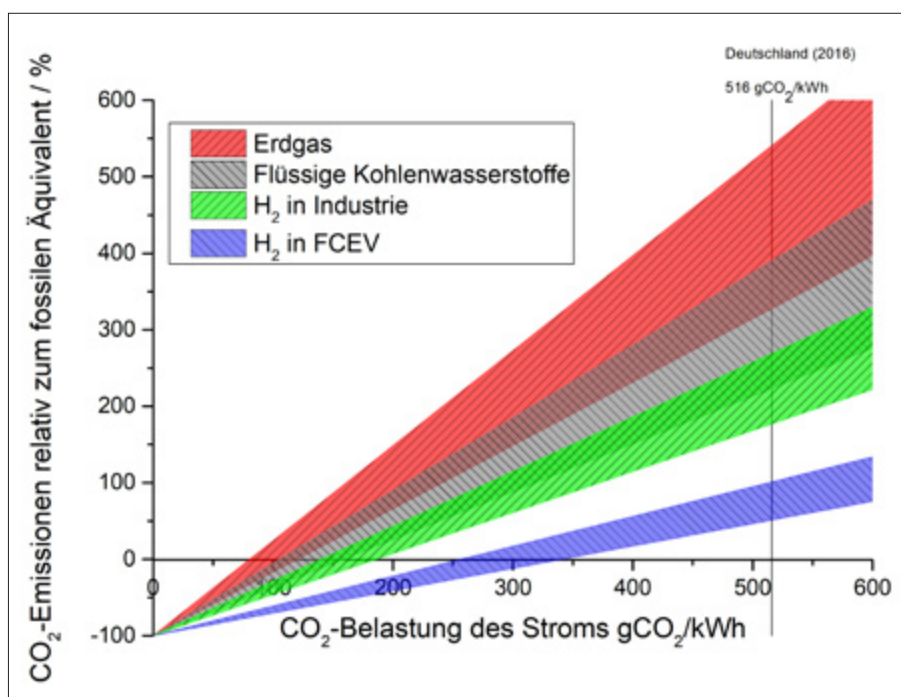


Abbildung A.17: CO₂-Emissionsreduktion verschiedener PtX-Anwendungen. Die Bereiche stellen die Emissionen der Anwendung zwischen einem hohen (60 %, im Falle von H₂ 80 %) und einem niedrigen Gesamtwirkungsgrad (40 % im Falle von H₂ 60 %) der Prozesskette dar. Für die Anwendung von Wasserstoff im Verkehr wird zusätzlich der hohe Wirkungsgrad der Kombination der Brennstoffzelle mit Elektromotor ggü. dem klassischen Verbrennungsmotor berücksichtigt. Eigene Berechnungen auf Basis (AGEB 2018b; UBA 2016).

gers auch eine effizientere Anwendungstechnologie im Vergleich zur Referenz zum Einsatz kommt.

Deutschland hat aktuell relativ hohe spezifische Emissionen für die Stromerzeugung, was auf den hohen Anteil von Strom aus Braunkohlekraftwerken zurückzuführen ist. Der gesamteuropäische Strommix liegt leicht über der Hälfte der spezifischen Emissionen, während z.B. der österreichische Strommix bereits weitgehend auf erneuerbarer Stromerzeugung beruht und sich schon im geforderten Bereich befindet.

Die Frage, ob die Betrachtung der Emissionen gemäß eines europäischen Strommixes oder eines deutschen Strommixes sinnvoller ist, ist nicht ganz einfach zu beantworten. Für einen nationalen Strommix spricht, dass der ausgetauschte Strom (Import 2017: 27,8 TWh, Export: 80,3 TWh (destatis 2018b) gering gegenüber der heimischen Bruttostromerzeugung von 654,8 TWh für 2017 ist (destatis 2018a). Abschließend wird der mögliche Stromaustausch mit den Nachbarländern durch die Grenzkuppelstellen, bzw. deren zukünftigem Ausbau begrenzt.

5. Mögliche Ordnungsprinzipien zur Allokation von CO₂

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Die meisten der in diesem Dokument diskutierten Technologien verwenden CO₂ als einen Rohstoff, der gemeinsam mit Wasserstoff zu verschiedenen Kraftstoffen und Chemikalien umgesetzt wird. Dabei ist es für die Beurteilung des Effektes und für die

wirtschaftlichen Entwicklungsperspektiven essentiell, eine klare Zuordnung im Sinne der Verantwortlichkeit für den Beitrag zur Erderwärmung des als Rohstoff verwendeten CO₂ zu treffen und damit auch ggf. von dessen Kosten. Diese Zuordnung kann entweder beim CO₂-Lieferanten, beim Betreiber der Umwandlungsanlage oder beim Nutzer liegen. Gegenwärtig ist weder politisch noch wissenschaftlich abschließend eine klare Zuordnung definiert, so dass die Debatten häufig auf Basis unterschiedlicher Annahmen geführt werden. Darüber hinaus entstehen Wechselwirkungen zu bestehenden Mechanismen zur CO₂-Emissionsreduktion der EU (dem EU ETS, EU ESD und RED II), vgl. hierzu auch die Kapitel 3.3, 7.3, 23.

Die notwendige Zuordnung kann nach verschiedenen Leitgedanken erfolgen. Im Folgenden werden die Effekte anhand von vier verschiedenen möglichen Ordnungsprinzipien analysiert, die ebenfalls in Tabelle A.5 zusammengefasst sind.

VERURSACHERPRINZIP

Die Klimaerwärmung lässt sich auf die anthropogenen Emissionen von THG in die Atmosphäre zurückführen. Damit ist der Anwender, der final ein Treibhausgas in die Atmosphäre einträgt, ursächlich verantwortlich für den damit verbundenen Effekt. Dabei spielt es keine Rolle, ob der Anwender von der Umwandlung direkt profitiert. So wäre z.B. die Emissionen, die durch die Bereitstellung von Strom für die Chlor-Alkali Elektrolyse entstehen, ursächlich dem Kraftwerksbetreiber zuzuordnen und nicht dem Betreiber der Elektrolyse. Entsprechend würden die Emissionen der gesamten Stromerzeugung dem Energieerzeugungssektor zugeordnet, unabhängig von der finalen energetischen Anwendung, z.B. in der Elektromobilität.

Tabelle A.5: Übersicht über mögliche Ordnungsprinzipien zur Allokation von Treibhausgasen.

	Verursacherprinzip	Quellenprinzip	Kohlenstoffpfand	Budgetansatz
Verantwortung für Eintrag THG	Anwender	Bereitsteller fossiler Energieträger	Bereitsteller fossiler Energieträger à Anwender	National oder sektoral
Erneuerbare CO ₂ -Quellen	B.a.w. nicht berücksichtigt	Freigestellt	Freigestellt	Freigestellt
Carbon Capture and Storage (CCS)	Positiver Anreiz	Kein Anreiz	Nur Anreiz wenn Kompensation	Positiver Anreiz
Carbon Capture and Utilization (CCU)	Positiver Anreiz	Positiver Anreiz	Positiver Anreiz	Positiver Anreiz

Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass Elektrifizierung eine vielversprechende Strategie zur Minimierung der sektorspezifischen Emissionen außerhalb des Stromsektors darstellt. Wo eine Elektrifizierung möglich ist, findet die Minderung innerhalb des betrachteten Sektors statt, ggf. auf Kosten des Anstiegs der Emissionen im Stromsektor.

Darüber hinaus können Emissionen durch CCS oder CCU vermieden werden, solange keine THG emittiert werden. Allerdings werden erneuerbare CO₂-Quellen, wie eine Abtrennung aus der Luft oder aus Biomasse, wie fossile Kohlenstoffquellen bewertet, außer sie werden entsprechend zusätzlich reguliert.

Das Verursacherprinzip ist besonders wirkungsvoll im Falle eines globalen THG-Preises, was auch carbon leakage verhindern würde, da er überall anfallen würde und entsprechend an den Kunden weitergereicht werden kann.

QUELLENPRINZIP

Ein Großteil der THG Emissionen, die durch die Nutzung fossiler Energieträger auftreten, sind CO₂- und CH₄-Emissionen. Langfristig werden die geförderten fossilen Ressourcen in CO₂ umgewandelt. Die emittierten Mengen sind abhängig von ihrem Kohlenstoffgehalt. Die Förderung von Öl, Gas und Kohle wird von einer überschaubaren Anzahl von Firmen durchgeführt und der Kohlenstoff kann quasi an der Quelle erfasst und mit einem Kohlenstoffpreis versehen. Diese Firmen können die Kosten dafür dann an ihre Partner im Umwandlungssektor weiterreichen und ggf. exportieren, die diese dann an ihre Nutzer weitergeben. Das Quellenprinzip setzt einen globalen Kohlenstoffpreis-Preis voraus. Alternativ müsste dieser als eine Art Aufschlag beim Überschreiten der Bilanzgrenze (z.B. EU) erhoben werden.

Der Vorteil einer solchen Vorgehensweise ist, dass die Kosten proportional zum eingesetzten fossilen Kohlenstoff anfallen. Im Falle eines globalen CO₂-Preises würden carbon leakage Effekte entfallen, da eine energieintensive Herstellung, z.B. von Stahl, mit dem entsprechenden Aufschlag belegt wird.

Ein Anreiz für CCS ist nicht gegeben, während für CCU ein Anreiz besteht, da es den Bedarf an fossilen Energieträgern für Energiedienstleistungen mindert. Eine Abtrennung von CO₂ aus der Luft oder aus Biomasse würde nicht belastet werden.

Ein Nachteil ist jedoch, dass z.B. die Herstellung von langlebigen Polymeren nicht zum Treibhauseffekt beiträgt, aber genauso behandelt wird wie ein kurzlebiger Kraftstoff. Darüber hinaus sind

nicht alle THG erfasst, sondern nur CO₂ und ggf. CH₄. Eine mögliche Umwandlung von Kohlenstoffverbindungen zu Methan, welches deutlich klimaschädlicher ist als eine Bildung von CO₂, wird dann nicht berücksichtigt, auch wenn beides eine Funktion des Kohlenstoffanteils ist. Die anderen THG müssten getrennt erfasst werden.

KOHLENSTOFFPFAND

Hierbei handelt es sich um eine Mischung aus dem Quellen- und dem Verursacherprinzip. Wie im Quellenverfahren wird der Kohlenstoff in den fossilen Energieträgern erfasst und mit einem „Pfand“ belegt. Diese kann durch die Wertschöpfungskette durchgereicht werden, bis der Kohlenstoff emittiert wird. Der letzte Anwender bleibt auf den entsprechenden Kosten sitzen. Ein Nachteil dieses Verfahrens wäre, dass dies bei Müll und Abfall als Energieträger zu einem entsprechenden Kostenaufschlag führt.

Ein Anreiz für CCS ist erst mal nicht gegeben, während für CCU ein Anreiz besteht, da das Pfand weitergereicht werden kann, wenn sich auch der Rohstoff CO₂ dadurch deutlich verteuert. Für CCS könnte das Pfand dem Betreiber für die Speicherung von CO₂ wiedererstattet werden. Allerdings ist eine Zuordnung schwierig und die Rückzahlung müsste daher aus den ursprünglichen Pfandeinnahmen erfolgen.

BUDGETANSATZ

Hierbei handelt es sich um eine andere Perspektive auf die politischen Ziele, die nun nicht mehr zeitlich aufgelöst (z.B. jährlich) betrachtet werden, sondern einen bestimmten Zeitraum integral erfassen (z.B. 2015 – 2050). Der Vorteil einer solchen Darstellung ist, dass es verstärkte, frühe Anstrengungen zur THG Minderung ermöglichen, zu einem späteren Zeitpunkt mehr Spielraum für die geplanten Maßnahmen zu haben. Die nationale oder sektorale Zuordnung ist jedoch willkürlich, da ein reduzierter THG-Effekt allen zugutekommt. Umgekehrt äußern sich mangelnde frühe Anstrengungen in deutlich reduzierten Budgets in den späteren Jahren und es besteht die Gefahr einer politischen Verschleppung von notwendigen Maßnahmen.

Im Budgetansatz bestehen Anreize sowohl für CCS und CCU, da diese das verfügbare Budget nicht zusätzlich belasten und im Falle von CCU weitere Energiedienstleistungen ermöglichen.



B. ANGEWANDTE METHODEN UND IHRE HERAUSFORDERUNGEN

Die Vergangenheit hat gelehrt, dass eine Bewertung von Technologien oder auch Produkten hinsichtlich ihrer ökonomischen, ökologischen, sowie sozialen Aspekte wichtig ist, um nicht-intendierte Effekte, wie bspw. neue Abhängigkeiten von kritischen Rohstoffen, früh zu erkennen und entsprechende Gegenmaßnahmen einleiten zu können, bevor es zu Lock-in-Effekten kommt. Folglich werden die im Projekt entwickelten Power-to-X-Technologien (PtX) einer umfassenden ökonomischen, ökologischen und sozialen Bewertung unterworfen. Gleichzeitig werden weitere Kriterien, wie Systemkompatibilität sowie Entwicklungspfade und Potenziale eingehend untersucht, sodass ein möglichst ganzheitliches Bild entsteht.

Derartige Bewertungen sind jedoch nicht trivial und unterliegen einer Reihe an Vorüberlegungen, von der Wahl der Bewertungsmethode, bis hin zur Entscheidung, welche Entwicklungspfade den Analysen zugrunde liegen sollen. Die sich daraus ergebenden Ergebnisse können daher nicht als absolut und allgemeingültig gewertet werden, sondern unterliegen jeweils dem gesetzten Bewertungsrahmen, der Methode und weiteren spezifischen Limitierungen.

In den folgenden Kapiteln werden neben den Grundlagen der verwendeten Bewertungsmethoden zunächst die Herausforderungen dargelegt, die Einfluss auf alle Bewertungsmethoden und Ergebnisinterpretationen haben. Darüber hinaus werden methodenspezifische Herausforderungen in den entsprechenden Unterkapiteln detailliert dargelegt.

6. Leitfragen

Autor: Armin Grunwald (ITAS)

Die komparative Bewertung der Technologien bedarf eines einheitlichen Vorgehens und Bewertungsschemas, um möglichst große Transparenz, Objektivität und Nachvollziehbarkeit zu erlauben. Dies ist insbesondere deshalb entscheidend, weil die Bewertungen Auswirkungen auf den weiteren Verlauf der Arbeiten in P2X selbst haben werden.

Die Funktion von Bewertungen besteht in erster Linie in der Handlungs- und Entscheidungsorientierung. Denn von Bewertungen z.B. von Innovationspotenzialen hängen sowohl Entscheidungen über Prioritätensetzungen in der Technikentwicklung als auch die Empfehlungen für Maßnahmen und Strategien im Innovationsprozess ab. Für Bewertungen entscheidend sind einerseits die Kriterien der Bewertung (z.B. unter Nachhaltigkeits- oder Kosteneffizienzaspekten), andererseits der Stand des Wissens

(z.B. über konkurrierende Entwicklungen). Die Resultate von Bewertungen sind konditionale Sätze: Wenn bestimmte Kriterien zugrunde gelegt werden und wenn ein bestimmter Wissensstand angenommen wird, dann sind bestimmte Bewertungsergebnisse die Folge. In dieser Lesart sind Bewertungen wissenschaftlich möglich. Entscheidend ist dabei Transparenz in Bezug auf Kriterien und Annahmen über den Wissensstand, so dass die Ergebnisse in allen Argumentationsschritten nachvollziehbar sind.

Der Roadmapping-Prozess in P2X stellt sich dieser Anforderung. Auf Basis der grundlegenden Leitgedanken und Gesamtausrichtung des PtX-Projektes wurden im Konsortium Leitfragen definiert, die die wichtigen Fragestellungen hinsichtlich der Technologiebewertung widerspiegeln und in den Gesamtkontext der Energiewende einbetten. Die Leitfragen sind in drei Kategorien sortiert und mit weiteren unterstützenden Fragestellungen unterfüttert (siehe unten). Ihre Beantwortung greift auf die detaillierten Ergebnisse der einzelnen Analysen, die in den folgenden Kapiteln detailliert dargelegt sind, zurück.

Leitfragen zur Bewertung und Einordnung der Technologien im Kopernikus Projekt P2X

1. Wie sind die ökonomisch-ökologischen Eigenschaften der potenziellen Technologien hinsichtlich der Produkteinheit sowie des Marktvolumens einzuschätzen?

- Wie hoch ist das Potenzial zur CO₂-Vermeidung?
- Wie hoch sind die betriebswirtschaftlichen und Systemkosten?
- Wie hoch sind die CO₂-Vermeidungskosten?
- Wie hoch ist die Effizienz der Prozesskette, hinsichtlich Energieaufwand und Ressourcenverbrauch, auch für kritische Rohstoffe?
- Wie sind die Umweltauswirkungen bzw. die Ökoeffizienz zu bewerten?
- Was sind die potenziellen Wirkungen bei unvorhergesehenen Ereignissen?

2. Welcher Entwicklungspfad ist für die zu untersuchende Technologie zu erwarten?

- Wie ist der aktuelle TRL und seine mögliche Entwicklung über die Projektlaufzeit?
- Wie ist die Pfadabhängigkeit der Technologie?
- Alleinstellungsmerkmal: Welche alternativen Technologiepfade sind verfügbar

- Wie sind die Chancen der Bürgerbeteiligung der Technologie (Bewertung, Planung, Betrieb)?
- Wie sind die regulatorischen Rahmenbedingungen für die Technologie hinsichtlich bestehender und zukünftiger bzw. zu ändernder Bedingungen?

3. Wie ist die Systemkompatibilität der Technologie einzuschätzen?

- Wie lässt sich die Technologie in die bestehende Infrastruktur integrieren, hinsichtlich Produktionsinfrastruktur, Transportinfrastruktur, Energieversorgungsinfrastruktur und Strommengen die P2X-Technologien zur Verfügung stehen?
- Welche Anforderungen an die CO₂-Quelle stellt die Technologie insbesondere hinsichtlich Menge/Fluss sowie Qualität?
- Welche P2X-Anwendungen eignen sich speziell für Deutschland und zur Netzstabilisierung (wie Wasserstoff als chemischer Langzeitspeicher oder EE-Strombasiertes Methan für Gaskraftwerke)?
- Welche P2X-Anwendungen eignen sich für welche Weltregionen und wie ist ihr Exportpotenzial?

Eine umfassende Beantwortung der Leitfragen ist auf Basis des Projektfortschritts noch nicht abschließend möglich und wird in dem Folgedokument vorgenommen.

7. Grundsätzliche Herausforderungen der durchgeführten Bewertung für die PtX-Technologien

Die Bewertung nicht-ausgereifter Technologien stellt generell eine besondere Herausforderung dar. Einerseits sollen die Bewertungen durchaus einen Beitrag zu den Entscheidungsprozessen der Technologieentwicklung leisten und möglichst früh als Entscheidungshilfe herangezogen werden, andererseits sind viele der angewandten Methoden auf eine Reihe von Informationen und Daten angewiesen, die zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht vorhanden sind oder bestenfalls abgeschätzt werden können. Im Folgenden werden die grundsätzlichen Herausforderungen und die sich dadurch ergebenden Limitierungen dargelegt, die Einfluss auf alle durchgeführten Technologiebewertungen haben. Die individuellen Einflüsse werden im Einzelnen in den jeweiligen Kapiteln der Bewertungsmethoden detailliert dargelegt.

7.1 Einordnung der Technologien in einen zukünftigen Kontext

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Forschungs- und Entwicklungsprojekte streben Technologieentwicklung und damit den zukünftigen Einsatz der Technologie an. Eine Bewertung der Technologieentwicklung findet dabei notwendigerweise auf Basis der aktuellen Kenntnisse der Technologien und ihrer absehbaren oder wahrscheinlichen Einordnung im Energiesystem statt. Wenig beachtet werden dabei jedoch häufig die möglichen Auswirkungen der zukünftigen Entwicklungen außerhalb des konkreten Fokus.

So wird z.B. für die Installation einer Anlage eine bestimmte Menge Stahl benötigt. Diese Menge Stahl kann aus zwei Quellen kommen, Hochofenstahl und/oder Elektrostahl, jeweils mit ihrem eigenen CO₂-Footprint. Nun wird der CO₂-Footprint von Elektrostahl, der stark abhängig ist von dem zur Stromerzeugung eingesetzten fossilen Brennstoffe im Jahr 2030, deutlich anders aussehen als heute oder in der Vergangenheit. Ein zunehmender Einsatz erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung oder der Ausstieg aus der Kernenergie, führen zu einem zukünftigen Strommix, dessen Zusammensetzung nicht nur die CO₂-Emissionen der betrachteten Technologien, sondern der

gesamten Vorkette, wie beispielsweise der Bereitstellung von Materialien beeinflusst. Dies gilt analog für alle anderen Indikatoren der Wirkungsabschätzung.

Für den konventionellen Reservepark⁸ kommt zusätzlich hinzu, dass die Anzahl der Volllaststunden eines konventionellen Kraftwerks mit zunehmendem Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung zurückgeht. Der relative Anteil der durch Bau und Rückbau entstehenden Belastungen nimmt damit pro funktionaler Einheit (kWh Strom) zu, sodass, im Sinne der LCA (siehe Kapitel 10), ein Kraftwerk, welches nur wenige Stunden im Jahr betrieben wird, formal höhere Aufwände und Emissionen pro funktionaler Einheit aufweist.

7.2 Bewertungen von Technologieentwicklungen im frühen Entwicklungsstadium

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Es liegt in der Natur der Sache, dass die Technologieentwicklung innerhalb von zeitlich beschränkten Forschungs- und Entwicklungsprojekten nicht abgeschlossen ist. Als Maß für den Entwicklungsstand wird häufig das Technological Readiness Level (TRL) verwendet. Dieses gibt die Stufe der Entwicklung auf einer Skala von 1 bis 9 an. Im europäischen Forschungskontext wird das Technology Readiness Level als Grundlage und zur Bewertung von Forschungsprojekten wie in Tabelle B.1 dargestellt, definiert.

Das Ziel eines Forschungs- und Entwicklungsvorhabens ist es, den Entwicklungsstand (TRL) der untersuchten Technologien zu erhöhen.

Im P2X Projekt sind mehrere Technologien mit jeweils unterschiedlichen TRLs vertreten. Ihre jeweilige Entwicklung, sowohl relativ als auch absolut, gibt einen Hinweis, wann frühestens mit einem großtechnischen Einsatz (TRL 9) zu rechnen ist. Die Hürden für die Implementierung einer Technologie sind nicht nur technologischer Natur. Spätestens ab TRL 6 werden in die notwendigen Investitionsentscheidungen weitere wichtige Aspekte einbezogen, wie z.B. betriebswirtschaftliche, regulatorische, ökologische und soziale/gesellschaftliche Randbedingungen.

Eine umfassende Bewertung einer sich in der Entwicklung befindlichen Technologie muss mit Unsicherheiten umgehen, da

⁸ Kraftwerkspark, welcher als Reserve vorgehalten wird, um bei zu geringer Strombereitstellung aus erneuerbaren Quellen, dennoch den Bedarf decken zu können. Bei hohen Anteilen erneuerbaren Stroms laufen diese Kraftwerke gar nicht, oder auf Minimallast.

Tabelle B.1: Stufen des „Technology Readiness Level“ (TRL), zur Bewertung in Forschungsprojekten im europäischen Raum.
(Horizon 2020 – Working Programme (2014-2015) 2014)

TR 1	Grundprinzipien beachten
TR 2	Technologiekonzept formulieren
TR 3	Experimenteller Nachweis des Konzepts
TR 4	Technologie im Labor überprüfen
TR 5	Technologie in relevanter Umgebung überprüfen (bei Schlüsseltechnologien im industrieorientierten Umfeld)
TR 6	Technologie in relevanter Umgebung getestet (bei Schlüsseltechnologien im industrieorientierten Umfeld)
TR 7	Test eines System-Prototyps im realen Einsatz
TR 8	System ist komplett und qualifiziert
TR 9	System funktioniert in operationeller Umgebung (bei Schlüsseltechnologien oder Raumfahrt wettbewerbsfähige Fertigung)

die abschließende Form der Technologie noch nicht vorliegt und die Einbindung in die bestehenden Produktions- oder Infrastrukturen nur angenommen werden kann. Diese Unsicherheit begrenzt auch die Aussagekraft der Ergebnisse. Je niedriger der TRL ist und je detaillierter die Datenanforderungen einer Evaluierungsmethode – insbesondere „Bottom-Up“ Verfahren – sind, umso mehr Abschätzungen und Vereinfachungen müssen vorgenommen werden. Daher sind die Ergebnisse der Bewertungsmethoden wie LCA oder techno-ökonomischen Analyse bei niedrigem TRL eher indikativer Natur und im Sinne einer Sensitivitätsanalyse zu verstehen. Sie können, zumindest bei sehr niedrigem TRL, nicht als quantitativ verlässliches Ergebnis für die Grundlage von abschließenden Entscheidungen dienen.

Diese Methoden gewinnen aber an Aussagekraft, je höher der TRL ist. Umgekehrt geben „top-down“ Ansätze zwar Hinweise auf die Anforderungen, die von der finalen Technologie zu erfüllen sind, ohne jedoch die Technologie-spezifische Ausgestaltung zu berücksichtigen. Diese Methoden verlieren daher mit zunehmendem TRL ihre Aussagekraft, je mehr die spezifische Ausgestaltung Formen annimmt.

Daraus folgt, dass die Ergebnisse aus „Bottom-Up“ und „top-down“ Verfahren sich komplementär verhalten und in Kombination eine bestmögliche Beschreibung und wertvolle Hinweise für die weiteren Entwicklungen der Technologien geben können, jedoch nicht im Sinne einer absoluten Wahrheit oder abschließenden Beurteilung zu betrachten sind.

Dabei ergeben sich für jede Bewertungsmethode – LCA, techno-ökonomische Analyse, aber auch Akzeptanzerfassung, Systemkompatibilität und Potenzialabschätzungen – weitere, spezielle

Folgen, die durch den niedrigen TRL hervorgerufen werden. Diese werden, falls zutreffend in den folgenden Unterkapiteln detailliert für jede Bewertungsmethode beleuchtet.

7.3 Bilanzierung und Allokation von CO₂ als Rohstoff in PtX-Technologien

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Erika Bellmann (WWF), Hanna Dura (DECHEMA)

Eine der wesentlichen Fragestellungen, die es für die Umsetzung von Power-to-X-Technologien im Bereich der chemischen Grundstoffe und Kraftstoffe zu beantworten gilt, ist die Frage, wie der Kohlenstoff, der in die Verbindungen eingebracht wird, bilanziert und allokiert wird.

Viele der im Projekt untersuchten Power-to-X Technologien zielen auf die Herstellung kohlenstoffhaltiger Verbindungen ab. Hierzu wird der Eintrag von Kohlenstoff aus einer Kohlenstoffquelle benötigt. Diese Quellen können unterschiedlichen Ursprungs sein. Als kohlenstoffhaltiger Ausgangsstoff wird in den meisten Fällen Kohlenstoffdioxid (CO₂) verwendet, welches in der vorliegenden Untersuchung entweder aus industriellen Punktquellen abgeschieden wird, als Koppelprodukt in der Biogasproduktion anfällt oder mit „direct air capture“ (DAC) direkt aus der Umgebungsluft entnommen wird.

Durch die Nutzung dieser Quellen wird entweder eine gewisse Menge an CO₂ nicht in die Atmosphäre entlassen (Punktquellen), oder es wird der Atmosphäre direkt entnommen (DAC). In allen Fällen substituiert die hergestellte Verbindung eine entsprechende, sonst aus fossilen Quellen zur Verfügung ge-

stellte Substanz. Gleichzeitig wurde die dem Kohlenstoffgehalt entsprechende Menge CO₂ nicht in die Atmosphäre eingebracht und ist daher nicht klimawirksam. Der Referenzfall ist die Bereitstellung der gleichen Anwendung oder Dienstleistung auf Basis von fossilen Quellen.

Dabei spielt die Lebensdauer der Substanz keine Rolle, da diese die gleiche wie ihre fossile Referenz aufweist, die sonst verwendet werden würde. In den betrachteten Fällen kann davon ausgegangen werden, dass die entsprechende Menge an klimaschädlichem CO₂ in die Atmosphäre wieder entlassen wird. Der Effekt ist also keine Speicherung im Sinne einer dauerhaften Zurückhaltung eines Treibhausgases, wie z.B. „carbon capture and storage“ (CCS) Technologien, sondern ein Wiederverwenden von entweder ohnehin produziertem oder bereits vorhandenem CO₂. Im Effekt führt dies dazu, dass kein neues fossiles CO₂ eingetragen wird, stattdessen wird ein Teil des bestehenden CO₂ im Kreis geführt.

Dies führt zu der Frage, wer in der Power-to-X Prozesskette die Verantwortung für die Nutzung bzw. den späteren Eintrag des CO₂ in die Atmosphäre trägt und wem dementsprechend die GuTSchriften bzw. Belastungen zuzuschreiben sind (vgl. Kapitel 5).

So emittiert z.B. ein Industrieprozess, bei dem CO₂-Emissionen als Koppelprodukt anfallen (z.B. Klinkerherstellung), diese jedoch abgefangen werden und einer Power-to-X Anwendung zugänglich gemacht werden, kein CO₂ in die Atmosphäre. Entsteht in der folgenden Prozesskette nun z.B. ein Kraftstoff, der von einem Fahrzeug verbrannt wird, so verursacht das Fahrzeug den Eintrag des CO₂ in die Atmosphäre und damit den Beitrag zur Erderwärmung. Diese Kausalkette im Sinne eines Verursacherprinzips würde die Verantwortung der Emissionen beim Fahrzeugnutzer verorten.

Wird statt des Eintrages von CO₂ in die Atmosphäre der Bedarf an fossilen Rohstoffen als Maßstab genommen, so wäre der Industrieprozess für den (fossilen) Kohlenstoffbedarf verantwortlich. Der Fahrzeugnutzer hätte einen „recycelten“ Kohlenstoff, praktisch in seiner zweiten Nutzung eingesetzt.

Das Thema wird auch dadurch erschwert, dass für verschiedene Anwendungen Treibhausgasemissionen und deren Reduzierung unterschiedlich behandelt werden. Vergleiche hierzu die Ausführungen in (vgl. Kapitel 3.3).

Power-to-X Technologien, als klassische Technologien der Sektorkopplung, können Anwendungsbereiche verknüpfen, die

entweder dem EU ETS oder dem EU ESD zugeordnet sind. Ein Übergang von Emissionen zwischen diesen Bereichen ist gegenwärtig nicht konsistent geregelt.

Diese zentralen Fragestellungen sind weder in der Politik noch in der Wissenschaft abschließend geklärt. Daher werden in dieser Roadmap die in den Substanzen gebundenen Kohlenstoffmengen als negative Emissionen ausgewiesen, auf eine abschließende Zuordnung wird jedoch verzichtet.

Unter der Voraussetzung, dass der Energiebedarf der PtX-Produkte zu 100 % aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird, wird die Wahl der CO₂-Quelle zum bestimmenden Faktor für eine Klimaschutzwirkung der Produkte. Stammt das CO₂ für die Produktion von Kraftstoffen oder für Brennstoffe für kleine dezentrale Feuerungsanlagen (z.B. Beheizung von Wohngebäuden) aus fossilen Quellen (z.B. Kraftwerks- oder Industrieanlagen), so erfolgt weiterhin eine Freisetzung des CO₂ in die Atmosphäre. Auch wenn die Kraft- und Brennstoffe bilanziell als klimaneutral gelten sollten, weil die entsprechende Emission der CO₂-Quelle, also der Industrie- bzw. Kraftwerksanlage zugerechnet wird, würde dennoch in der gesamten Prozesskette eine klimaschädigende Emission erfolgen. Aus Klimaschutzsicht ist die maximale Menge der Kraft- und Brennstoffanwendungen unter Verwendung von fossilen CO₂-Quellen daher begrenzt. Insbesondere vor dem Hintergrund eines wahrscheinlichen Imports der Kraft- und Brennstoffe muss sichergestellt werden, dass die Emissionsminderung in Europa nicht auf Kosten von fossilen Mehremissionen in anderen Ländern erfolgt.

Bei Anwendungen von PtX Produkten in Industrieanlagen kann das CO₂ aufgefangen und so grundsätzlich im Kreislauf geführt werden. Bei chemischen Produkten kann ein nachhaltiger Kreislauf entstehen, wenn langlebige Produkte zunächst mehrfach recycelt und am Ende die nicht recycelbaren Reste in Energieerzeugungsanlagen verwertet werden, deren CO₂ Emissionen wiederum aufgefangen werden. In diesen Fällen wäre der Klimaschutzbeitrag maximal, ohne auf erneuerbare Einsatzstoffe umsteigen zu müssen. Allerdings müsste eine solche Kreislaufwirtschaft international ausgestaltet sein, um vor dem Hintergrund der für PtX wahrscheinlichen Import/Export-Lösungen tatsächlich klimaschützend und ressourcenschonend zu wirken. Für alle PtX Produkte wäre zu prüfen, wie hoch die Klimaschutzwirkung unter Einbeziehung der CO₂-Quelle und des „end-of-life“ tatsächlich ist. Eine Abtrennung aus der Luft würde einige dieser Hürden umgehen. Die Entwicklung effizienter direct air capture (DAC) Verfahren ist daher zusätzlich wünschenswert.

8. Zugrunde gelegtes Energiemodell

Um die Auswirkungen eines zukünftigen Einsatzes von Technologien zu erfassen, bedarf es eines Ansatzes dafür, die wesentlichen Einflussgrößen möglichst quantitativ zu beschreiben. Hierzu werden Modelle hinterlegt, die z.B. die Wechselwirkungen im Stromsystem abbilden, die zeitliche Entwicklung der Flottenzusammensetzung im Verkehr oder die dominanten Marktmechanismen darstellen. Auf Basis der Modelle und der gemachten Annahmen (z.B. ein vorgegebener Ausbau an erneuerbarer Stromerzeugung) können dann zeitliche Entwicklungen oder andere Zielgrößen errechnet werden. Die Summe der Annahmen, das hinterlegte Modell und die Ergebnisse bilden dann ein Szenario. Aus den Szenarien können Aussagen und Informationen gewonnen werden, die wiederum als Annahmen für andere Bewertungsmethoden benötigt und eingesetzt werden, wie z.B. Anzahl der Stunden mit hoher erneuerbarer Stromerzeugung, räumliche Aufteilung der Stromerzeugung, Strommix und CO₂-Emissionen, etc.

In P2X kommt ein Kraftwerkseinsatzmodell mit Bundesland-scharfer räumlicher und stündlicher zeitlicher Auflösung zur Anwendung. Es wird angestrebt, für alle Kopernikus-Projekte einheitliche Referenzszenarien zu entwickeln. Diese Aufgabe ist noch nicht abgeschlossen und es wird daher in dem vorliegenden Dokument mit einer orientierenden Modellierung des Stromnetzes gearbeitet. Das Modell ist in den folgenden Kapiteln detailliert dargelegt.

8.1 Methodische Grundlagen

Autoren: Kay Bareiß (TUM ENS), Konrad Schönleber (TUM ENS)

Eine Einordnung des zukünftigen Beitrages und der möglichen Rahmenbedingungen für den Einsatz von PtX-Technologien ist von Annahmen über die zukünftige Entwicklung des Energiesystems abhängig. Der zugrundeliegende Zeithorizont ergibt sich aus dem Klimaschutzziel für 2050, das in Kapitel 3 ausführlich beschrieben wird. Wie in Tabelle A.3 dargelegt, orientiert sich Deutschland an dem Leitbild bis 2050 weitgehende Treibhausgasneutralität zu erreichen, vermeidet es aber an dieser Stelle konkrete Zahlenwerte zu definieren, die für eine quantitative Modellberechnung jedoch nötig sind. Weiterführend beschreibt der Klimaschutzplan 2050, dass sich an dem Bezug der deutschen Klimaschutzziele zu dem Ziel der EU die THG bis 2050 um 80 % bis 95 % zu vermeiden, im Kern nichts ändert (BMU 2016), vgl. hierzu auch die Kontroverse in Kapitel 24. Folglich wird für die quantitative Berechnung der Zielkorridor einer 80-95 %-igen THG-Reduktion bis 2050 zugrunde gelegt, wobei in diesem

Dokument zunächst der untere Grenzwert des Zielkorridors berechnet wurde. Dies wird in einer Aktualisierung dieses Dokuments um den oberen Grenzwert des erweitert.

Auf Basis dieser Zielsetzung sind verschiedenste Szenarien entwickelt worden, um das Energiesystem in 2050 zu beschreiben und Wege zur Erreichung der Ziele abzuleiten. Die Ergebnisse der Szenarien zielen auf die Beantwortung bestimmter Fragestellungen und sind dabei geprägt von den Annahmen, z.B. welche Technologien berücksichtigt werden, und dem zugrundeliegenden Modell, welches z.B. räumlich auf Ebene der Bundesländer aufgelöst ist.

Im Rahmen des vorliegenden Projektes ist eine umfassende Behandlung der PtX-Technologien im Sinne eines eigenständigen Szenarios nicht vorgesehen. Allerdings ist die technologiespezifische Bewertung, also die LCA und die techno-ökonomische Bewertung abhängig von der zukünftigen Entwicklung der Stromerzeugung. Dies gilt insbesondere unter der Annahme eines variablen Betriebs, um die fluktuierend auftretende erneuerbare Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik zu kompensieren.

Damit würden PtX-Technologien u.a. eine Systemdienstleistung zur Stabilisierung der Stromversorgung erbringen. Ein solcher Betrieb kann ggf. auch ökonomisch vorteilhaft sein, wenn Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik genutzt wird, die über dem aktuellen Bedarf hinausgehend zu niedrigen Börsenstrompreisen führen sollte, während die hohen Preise vermieden werden können. Allerdings treten die PtX-Technologien auch als zusätzlicher Verbraucher auf, so dass sie nicht unabhängig gedacht werden können.

Um eine Einschätzung über die Art und den Umfang des Beitrages von PtX-Technologien zu erhalten, wird das Verhältnis des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung aus dem Klimaschutzszenario für 2050 (Repenning u. a. 2015) zugrunde gelegt. Ohne die anderen Aspekte des Szenarios zu übernehmen, wird daraus eine Jahresdauerlinie abgeleitet, die wiederum unter dem Aspekt von zwei möglichen Betriebsweisen der PtX-Anlagen betrachtet wird:

1. Ein **systemdienlicher Betrieb**, der sich an der erneuerbaren Stromerzeugung orientiert, stabilisiert das Stromnetz und minimiert die Strombezugskosten für die PtX-Anlage. Diese Betriebsweise entspricht sowohl einem Remote-Szenario, bei dem Strom ausschließlich aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt wird, als auch dem Betrieb unter den Bedingungen einer vollständig erneuerbaren Stromversorgung.

2. Ein **kontinuierlicher Betrieb** der Anlage führt zu möglichst hohen Volllaststunden und damit zu einer Minimierung der spezifischen Kapitalkosten für das Produkt.

Da die Gesamtleistung der PtX-Anlagen in Deutschland im Betrachtungshorizont des Projekts durchaus eine systemrelevante Größe erreichen kann, ist eine isolierte Betrachtung auf der Ebene der Einzelanlage nicht ausreichend. Vielmehr ist eine Betrachtung des Gesamtsystems bestehend aus Stromerzeugungs- und PtX-Anlagen notwendig. Im Projekt wird daher eine ökonomische Optimierung dieses Gesamtsystems für Deutschland zur Ermittlung des Stromerzeugungssystems (fossiler Kraftwerkspark, Ausbau der erneuerbaren Energien) einerseits, und der Kapazität und des Betriebs der PtX-Anlagen andererseits, durchgeführt. Auf diese Weise wird die Konsistenz der Ergebnisse sichergestellt. Als Werkzeug für die beschriebene ökonomische Optimierung wird das OpenSource Optimierungstool *urbs* verwendet, das auf der Basis von stündlichen Zeitreihen aller Energienachfragen und Erzeugungszeitreihen erneuerbarer Energien optimiert (Dorfner u. a. 2017). Deutschland wird dabei regional auf Ebene der Bundesländer aufgelöst. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Optimierung für den Strommix im Jahr 2050 für eine 80 %-ige Reduktion der CO₂-Emissionen gegenüber 1990 in Deutschland im Detail dargestellt. Im weiteren Verlaufe des Projekts werden weitere Stützjahre und Emissionsannahmen in vergleichbarer Weise betrachtet. An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass das Modell nicht zum Ziel hat, vollumfassende neue eigenständige Szenarien zu erstellen, die die Entwicklung des Energiesystems möglichst realitätsnah beschreiben. Es erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, wie es bspw. für ein umfassendes Energieszenario der Fall ist, was bspw. für Zwecke der Politikberatung herangezogen wird. Vielmehr dient das Tool „*urbs*“ dazu, die Technologien im P2X-Projekt einzuordnen und die ökonomischen, ökologischen und sozialen Bewertungen zu strukturieren und auf eine gemeinsame Basis zurückzuführen, sodass die Ergebnisse vergleichbar sind. Eine detaillierte Darstellung des Modells ist in einem Technical Report verfügbar (BareiB, Schönleber, Hamacher 2018).

STROMMIX IM AUSGEHEND VOM „KLIMASCHUTZSZENARIO 2050 DER BUNDESREGIERUNG“

Aus der Studie: „Klimaschutzszenario 2050, Öko- Institut / FhG ISI“ (Repenning u. a. 2015) wurden die relativen Angaben für den Kraftwerkspark 2050 übernommen. Die Ergebnisse der Optimierung hängen stark von den gewählten Eingangsparametern ab. Der folgende Betrachtungsrahmen ist sehr stark ver-

einfacht, um Modellanpassungen während der Projektlaufzeit schnell und einfach zu implementieren. Die Optimierung stellt eine optimistische Obergrenze für PtX- Technologien dar. Innerhalb der ersten Projektphase wurden mehrere Vereinfachungen bzw. Annahmen beschlossen, die sich von der Studie grundsätzlich unterscheiden. Dies führt zu deutlichen Abweichungen und im Falle der Menge des abgeregelten erneuerbaren Stroms, zu anderen Ergebnissen führen:

- Deutschland wird als Inselsystem modelliert. Es findet kein Stromaustausch mit dem Ausland statt.
- Weitere Flexibilisierungsoptionen wie Power-to-Heat (PtH) oder Demand-Side-Management werden nicht berücksichtigt.
- Die Speicherfunktion durch eine intelligente Ladestrategie der Elektromobilität wird nicht berücksichtigt.
- Die räumliche Auflösung des Modells erfasst nur einzelne Bundesländer (eine detailliertere Auflösung würde den abgeregelten Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung reduzieren).

Abweichend von den Ergebnissen der Leitstudie führt die Modellierung mit dem OpenSource-Modell zu einem außerordentlich hohen Umfang an abgeregeltem EE-Strom (141 TWh), da ein Stromaustausch mit den Nachbarländern nicht vorgesehen ist. Das Klimaschutzszenario KS80 hingegen kommt zu einem Überschuss von nur 6 TWh, das KS 95 von 0 TWh. Auch das Review zu anderen Studien (Sternier 2015) zeigt, dass für das Szenariojahr 2050 weit niedrigere Überschüsse als 140 TWh erwartet werden (zwischen 10 und 50 TWh).

Um eine Aussage zu erhalten, welche zugleich technologieoffen in Bezug auf verschiedene PtX-Technologien ist, werden für dieses Stützjahr drei verschiedene PtX-Pfade betrachtet und mit einem Referenzfall ohne PtX-Technologien verglichen: Wasserstoffherzeugung, Herstellung synthetischer (FT-) Kraftstoffe und Produktion und Beimischung von Oxymethylenether (OME_x) in Dieselmotoren. Letzteres hat zum Ziel, den Effekt der PtX-Technologien auf das Gesamtsystem besser sichtbar zu machen. Aus der Stromerzeugungsstruktur wird ein Strommix für die PtX-Technologien abgeleitet. Die allgemeinen Grundannahmen der Szenarien sind im Folgenden aufgelistet:

- Die Bedarfe an elektrischer Energie und die installierten Kapazitäten von erneuerbaren Energieanlagen und konventionellen Backup-Kraftwerken werden aus der Referenz-Studie (Repenning u. a. 2015) entnommen.

- Es wird ein zum Großteil elektrifizierter Individualverkehr angenommen, wobei 71 % der Fahrleistung durch Batterie-elektrische Fahrzeuge (BEV) erbracht werden, in Anlehnungen an ((infas, DLR 2008), S260 ff.)⁹. Der Strombedarf der BEVs wird auf den allgemeinen Strombedarf addiert. Die Batteriespeicher der Fahrzeuge stehen dem Stromsystem vereinfachend nicht als Speicher zur Verfügung.
- Die zugelassenen CO₂-Emissionen setzen sich jeweils zusammen aus dem Sektorenziel des KS 80 der Leitstudie¹⁰ für den Energiesektor in 2050 (42.800.000 t) und einer Menge (19.900.000 t) entsprechend einer gegenüber 1990 80 %-igen Reduktion der Emissionen des Individualverkehrs.
- Die installierbare Windleistung wird nach oben durch die Annahme einer Belegung von 5 % der Landesfläche mit jeweils 20 MW/km² begrenzt. Ein Drittel der Kapazität wird dabei sehr guten Windstandorten (das beste Drittel jeder Region) zugewiesen (Starkwind). Die restlichen zwei Drittel werden vereinfachend dem mittleren Drittel zugeordnet (Schwachwind). Dabei wird derzeit der Offshore-Wind nicht explizit

ausgewiesen. Die installierbare Kapazität von Photovoltaikanlagen wird nicht begrenzt.

Mit dem Modell werden drei Anwendungsfälle betrachtet:

1. PEM-Elektrolyse mit H₂-Brennstoffzellenfahrzeugen zur Erbringung der Verkehrsleistung. In diesem Anwendungsfall wird eine kumulierte Speichergröße von 0,5 TWh in ganz Deutschland angenommen. Dadurch wird eine geringe Speicherkapazität im Vergleich zu fossilen Treibstoff unterstellt.
2. Elektrolyse mittels SOEC und anschließender Herstellung von Diesel mittels Fischer-Tropsch-Synthese und Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor zur Erbringung der Fahrleistung. Als kumulierte Speicherkapazität für den synthetischen Diesel werden 5 TWh angenommen.
3. Fossilem Treibstoff wird zu 20 % (energetisch) Oxymethylen-ether (OME_x) beigemischt und die Verkehrsleistung wird mittels Verbrennungsmotoren erbracht. Als kumulierte Speicherkapazität werden hier ebenfalls 5 TWh angenommen.

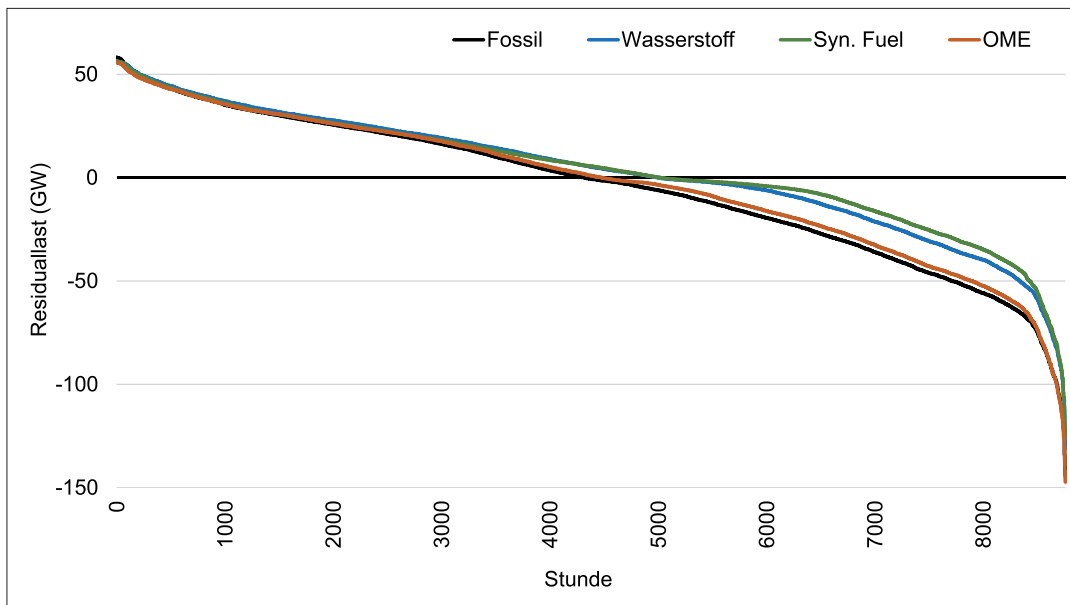


Abbildung B.1: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast für die vier betrachteten Anwendungsfälle (drei PtX-Technologien und die Referenz „Fossil“). Positive Werte stehen für Zeiten, in denen fossile Back-up Kraftwerke benötigt werden, und negative Werte für Zeiten mit erneuerbarer Überproduktion. In einer „realistischeren Betrachtung“ mit weiteren Flexibilisierungsoptionen wie PtH und Stromimport bzw. Export würde es zu keiner, oder einer wesentlich geringeren erneuerbaren Überproduktion kommen.

Quelle: Eigene Berechnung nach (Dorfner u. a. 2017).

⁹ Es wurde angenommen, dass ab Wegstrecken über 250 km keine BEV eingesetzt werden

¹⁰ (Repenning u. a. 2015), Tabelle 5-98, S.275

Im Falle der beiden letztgenannten Anwendungsfälle wird für die PtX-Prozesse CO₂ als chemisches Ausgangsprodukt benötigt. Die Verfügbarkeit von CO₂ ist nicht Teil der Optimierung. Die in den verbliebenen fossilen Kraftwerken im KS80 Szenario produzierte Menge an CO₂ ist jedoch weitaus höher als die von den PtX-Prozessen benötigten Mengen. Transporte von CO₂ zwischen fossilen Anlagen und PtX-Anlagen werden nicht berücksichtigt. Ein zentrales Ergebnis der Gesamtsystemoptimierung lässt sich anhand der geordneten Jahresdauerlinie der Residuallast darstellen, also demjenigen Anteil der Energieerzeugung, der durch fossile Kraftwerke einerseits (positive Residuallast) oder Abregelung von erneuerbaren Anlagen (negative Residuallast) aufgebracht werden muss. Die Jahresdauerlinien der Residuallast für die drei PtX-Anwendungsfälle sowie der fossile Referenzfall sind in Abbildung B.1 dargestellt.

Es ist deutlich erkennbar, dass in dem angenommenen Gesamtsystem die PtX-Technologien zu einer erheblichen Minderung der Abregelung erneuerbarer Energien beitragen können. Umgekehrt wird der Einsatz fossiler Back-up Kraftwerke durch den Einsatz der PtX-Technologien kaum erhöht, solange diese systemdienlich betrieben werden. Diese Systemdienlichkeit bedeutet natürlich im Umkehrschluss eine Verminderung der Volllaststunden der einzelnen PtX-Anlagen, was noch einmal deutlich die Bedeutung einer Gesamtsystemoptimierung im Gegensatz zu einer betriebswirtschaftlichen Optimierung auf Ebene der Einzelanlagen ergänzt. Bei letzterer würde der

Nutzen für das Gesamtsystem vernachlässigt und die Synergieeffekte zwischen PtX-Technologien und erneuerbaren Energien würden nicht erkennbar werden. Es ist jedoch zu beachten, dass die räumliche Auflösung des Modells einzelne Bundesländer erfasst. Eine detailliertere Auflösung kann die verfügbare Energiemenge aus der erneuerbare Stromerzeugung reduzieren.

Auf Basis der obigen Anwendungsfälle kann nun ein zeitgleicher Strommix für den Antrieb der PtX-Anlagen hergeleitet werden. Dabei werden als Orientierung die Anwendungsfälle mit der Herstellung von Wasserstoff und FT-Kraftstoffen verwendet, da diese zu sehr ähnlichen Ergebnissen führen und damit eine technologieoffene Basis für die weitere Modellierung in den einzelnen Clustern gegeben ist. Zur ökologischen Bewertung von Betriebsstrategien der PtX-Technologien wird in Abbildung B.2 zunächst als geordnete Jahresdauerlinie der spezifischen direkten CO₂-Emissionen des optimierten Energiesystems gezeigt.

Der relativ einfache Kurvenverlauf in Abbildung B.2 lässt eine Reihe weiterer Vereinfachungen zu, die für eine ökologische Bewertung etwa mittels „Life Cycle Assessment“ (LCA) sehr nützlich sind. Es ist unmittelbar erkennbar, dass eine flexible Anlage, die mit bis zu 3000 Volllaststunden betrieben wird, unter der Annahme einer perfekten Voraussicht und entsprechend kurzen technischen Ansprechzeiten, zu 100 % aus erneuerbaren Energien gespeist werden kann. Grund dafür ist, dass unter den getroffenen Annahmen das kostenoptimale Energiesystem für

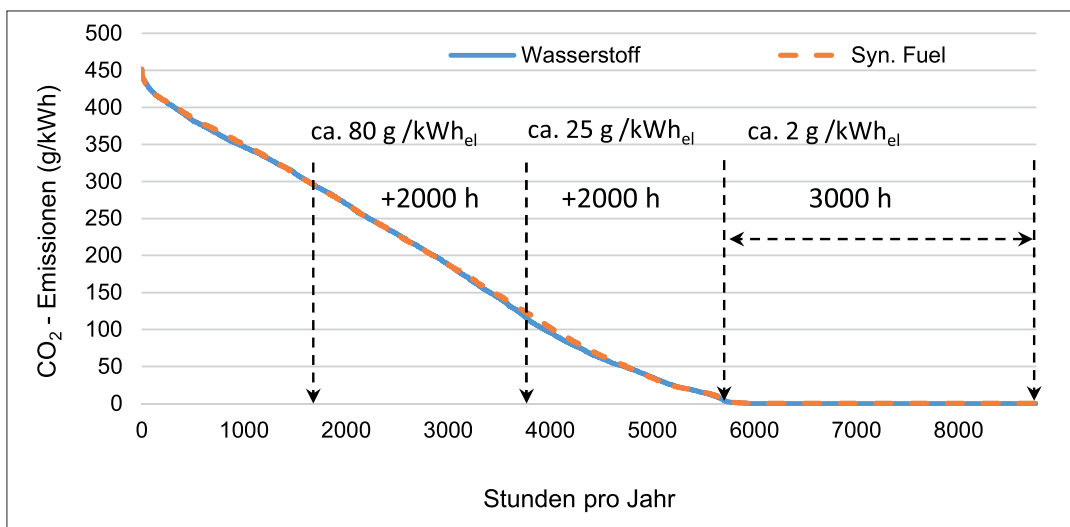


Abbildung B.2: Geordnete Jahresdauerlinie der spezifischen, direkten CO₂-Emissionen des optimierten Energiesystems. Die direkten Emissionen werden durch flexible Back-up Kraftwerke erzeugt. Unter „realistischeren Annahmen“ mit weiteren Flexibilisierungsoptionen wie PtH und Stromimport bzw. Export käme es zu einer geringeren Stundenzahl an emissionsarmen Strom, der PtX-Technologien zur Verfügung stünde.

Quelle: Eigene Berechnungen nach (Dorfner u. a. 2017).

ca. 3.000 Stunden zu 100 % mit erneuerbaren Energien versorgt wird und in diesen Zeiten keine Back-up Kraftwerke eingesetzt werden. Die erneuerbare Erzeugung setzt sich dabei zusammen aus 65 % Windenergie und 35 % Solarenergie. Der annähernd lineare Verlauf der spezifischen Emissionen in den verbleibenden Stunden des Jahres wird dann durch einen steigenden Anteil an fossilen Back-up-Kraftwerken in der zeitgleichen Stromversorgung verursacht. Für sehr seltene Extremereignisse („kalte Dunkelflaute“) wird sogar die gesamte elektrische Last durch Back-up-Kraftwerke gedeckt. In Abhängigkeit der Volllaststunden kann somit der effektive Strommix mit den Anteilen der Windkraft (W), Solarenergie (PV) und Back-up Kraftwerke (GuD) für PtX-Anlagen mit linearer Näherung berechnet werden. Die Back-up-Kraftwerke wurden dabei vereinfacht als „Gas-und-Dampf-Kraftwerke“ (GuD) mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 50 % angenommen. Daraus ergibt sich dann der Strommix für die PtX-Technologien und die entsprechenden direkten Emissionen. Die indirekten Emissionen werden im Rahmen der LCA berechnet.

1. Betriebsart: Systemdienlich

- Max. 3000 Volllaststunden
- 65 % Windenergie
- 35 % Solarenergie
- 0 g/kWh_{el} (nur direkte Emissionen)

2. Betriebsart: Kontinuierlich

- 8760 Volllaststunden
- 40 % GuD mit 60 % elektrischem Wirkungsgrad
- 39 % Windenergie
- 21 % Solarenergie
- 130 g/kWh_{el} (nur direkte Emissionen)

Die vorgestellten Ergebnisse dieser Untersuchung stellen einen ersten Entwurf unter vereinfachten Annahmen dar. In den nächsten Schritten muss die Konkurrenz gegenüber weiteren Flexibilitätsoptionen herausgestellt sowie die Begrenzung des Ausbaus von erneuerbaren Technologien weiter untersucht werden.

8.2 Spezifische Herausforderungen und Limitierungen

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Im P2X-Projekt besteht eine wesentliche Herausforderung der Szenarien darin, jene Aspekte, die für die betrachteten Technologien besonders relevant sind, in einer ausreichenden Detailtiefe zu beschreiben. Naturgemäß können Szenarien nicht allumfassend sein und setzen unterschiedliche Schwerpunkte. Folglich bewirkt die Festlegung der Schwerpunkte, der Modellstruktur und -parameter eine Begrenzung des Interpretationsspielraums für mögliche Aussagen.

Für das Energieszenario müssen unterschiedliche Funktionen und Detaillierungsgrade gegeneinander abgewägt werden. So gibt es eine Reihe an bestehenden sehr umfassenden Energieszenarien (Repenning u. a. 2015; Henning, Palzer 2015; Capros u. a. 2016), jedoch sind diese für die Zwecke der Bewertung im P2X-Projekt teilweise überdimensioniert. Zusätzlich ergibt sich dabei die Problematik, dass in den etablierten Energieszenarien der Verkehrssektor häufig nicht vollständig und der Industriesektor gar nicht abgebildet sind. Gerade bei der Sektorkopplungstechnologie PtX ist dem Vollständigkeitsanspruch mit einem Szenario, welches nur das Energiesystem abbildet, nicht Genüge getan.

Die Funktion des zugrunde gelegten Energieszenarios ist in erster Linie eine strukturierte Diskussion und erste Abschätzungen und Berechnungen zu ermöglichen, jedoch nicht die Entwicklung des gesamten Energiesystems zu analysieren oder vorherzusagen. Für diesen Zweck wurde ein vereinfachtes Modell aufgebaut, welches dem aktuellen Stand der ökologischen Bewertung gerecht wird. Der aktuelle Stand bildet demzufolge kein vollständiges Energieszenario ab, wie bspw. das Klimaschutzszenario (Repenning u. a. 2015), oder das EU Referenzszenario (Capros u. a. 2016), sondern ist als vereinfachtes Modell zu verstehen, welches in erster Linie dazu genutzt wurde Strommixe und Betriebsstrategien für die LCA bereitzustellen. Im weiteren Verlauf des Projektes wird dieses Modell erweitert und verfeinert.

Definitionen von netzdienlichem und systemdienlichem Verhalten

Infobox B.1

Netzdienlich ist ein Verhalten, wenn es aktiv dazu beiträgt, das Stromnetz zu stabilisieren und einen optimalen Betrieb sicherzustellen, beispielsweise das Bereitstellen von Regelleistung auf dem Regelleistungsmarkt (BAFA 2016b).

Systemdienlich ist ein Verhalten, wenn es dem übergeordneten Ziel der Flexibilisierung des Energiesystems beiträgt. Dazu gehört insbesondere die bestmögliche Anpassung der Stromnachfrage bzw. -erzeugung an das fluktuierende Dargebot erneuerbarer Stromerzeugung, mit dem Ziel, die Residuallast zu minimieren, beispielsweise durch variierende Strommarktpreise im viertelstündlichen Intervall (BAFA 2016b).

Die vereinfachten Annahmen (Deutschlands Stromsystem als Insel, keine Berücksichtigung weiterer Flexibilisierungsoptionen) führen zu einer erhöhten Menge an abgeregeltem erneuerbarem Strom, wie zu Beginn des vorherigen Kapitels 8.1 dargelegt wurde.

Zum aktuellen Zeitpunkt beschränkt sich die Untersuchung auf die untere Grenze (80 % THG-Reduktion gegenüber 1990) des Zielkorridors der EU. In die aktualisierte Version dieses Dokuments (Erscheinungsjahr 2019) wird auch die obere Grenze von 95 % THG-Minderung einbezogen. Zwar hat die Bundesregierung im Klimaschutzplan 2050 dargelegt, dass sich die deutsche Klimaschutzpolitik an dem Leitbild einer weitgehenden Treibhausgasneutralität bis 2050 orientiert, jedoch wird dies mit keinerlei quantitativen Zielwerten konkretisiert. Dies führt dazu, dass zum einen die qualitative Beschreibung „weitgehend“ Spielraum für Interpretationen zulässt und zum anderen, keinen Zahlenwert liefert, der für Berechnungen verwendet werden kann. Mit dem Verweis, dass sich das Klimaschutzziel der Bundesregierung weiterhin auf die Ziele der EU einer THG-Minderung von 80-95 % bezieht (BMU 2016, S. 28), wurde dieser Zielkorridor zugrunde gelegt. Dabei ist allerdings auch festzuhalten, dass die Betriebsstrategie der systemdienlichen Fahrweise (100 % EE-Strom) bereits jetzt einen soliden Einblick in die ökologische Performance der PtX-Anlagen unter einer vollständig erneuerbaren Energiezufuhr gibt, was dem Leitbild der Bundesregierung bis 2050 weitgehend klimaneutral zu sein entspricht.

Eine Limitierung, welche sich aus dem systemdienlichen Betriebsmodus ergibt, ist die Annahme einer gänzlichen Voraussetzung, welche in der Realität kaum gegeben ist. Die errechnete Laufzeit von 3000 Volllaststunden mit 100 % EE-Strom fällt in der Realität nicht am Stück an, sondern räumlich und zeitlich verteilt. Diese erste Einordnung unterschlägt, dass sowohl für den Vergleich von Einzelanlagen als auch für eine Gesamtsystembetrachtung eine regionale und zeitliche Auflösung wichtig ist, um den Beitrag der Technologien im Energiesystem zu beurteilen.

9. Techno-ökonomische Analyse

Im Folgenden werden zunächst einige grundsätzliche Überlegungen hinsichtlich einer techno-ökonomischen Analyse dargelegt, um so die wichtigsten Einflussfaktoren auf die Kostenbildung zu identifizieren. Im Anschluss wird die methodische Grundlage für eine detaillierte techno-ökonomische Analyse erläutert. Ergebnisse der detaillierten Analyse werden jedoch erst in der aktualisierten Version dieses Dokumentes (2019) zur Verfügung gestellt.

9.1 Erste Überlegungen und Identifizierung relevanter Einflussfaktoren der Kostenstruktur PtX-Energieträger

Autor: Florian Ausfelder (DECHEMA)

Die Produktion von PtX-Energieträgern ist energetisch gegenüber dem fossilen Energieträger benachteiligt, da die Energie unter Umwandlungsverlusten in den PtX-Energieträger eingebracht werden muss, die der fossile Energieträger bereits enthält.

Eine allgemeine Abschätzung der Produktionskosten ist nur schwer möglich, da sich diese für jede Verfahrenskette deutlich unterscheiden und daher auch ein aktives Forschungsthema des P2X-Projektes darstellen. Einige Aspekte, die nicht unberücksichtigt bleiben dürfen, sind nachfolgend dargestellt.

INVESTITIONSKOSTEN

Sämtliche stofflichen PtX-Verfahrensketten sind nicht nur energie- sondern auch kapitalintensiv. Es werden Elektrolyseanlagen und je nach Ausgestaltung der folgenden Prozesskette, beträchtliche Investitionen in verfahrenstechnische Anlagen und in die Peripherie fällig. Dabei gibt es verschiedene Prognosen, wie stark sich die Kosten für Elektrolyseure in Zukunft entwickeln werden. Im Bereich der verfahrenstechnischen Anlagen und der Peripherie war in der Vergangenheit keine große Kostendegression mehr zu beobachten. Allgemein gilt, je länger die Prozesskette, desto höher sind die Investitionskosten. Da jedoch mit jedem weiteren Prozessschritt eine zusätzliche Wertschöpfung verbunden ist, kann dies dennoch sinnvoll sein. Der Höhe der spezifischen Investitionskosten je Produkteinheit hängt auch wesentlich von dem Abschreibungszeitraum der Anlage und der Gewinnerwartung der Investoren ab.

ECONOMY-OF-SCALE

Die Dimensionierung der Anlage und ihrer Komponenten spielt eine wesentliche Rolle bei der Minimierung der spezifischen Produktionskosten. Im Allgemeinen sind die Möglichkeiten, Einsparungen wie z.B. durch verbesserte Wärmeintegration zu erreichen, für große Anlagen eher gegeben als für kleine. Gleichzeitig ist die Elektrolyse ein Oberflächenprozess und eine Erhöhung der Produktionskapazität ist nach Erreichen der maximalen Zellgröße nur durch ein Numbering-up, d.h. durch eine Vervielfachung der Elektrolysezellen, möglich. Dies ist ein prinzipieller Nachteil gegenüber Volumenprozessen, deren Produktionskapazität in der dritten Potenz skaliert und nicht mit der zweiten Potenz. Auch sind in Oberflächenprozessen im Allgemeinen geringere Einsparungen in der Peripherie zu erwarten, da ein erheblicher Aufwand in der Anbindung der einzelnen Zellen bestehen bleibt.

VERSORGUNG MIT ERNEUERBAREM STROM

Ein kontinuierlicher Betrieb der stofflichen PtX-Produktionsanlagen setzt einen entsprechenden Ausbau an erneuerbarer Stromerzeugung, zusätzlich zu dem bisher geplanten Ausbau

im Rahmen des Stromsystems, voraus. Selbst wenn es sich um dezidierte Anlagen für die Verwendung des Stroms für die PtX-Anlagen handelt, d.h. es fallen keine Netzentgelte, EEG-Umlage etc. an, gehen die Bereitstellungskosten für den Strom als „Rohstoffkosten“ in die Kalkulation der spezifischen Produktionskosten ein. Wird stattdessen eine reguläre Netzanbindung bevorzugt, um z.B. die Anlage auch für eine Flexibilitätsbereitstellung zu nutzen, fallen reguläre Strompreise zzgl. Umlagen und Steuern an.

CO₂-ABTRENNUNG

Für kohlenstoffhaltige PtX-Produkte wird eine Kohlenstoffquelle benötigt. Diese wird in vielen Fällen eine CO₂-Quelle sein. Mit Ausnahme ganz weniger Prozesse, in denen ausschließlich CO₂ anfällt oder die Folgeprozesse von den Nebenprodukten unbeeinträchtigt sind (bspw. direkte Methanisierung von Biogas), muss CO₂ abgetrennt und ggf. aufbereitet werden. Für die großtechnische Abtrennung aus Industrieabgasen ist aktuell die Aminwäsche State-of-the-Art. Für die Ströme aus Biogasanlagen wird die Druckwechseladsorption eingesetzt. Die neu aufgekommene Abtrennung aus der Luft setzt auf eine Absorption an einem festen Trägermaterial.

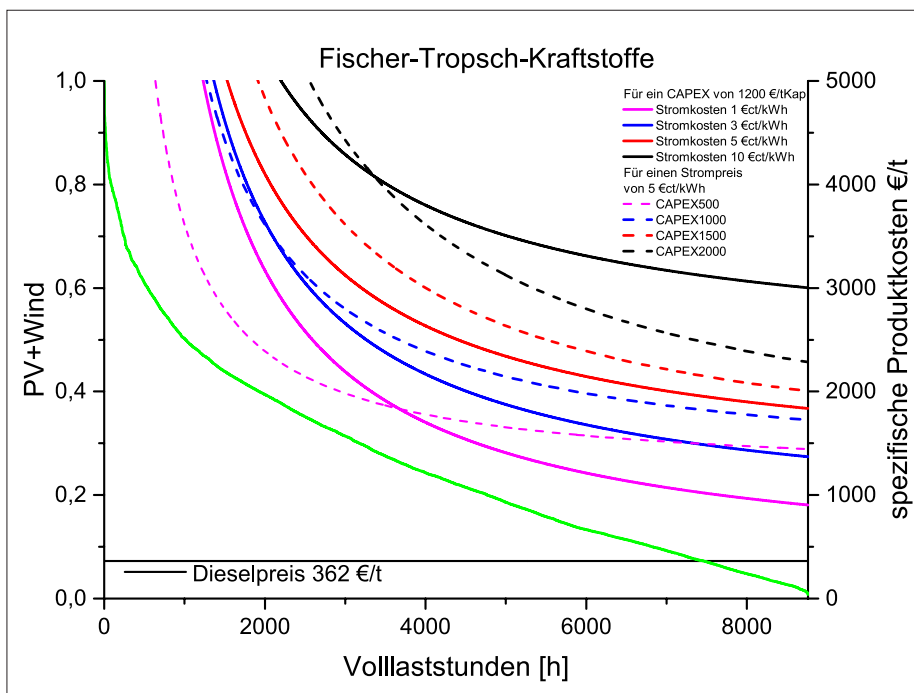


Abbildung B.3: Abhängigkeit der spezifischen Produktionskosten für Fischer-Tropsch Kraftstoffe von den Stromkosten und den Kapitalkosten (10 Jahre Abschreibung, 6 % Verzinsung). Eigene Berechnungen. Dieselpreis abgeleitet als Durchschnitt für 2016 aus MWV-Statistik ohne Steuern, inkl. Deckungsbeitrag (MWV 2018).

INFRASTRUKTUREN

PtX-Anlagen benötigen eine Einbindung in eine Versorgungsinfrastruktur. Hierzu zählt neben der Strom- und ggf. Wärmeversorgung auch die Bereitstellung von geeignetem Wasser für die Elektrolyse und die Aufarbeitung des anfallenden Prozesswassers, die Versorgung mit CO₂ und ein entsprechendes Gashandling sowie die Logistik für das Produkt. Dieser Kostenparameter ist extrem standortabhängig und existierende Standorte mit einer entsprechenden Infrastruktur, z.B. Raffineriestandorte, werden hier Kostenvorteile generieren können.

BETRIEBSSTRATEGIE

Aus Sicht einer Minimierung der spezifischen Produktionskosten ist eine möglichst kontinuierliche Betriebsweise der gesamten Prozesskette anzustreben. Andererseits ist die Versorgung

mit erneuerbar erzeugtem Strom, wenn dieser nicht vorher beispielsweise mit Batterien verstetigt wird, fluktuierend und intermittierend, was einer kontinuierlichen Produktion unter Volllast entgegensteht. Eine Reduzierung der Volllaststunden führt unweigerlich zu einem Anstieg des Anteils der Kapitalkosten in den spezifischen Produktionskosten. Auf der anderen Seite besteht bei einer diskontinuierlichen Fahrweise prinzipiell die Möglichkeit, zusätzliche Erlöse für systemdienliche Fahrweise oder das Anbieten von Flexibilität zu erschließen.

Abbildung B.3 zeigt die relative Bedeutung einiger der oben angesprochenen Aspekte für den fiktiven Fall einer PtX-Produktionsanlage zur Herstellung eines Fischer-Tropsch Kraftstoffes auf. Eine Variation des angenommenen Strompreises hat einen erheblichen Einfluss auf die spezifischen Produktkosten (durchgezogene Linien, rechte y-Achse). Daneben zeigt die Variation der Kapitalkosten die Sensitivität der Produktkosten hinsichtlich dieses Parameters (gestrichelte Linien). In jedem Fall steigen die spezifischen Produktionskosten mit abnehmenden Volllaststunden deutlich an. Die durchgezogene grüne Linie stellt den

Verlauf die Stromeinspeisung aus Windkraft und Photovoltaik in Deutschland aus dem Jahr 2011 dar. Ein fluktuierender Betrieb ausschließlich auf Basis der erneuerbaren Stromerzeugung würde sich an einem solchen Profil ausrichten.

Nach heutigem Stand des Wissens ist die Kostenreduktion für PtX-Produkte eine der wesentlichen Herausforderungen, insbesondere da PtX-Produkte zumindest für einen Übergangszeitraum in direktem Wettbewerb mit den entsprechenden fossilen Energieträgern stehen werden, deren externe Effekte unzureichend in der Preisgestaltung berücksichtigt sind.

Um die Größenordnung der Herausforderung abzuschätzen, stellt Tabelle B.2 den jeweiligen Beitrag zu den Produktionskosten als Faktor der aktuellen Produktbeschaffungskosten für Diesel dar (MwV 2018).

Tabelle B.2: Abschätzung des Einflusses verschiedener Positionen auf die Gesamtkosten ausgedrückt als Vielfaches des Dieselpreises von 2016.

Kostenposition	Angenommene Kostenbereiche	Kosten im FT-Kraftstoff	Faktor in Bezug auf Dieselpreis (2016) 362 €/t (MwV)	Anmerkungen
CO ₂ -Abtrennung Aminwäsche	20-40 €/tCO ₂	63-126 €/t FT	0,17-0,35	1 t FT Kraftstoff benötigt 44/14 t CO ₂
CO ₂ -Abtrennung PSA	40-100 €/tCO ₂	126-314 €/t FT	0,35-0,87	1 t FT Kraftstoff benötigt 44/14 t CO ₂
CO ₂ -Abtrennung DAC	60-600 €/tCO ₂	189-1886 €/t FT	0,52-5,21	1 t FT Kraftstoff benötigt 44/14 t CO ₂
Strombedarf Elektrolyse	20-100 €/MWh	605-3025 €/t FT	1,67-8,36	Gesamteffizienz 0,392 (Wagemann, Ausfelder 2017)
CAPEX (Volllast)	500-2000 €/tKap	80-320 €/t FT	0,22-0,88	Gesamte Prozesskette, Abschreibung über 10 Jahre mit 6 % Verzinsung
CAPEX (Diskontinuierlicher Betrieb)	8760-1000 h	200-1752 €/t FT	0,55-4,87	1250 €/tKap
Wartung	2-5 % des CAPEX	10-100 €/t FT	0,03-0,28	Annahme

9.2 Methodische Grundlagen des Life Cycle Costing

Autoren: *Andreas Patyk (ITAS), Dominik Poncette (ITAS), Ömer Yildirim (tk IS)*

Orientiert an der Berechnung von Stromgestehungskosten (LCOE – engl. Levelized Cost of Electricity) werden in diesem Projekt für PtX-Kraftstoffe und -Chemieprodukte die Produktgestehungskosten (LCOX) ermittelt. Die gewählte Vorgehensweise ist gut geeignet, Anlagen und Prozessketten mit verschiedenen Kostenstrukturen zu vergleichen. Sie ist jedoch nicht geeignet, die Wirtschaftlichkeit der analysierten Prozesse zu bewerten, da mögliche Einnahmen nicht betrachtet werden (Zapf 2017).

Die Berechnung erfolgt auf Basis der Kapitalwertmethode und wird durch Gleichung (1) beschrieben (IEA, NEA 2010).

$$LCOX = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{Investitionskosten_t + Betriebskosten_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{Produktionsmenge_t}{(1+i)^t}} \quad (1)$$

Investitionskosten_t Investitionsausgaben im jeweiligen Jahr [€]
Die Investitionskosten umfassen alle Ausgaben, die zur Beschaffung oder ggf. Wiederbeschaffung einer Anlage oder eines Anlagenteils anfallen.

Betriebskosten_t Betriebskosten im jeweiligen Jahr [€]
Die Betriebskosten umfassen alle Ausgaben, die für den Betrieb der Anlage anfallen.

$(1+i)^t$ Diskontierungsfaktor [–]

n Lebensdauer der Anlage

t Zeitpunkt [a]

ERMITTLUNG DER INVESTITIONSKOSTEN

Aufgrund der divergierenden Entwicklungsstände (TRL) – auch innerhalb – der zu bewertenden Prozessketten ist die Anwendung einer einheitlichen Methodik der Investitionskostenschätzung äußerst herausfordernd. Grundsätzlich werden zwei Ansätze unterschieden:

Die Kapazitätsverfahren basieren auf Produktionsleistungen oder spezifischen Größen (sog. „charakteristische Größe“), die von der Produktionsleistung abgeleitet sind (z.B. elektrische Leistung von Elektrolyseuren). Diese Verfahren werden üblicherweise für die Er-

mittlung von Orientierungswerten in frühen Phasen der Anlagenplanung angewendet (Hirschberg 1999).

Die Strukturverfahren basieren auf den Kosten der Hauptkomponenten, die durch erfahrungsbasierte Zuschlagsfaktoren ergänzt werden (Hirschberg 1999).

Für die übergreifende Investitionskostenschätzung werden in diesem Projekt Strukturverfahren angewendet. Die Ermittlung der Kosten für die Hauptkomponenten erfolgt über die Kapazitätsverfahren.

Konkret umfasst die Investitionskostenschätzung folgende Schritte:

- Unterteilung der Prozesskette in definierte Verfahrensschritte
- Bestimmung der Hauptkomponenten für jeden Verfahrensschritt
- Abschätzung der Investitionskosten der Hauptkomponenten (Apparatekosten): Je nach Datenverfügbarkeit, z.B. unter Verwendung von Kosteninformationen von Vergleichsanlagen, die mit Degressionsexponenten kapazitätsbezogen skaliert werden, oder anhand spezifischer Kosten (bspw. €/MW_{Leistung}).
- Erfassung übriger Aufwendungen: Auf die Apparatekosten werden Zuschlagsfaktoren für übergeordnete Aufwendungen, wie z.B. Rohrleitungen, Fundament, Infrastruktur etc., aber auch Kosten für die Planung aufgeschlagen.

Die Fehlerbandbreite der Kapazitätsverfahren wird in der einschlägigen Literatur (bspw. (Hirschberg 1999) oder (Peters, Timmerhaus, West 2003)) +/- 30 – 50 % angegeben. Da die zurzeit verwendeten Kostendaten für die Hauptkomponenten in dieser Projektphase hauptsächlich aus der Literatur und nicht aus Projektdaten stammen, ist tendenziell von einer noch höheren Bandbreite auszugehen.

ERMITTLUNG DER BETRIEBSKOSTEN

Die Betriebskosten werden – kongruent zur LCA – auf Basis von Material- und Energiestrommodellen bestimmt. Anhand derer wird der Bedarf der jeweiligen Verfahrensschritte ermittelt. Hier werden für eine erste Abschätzung lediglich die Hauptkomponenten erfasst. Im idealisierten PtX-Fall werden also lediglich die Kosten für Elektrizität, Kohlendioxid, Wasser und ggf. Biomasse berücksichtigt.

Die Wartungs- und Instandhaltungskosten der Hauptkomponenten werden anhand eines sogenannten Instandhaltungsgrades, eines Zuschlagsfaktors auf die Komponentenkosten, ermittelt. Sie sind somit direkt abhängig von den Investitionskosten.

Generell nicht berücksichtigt sind u.a. Kosten für Hilfsstoffe und Personal. Begründete Annahmen dazu sind auf dem gegenwärtigen TRL nicht zu treffen.

Die Unsicherheiten bewegen sich daher in der gleichen Größenordnung wie für die Investitionskosten angegeben.

ALLGEMEINE ANNAHMEN

Um die eingangs beschriebenen LCOX zu bestimmen, sind einige allgemeine Annahmen zu treffen. Die folgenden Annahmen gelten für alle Prozessketten gleichermaßen, was deren Unsicherheit relativiert. Als Folge ergeben sich, zumindest bezüglich wichtiger Rahmensetzungen, untereinander vergleichbare Ergebnisse.

Folgende allgemeine Annahmen gelten für alle Wertschöpfungsketten:

- Die Lebensdauer der Anlagen und Komponenten beträgt 25 Jahre. Ersatzinvestitionen sind nicht berücksichtigt.
- Der für die Diskontierung verwendete Zinsfuß beträgt 5 %.
- Die Anlagenverfügbarkeit liegt bei 90 %.

Allgemeine Annahmen und Quellen zu Betriebsstoffen und Energie:

- Der Strompreis beträgt 0,05 €/kWh (Brynolf u. a. 2018).
- Die Kosten für Frischwasser betragen 1 €/t.
- Die Kosten des eingesetzten Kohlendioxids sind in Tabelle B.3 dargestellt.

9.3 Spezifische Herausforderungen und Limitierungen der techno-ökonomischen Analyseverfahren

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Eine Abschätzung auf Basis heutiger Kosten ermöglicht eine Einschätzung der ökonomischen Wettbewerbsfähigkeit einer Technologie relativ zu den aktuell existierenden Referenztechnologien. Die Wettbewerbsfähigkeit ist dann gegeben, wenn die neue Technologie gleiche oder geringere Kosten aufweist, als die etablierten Technologien. Für die etablierten Technologien sind die Kostenstrukturen bekannt und können ausgewiesen werden. Die neuen Technologien weisen in der Regel andere Kostenstrukturen auf (z.B. stärkere Abhängigkeit von den Strombezugskosten, dafür geringere Abhängigkeit von den Kosten für fossile Energieträger). Durch eine Sensitivitätsanalyse können Aussagen getroffen werden, welche technischen

Tabelle B.3: CO₂-Preisannahmen

Herkunft	Preis	Quelle / Anmerkung
Biogas	0,06 €/kg	eigene Abschätzung auf Basis von (FNR 2014)
Direct Air Capture (DAC)	Quelle: 0,6 €/kg 0,1 €/kg Rechenwerte: 0,5 €/kg 0,2 €/kg	Quelle (Climeworks AG 2018a); Bezug heute und 2025/30 Rechenwerte: eigene Abschätzungen für nahe Zukunft (Basis) und 2025/30 (Variante) Annahme: \$:€ = 1:1
Industrielle Herstellung (Nebenprodukt)	0,002 bis 0,02 €/kg	Bandbreite in (Global CCS Institute, Parsons Brinckerhoff 2011); Schwache Datengrundlage
unspezifisch	0,03 €/kg	(Brynolf u. a. 2018)

Aspekte der neuen Technologie das größte Potenzial zur Kostenreduzierung und damit zur Annäherung an die Wettbewerbsfähigkeit haben. Des Weiteren können durch diese „top-down“ Betrachtung Grenzwerte angegeben werden, die erreicht werden müssen, damit eine neue Technologie gegenüber einer etablierten Technologie konkurrenzfähig ist. Diese Grenzwerte können als obere oder untere Grenzen angegeben werden, z.B. die Investitionskosten dürfen 50 Mio. € für eine Anlage nicht übersteigen oder eine Wettbewerbsfähigkeit ist erst für einen Strompreis unter 2 €/ct/kWh gegeben.

Eine techno-ökonomische Bewertung ist ein „Bottom-Up“ Verfahren und basiert auf einer Simulation des betrachteten Prozesses und davon ausgehend auf der Berechnung der Kosten. Für die Simulation (z.B. in einem Prozesssimulationsprogramm wie Aspen) muss ein vollständiges Verfahrenskonzept aufgestellt werden. Die Genauigkeit der Kostenabschätzung liegt bei ca. +/- 30 %. Etablierte Verfahren können gut beschrieben werden. Für neue Verfahren steigt die Zuverlässigkeit der Bewertung mit dem Technology Readiness Level (TRL) (s.u.) der neuen Technologie an.

10. Life Cycle Assessment

Die Lebenszyklusanalyse (englisch: Life Cycle Assessment, LCA) ist eine integrierte Methode zur Bewertung der ökologischen Nachhaltigkeit eines Produktes oder Verfahrens relativ zu einer Referenz. Die Ergebnisse werden in Form von Indikatoren dargestellt, jeweils bezogen auf die relevante funktionale Einheit (z.B. Tonne Produkt oder MJ Energiemenge). Für die Durchführung einer LCA werden sogenannte Bilanzgrenzen (Systemgrenzen) gezogen, die jene Bereiche definieren, die in der Analyse berücksichtigt werden und damit den Interpretationsrahmen der Ergebnisse festlegen. Die Berechnungen der LCA beruhen auf einem „Bottom-Up“ Ansatz, in dem alle relevanten Energie- und Materialströme einer bestehenden Prozessstruktur bilanziert werden. Die Methodik ist durch Normen (DIN EN ISO 14040, 14044) standardisiert und erfolgt auf Basis von generischen Datensätzen, die hier um neue Datensätze aus der Technologieentwicklung ergänzt werden. Die Berechnungen erfolgen mit kommerziell oder öffentlich verfügbaren Programmen.

10.1 Methodische Grundlagen

Autorin: Hanna Dura (DECHEMA)

Das für die PtX-Technologien durchgeführte LCA beruht auf den ISO Standards 14040 und 14044 (Norm DIN EN ISO 14040:2009-11 2009; Norm DIN EN ISO 14044:2018-05 2018). Als Teil der Roadmap sollen die Ergebnisse der LCA die Einflussfaktoren (bspw. Strommix, verwendete Materialien, Auslastungsgrade, usw.) auf die ökologische Performance der PtX-Technologien aufzeigen und sowohl untereinander, als auch mit den entsprechenden konventionell hergestellten Pendanten verglichen werden. Auf Technologieebene dienen die Ergebnisse der LCA den Technologieentwicklern als Hilfestellung, die Technologie möglichst ökologisch nachhaltig weiterzuentwickeln. Im übergeordneten Vergleich ist der ökologische Impact wichtig für den Entscheidungsprozess, welche der Technologien am vielversprechendsten sind, zu einer nachhaltigeren Energiewirtschaft beizutragen. In den folgenden Textabschnitten werden die in der LCA getroffenen Annahmen und grundlegende methodische Herangehensweise ausführlich dargelegt und ist somit als Hilfestellung zur Interpretation der in Teil C dargelegten Zwischenergebnisse zu verstehen.

DATENGRUNDLAGE

Grundlage für die Referenzprozesse, generische Prozesse, sowie Hintergrundprozesse (bspw. Herstellung, Betrieb und Rückbau der stromerzeugenden Kraftwerke) ist die Ecoinvent Datenbank V. 3.3/3.4, sowie die GaBi-Datenbank. Die Energie- und Stoffstromdaten für die Modellierung der neuen PtX-Prozesse basieren zum überwiegenden Teil auf Simulationen und Experimenten, die ggf. durch Sekundärquellen ergänzt wurden. Die Sachbilanzdaten¹¹ basieren teilweise auf Einzel- und Laborversuchen sowie Simulationsrechnungen und Zukunftsabschätzungen. Die vorgenommenen Skalierungen von bspw. Laboreinrichtungen auf kommerzielle Anlagen unterliegen entsprechenden großen Unsicherheiten hinsichtlich Skaleneffekten, Lernkurven etc.

SYSTEMGRENZEN

Für alle modellierten Wertschöpfungsketten wird zunächst die Bereitstellung des Produktes modelliert, d.h. im Falle des chemischen Feedstocks sind die Bilanzgrenzen eine Cradle-to-Gate

¹¹ Die Sachbilanz umfasst die Zusammenstellung und Quantifizierung der Inputs und Outputs des jeweiligen betrachteten Produktes im Verlauf seines Lebensweges. Bilanziert werden auf der Inputseite die Materialmassen- und Energieströme sowie auf der Output-Seite die Produkte, sowie Emissionen.

Analyse, während die Analysen für die synthetischen Kraftstoffe einer Well-to-Tank Analyse gleichzusetzen sind. Grundsätzlich umfassen die Systemgrenzen zum gegenwärtigen Zeitpunkt nur den Betrieb der Anlagen, nicht jedoch deren Bau, die benötigte Infrastruktur, Transportaufwendungen oder den Rückbau. In Einzelfällen wurden hierzu jedoch erste Abschätzungen getroffen, die den einzelnen Kapiteln zu entnehmen sind. Die Bereitstellung von Materialien, Vorprodukten und Energieträgern ist ab der Ressourcenentnahmestelle modelliert. Dies ist in Abbildung B.4 schematisch für alle bewerteten Wertschöpfungsketten dargelegt. Detailliertere Beschreibungen sind den einzelnen Kapiteln Teil C zu entnehmen.

Die noch sehr engen Systemgrenzen, welche praktisch nur den Betrieb der PtX-Anlagen berücksichtigen, können somit nicht das Gesamtbild der Umweltauswirkungen wiedergeben, jedoch bereits erste Tendenzen aufweisen.

MODELLIERUNGSANNAHMEN DER CO₂-QUELLEN

Die in diesem Dokument präsentierten Zwischenergebnisse der Analysen berücksichtigen den benötigten Energieaufwand für die Abtrennung und ggf. nötige Aufreinigung und Verdichtung des CO₂. Muss das CO₂ vom eigentlichen Produkt ohnehin abgetrennt werden, wie es bei der Ammoniakherstellung und den Biogasanlagen (bei Einspeisung ins Erdgasnetz) der Fall ist, so werden die Aufwendungen für die Abtrennung dem eigentlichen Produkt zugeschlagen und das CO₂ als „Abfallprodukt“ behandelt, sodass es ohne ökologischen Rucksack aus der Abtrennung kommt. Weitere Verarbeitungsschritte, wie bspw. Aufreinigung oder Verdichtung des CO₂, die nötig sind, um das Gas für die Folgeprozesse nutzbar zu machen, werden dem CO₂ aufgerechnet. Da die einzige Funktion der DAC-Anlagen die Abscheidung von CO₂ aus der Umgebungsluft ist, sind sämtliche Aufwendungen dem CO₂ zuzuschlagen.

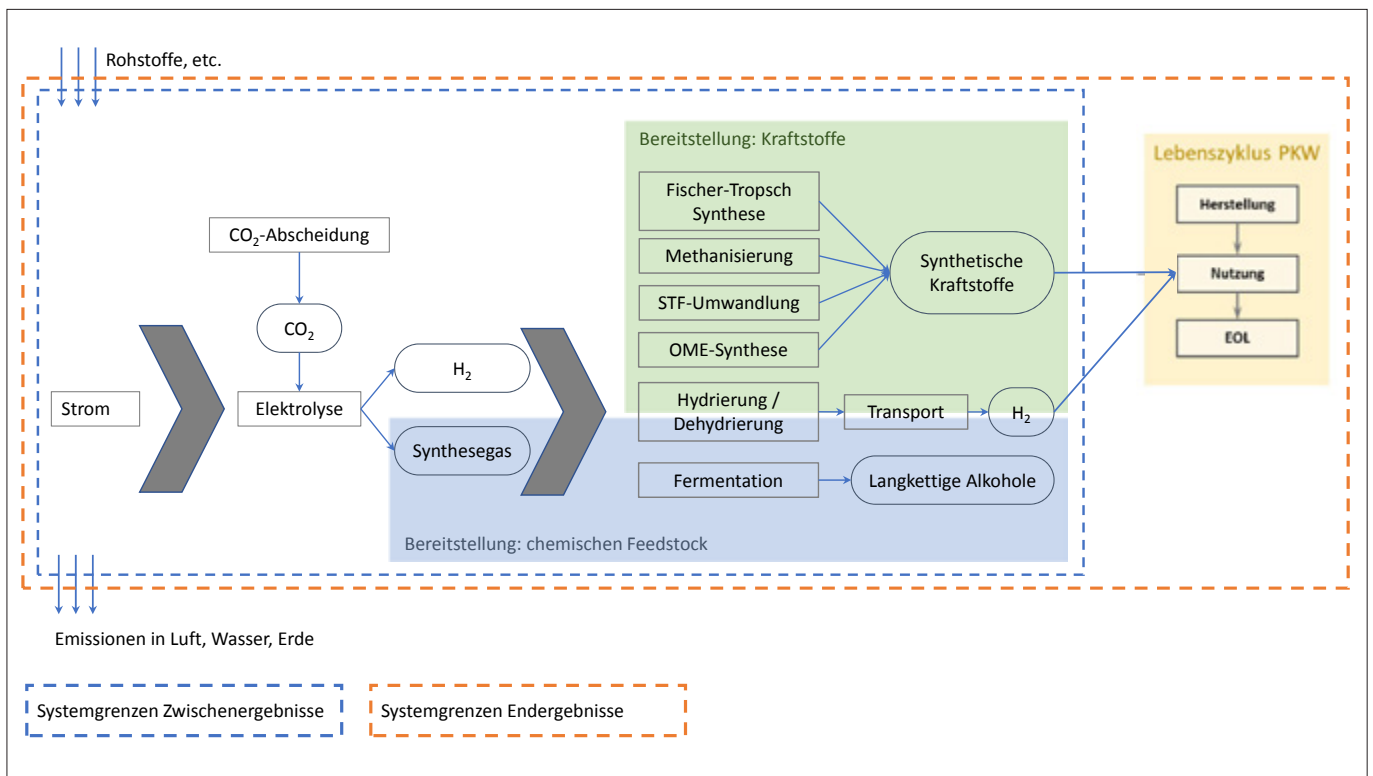


Abbildung B.4: Übersicht über die generellen Systemgrenzen der durchgeführten LCA für den chemischen Feedstock und die Bereitstellung synthetischer Kraftstoffe. Für die Zwischenergebnisse (in diesem Dokument) ist der Lebenszyklus der PKW nicht enthalten und somit nur die Bereitstellung der Kraftstoffe modelliert. Gegenwärtig ist auch die Phase des Baus und Rückbaus der PtX-Anlagen nicht enthalten. In der aktualisierten Version des Dokumentes, mit den Endergebnissen, wird der gesamte Lebenszyklus der Fahrzeuge, sowie der Bau und Rückbau der PtX-Anlagen einbezogen. Folglich geben die Ergebnisse der hier durchgeführten Analysen lediglich Tendenzen wieder.

CUT-OFF REGELN

Die cut-off-Regeln sind die Kriterien nach denen geregelt wird, welche Energie- oder Materialflüsse berücksichtigt werden. Grundsätzlich sind innerhalb der definierten Systemgrenzen alle für den jeweiligen Prozess relevanten Flüsse modelliert worden. Individuelle Anpassungen oder Expertenschätzungen sind den einzelnen Kapiteln in Teil C zu entnehmen.

FUNKTIONELLE EINHEIT

Die Umweltauswirkungen der LCAs beziehen sich auf eine feste Einheit des Produktes, d.h. die Ergebnisse werden bspw. in kg CO₂-Äquivalenten pro bereitgestelltes kg Produkt (kg CO₂-Äq./kg Produkt) ausgedrückt. Diese funktionelle Einheit bezieht sich für den chemischen Feedstock auf 1 kg bereitgestelltes Produkt und im Falle der synthetischen Kraftstoffe auf 1 MJ bereitgestellten Kraftstoff.

ALLOKATION UND MULTIFUNKTIONALITÄT

In den Hintergrund-Prozessen, die der LCA-Datenbank Ecoinvent entnommen wurden, wird bei Multifunktionalität eine Allokation nach ökonomischen oder physikalischen Kriterien (Preis, Masse oder Energiegehalt) durchgeführt. D.h. stellt ein Prozess zwei Produkte her, so wird jedem dieser Produkte ihrer produzierten Menge (bspw. kg) anteilig die Emissionen zugerechnet.

Eine Allokation des als Rohstoff genutzten CO₂ wird vor dem Hintergrund der in Kapitel 23.1 beschriebenen Kontroverse nicht vorgenommen. Aus diesem Grund wird das als Rohstoff genutzte CO₂ als Negativemission gesondert ausgewiesen und nicht direkt dem Produkt zugerechnet.

GEOGRAPHISCHER RAHMEN

Geographischer Bezugsraum ist Deutschland. Weltweit gehandelte Güter, z.B. Metalle, werden mit global-repräsentativen generischen Datensätzen bewertet.

WIRKUNGSABSCHÄTZUNG

Die Wirkungsabschätzung wird auf Midpoint Ebene durchgeführt, Tabelle B.4 gibt eine Übersicht über die ausgewählten Indikatoren, die bis zum Ende der Projektlaufzeit zur ökologischen Bewertung herangezogen werden. Die aktuellen Zwischenergebnisse sollen einen ersten Einblick in die lebenszyklusbezogenen THG-Emissionen (THG_{LCA}) und zusätzlich des kumulierten Energieaufwandes (KEA) geben. Der KEA wird häufig als eine Art „Screening Indikator“ verwendet, da hier zu anderen Wirkungskategorien, wie THG_{LCA}-Emissionen oder Ressourcennutzung eine direkte oder indirekte Verbindung besteht, die eine erste grobe Einschätzung erlaubt. In einzelnen Fällen konnte bereits eine Abschätzung hinsichtlich der kritischen Rohstoffe vorgenommen werden. Grundsätzlich wird die ReCiPe Methode (Huijbregts u. a. 2017) angewandt. Lediglich Land Use, sowie

Tabelle B.4: Übersicht über die gewählten Impact-Indikatoren und die Wirkungsabschätzungsmethodik. Fett gedruckte Indikatoren sind in der aktuellen Version berücksichtigt. Die übrigen Indikatoren werden im folgenden Dokument betrachtet.

Indikator	Methodik
Lebenszyklusbezogene Treibhausgasemissionen (THG_{LCA})	ReCiPe
Kumulativer Energieaufwand (KEA)	Nach VDI 4600 (vgl. Infobox B.2)
Partikelemissionen	ReCiPe
Bildung von fotochemischem Ozon	ReCiPe
Flächenbedarf	Inventarbasis
Ressourcenverbrauch, fossil	ReCiPe
Ressourcenverbrauch, Metall	ReCiPe
Kritische Rohstoffe	Inventarbasis, Abgleich mit Liste der von der EU als kritisch eingestuft Rohstoffe

die Verwendung kritischer Rohstoffe wird auf Inventarbasis analysiert werden, da letztere über die Methodik der LCA nicht separat ausgewiesen werden können (Mancini u. a. 2015; Chapman u. a. 2013). Aus diesem Grund erfolgt ein Abgleich mit der von der EU Kommission als kritisch eingestuften Rohstoffe auf Inventarbasis (Chapman u. a. 2013). Die Europäische Kommission erneuert in regelmäßigen Abständen die Liste der kritischen Materialien. Diese sind abhängig von mehreren Parametern. Die wichtigsten hierbei sind:

- Die Bedeutung des Materials für die Wirtschaft der EU hinsichtlich der Kosten einer Substitution des Materials (SIEI Index).
- Die Versorgungssicherheit durch die liefernden Regionen in Abhängigkeit der Entwicklung der jeweiligen Regierung sowie der Handelsleistung.

Günstige Substitutionsmöglichkeiten oder Wiederaufbereitung dieser kritischen Rohstoffe haben einen risikomindernden Effekt auf deren Bewertung in dem betrachteten Lebenszyklus.

Die lebenszyklusbezogenen Treibhausgasemissionen (THG_{LCA}) gibt Aufschluss über den relativen Beitrag eines emittierten Gases zum Treibhauseffekt, also die mittlere Erwärmungswirkung der Erdatmosphäre über einen bestimmten Zeitraum (in der Regel 100 Jahre). Es gibt damit an, wie viel eine festgelegte Masse eines Treibhausgases im Vergleich zur entsprechenden Menge CO₂ zur globalen Erwärmung beiträgt, dieser Faktor wird als „global warming potential“ (GWP) bezeichnet. Daher werden die **THG_{LCA}** in CO₂-Äquivalenten pro funktionelle Einheit (in diesem Fall kg bzw. MJ) des betrachteten Produktes ausgedrückt.

Kumulierte Energieaufwand (KEA) ist nach der VDI-Richtlinie 4600 (VDI 2012) definiert als „die Gesamtheit des primärenergetisch bewerteten Aufwands, der im Zusammenhang mit der Herstellung, Nutzung und Beseitigung eines ökonomischen Guts (Produkt oder Dienstleistung) entsteht bzw. diesem ursächlich zugewiesen werden kann.“ Der KEA bezieht neben den energetisch genutzten Stoffströmen, wie z.B. die Bereitstellung von Energie durch die Verbrennung von Kohle, auch den stofflich gebundenen Energieinhalt von nichtenergetisch genutzten Einsatzstoffen wie z. B. den Erdöleinsatz für die Herstellung von Kunststoffen mit ein. In der LCA-Community hat sich, gemäß den Definitionen in der Richtlinie 4600 die Aufteilung des KEA nach der Art des eingesetzten Energieträgers in einen regenerativen und nicht-regenerativen Teil durchgesetzt. Siehe hierzu auch die Infobox B.2.

ERGEBNISDARSTELLUNG: BETRIEBSSTRATEGIEN UND ENTWICKLUNGSSTÄNDE

Die LCA wird für jeweils zwei Betriebsstrategien, zwei Technologiestand-Szenarien und die jeweilige heutige Referenz durchgeführt (heutiger Strommix). Die zugrunde gelegten Betriebsstrategien sind ausführlich in Kapitel 8 beschrieben und beinhalten die folgenden zwei Fahrweisen der Anlagen:

- Strommix 2050, systemdienlicher Betrieb: Die Anlagen folgen sozusagen der Fluktuation des erneuerbaren Stroms. D.h. sie werden ausschließlich mit erneuerbarem Strom betrieben. Dies hat zur Folge, dass die jährliche Betriebsstundenzahl auf 3000 h reduziert wird.
- Strommix 2050, kontinuierlicher Betrieb: In diesem Szenario dienen die Anlagen nicht dem Stromsystem, sondern fahren kontinuierlich durch. In diesem Fall werden 3000 Betriebsstunden weiterhin über erneuerbare Quellen bereitgestellt, während in den restlichen 5760 h zusätzlich konventionelle Stromerzeugung mit Hilfe von GuD-Kraftwerken zu Einsatz kommt.

Diese Unterscheidung zeigt auf, wie sich die PtX-Anlagen verhalten, wenn nur der fluktuierende Teil des erneuerbaren Stroms verwendet wird. Dies gibt gleichzeitig Aufschluss über die ökologischen Vor- und Nachteile der PtX-Technologien, wenn Deutschland das gesetzte klimapolitische Ziel, 95 % EE-Strom zu generieren, sogar überschritten hat.

Weiterhin werden zwei Entwicklungsstände der Technologien betrachtet

- Der Forschungsstand spiegelt die Technologie auf ihrem aktuellen Entwicklungsstand im Projekt wieder. D.h. Optimierungsoptionen, wie bspw. Wärmerückgewinnung sind noch nicht enthalten. In diesem Sinne bilden die berechneten Umweltauswirkungen des Forschungsstandes das Maximum.
- Das Entwicklungsziel soll die Entwicklungsmöglichkeit der jeweiligen Technologien besser darstellen, indem Potenziale hinsichtlich Wärmerückgewinnung, Verbesserung der Reaktorführung etc. berücksichtigt werden. Jedoch ist zu bemerken, dass eine dezidierte Abschätzung der Potenziale, die den Unterschied zwischen Entwicklungsstand und Forschungsziel markieren, schwierig ist, da bereits der Entwicklungsstand momentan durch eine Mischung aus experimentellen und Simulationsdaten definiert ist, also nicht nur Stand, sondern auch Ziel-Charakter hat.

Interpretationshilfe zum kumulierten Energieaufwand (KEA)

Infobox B.2

Der kumulierte Energieaufwand (KEA) ist nach der VDI-Richtlinie 4600 (VDI 2012) definiert als „die Gesamtheit des primär-energetisch bewerteten Aufwands, der im Zusammenhang mit der Herstellung, Nutzung und Beseitigung eines ökonomischen Guts (Produkt oder Dienstleistung) entsteht bzw. diesem ursächlich zugewiesen werden kann.“ Die Richtlinie definiert außerdem die unterschiedlichen Bestandteile, in die der gesamt-KEA aufgeschlüsselt werden kann, unter anderem:

- nach energetischem und nicht-energetischem (also stofflichem) Verbrauch,
- nach regenerativem und nicht-regenerativem Aufwand.

Innerhalb der LCA-Community wird der KEA häufig nach dem regenerativen und fossilen Anteil aufgeteilt dargestellt, was in erster Linie die getroffenen Annahmen zur gewählten Energiequelle widerspiegelt.

Im Falle von regenerativer Energie ist zu beachten, dass die Bilanzgrenzen des KEA entsprechend der Richtlinie und der ecoinvent 3.4 Datenbank Verluste für die Umwandlung von kinetischer Wind- oder Solarenergie nicht einbeziehen. Für eine Windkraftanlage bedeutet dies bspw., dass die umgewandelte kinetische Energie gleich der Rotationsenergie ist, die an das Getriebe weitergegeben wird. Die Effizienz der Rotorscheufeln, um die kinetische Windenergie in Rotationsenergie zu verwandeln, wird demnach nicht berücksichtigt; erst Umwandlungsverluste ab dem Getriebe werden berücksichtigt (Burger, Bauer 2007), sodass erneuerbarer Strom aus Windkraftanlagen in

der verwendeten Datenbank mit einer Effizienz von rund 93 % eingeht (für PV 94 %) [ecoinvent 3.4]. Bei fossil bereitgestelltem Strom können jedoch nicht die gleichen Bilanzgrenzen angesetzt werden, da der „primäre“ Energieeintrag nicht aus kinetischer Energie stammt, sondern der Energiegehalt der Rohstoffe selbst genutzt wird, sodass alle Umwandlungsverluste ab Rohstoffabbau einbezogen werden.

Für ein fiktives Beispiel heißt das konkret (vgl. Abbildung B.5 links): Bei einem Energiebedarf von bspw. 1 kWh elektrische Energie, der aus Windenergie gedeckt wird, entspricht dies einem Energieaufwand von 1,075 kWh. Wird der gleiche Bedarf aus Strom aus Steinkohle gedeckt, summiert sich der Energieaufwand auf mindestens 2,2 kWh (beinhaltet nur den Wirkungsgrad des Kraftwerks), da Verluste aus dem Rohstoffabbau, Transport und Aufbereitung sowie zuzüglich der eigentlichen Verstromung hinzukommen.

Wird in den Szenarien, ohne weitere Änderungen des Systems, fossil erzeugter Strom durch erneuerbar erzeugten Strom ausgetauscht, so verringert sich der kumulierte Energieaufwand, weil nun die Umwandlungsverluste zu einem großen Teil wegfallen, nicht jedoch, weil der Prozess weniger Energie benötigt. Im Vergleich zwischen der kontinuierlichen und systemdienlichen Fahrweise kommt dieser Effekt in den Ergebnissen zum Teil zum Tragen (vgl. Abbildung B.5 rechts), da in der kontinuierlichen Fahrweise 40 % fossil und 60 % erneuerbarer Strom unterstellt werden, während in der systemdienlichen Fahrweise 100 % erneuerbarer Strom zum Tragen kommt.

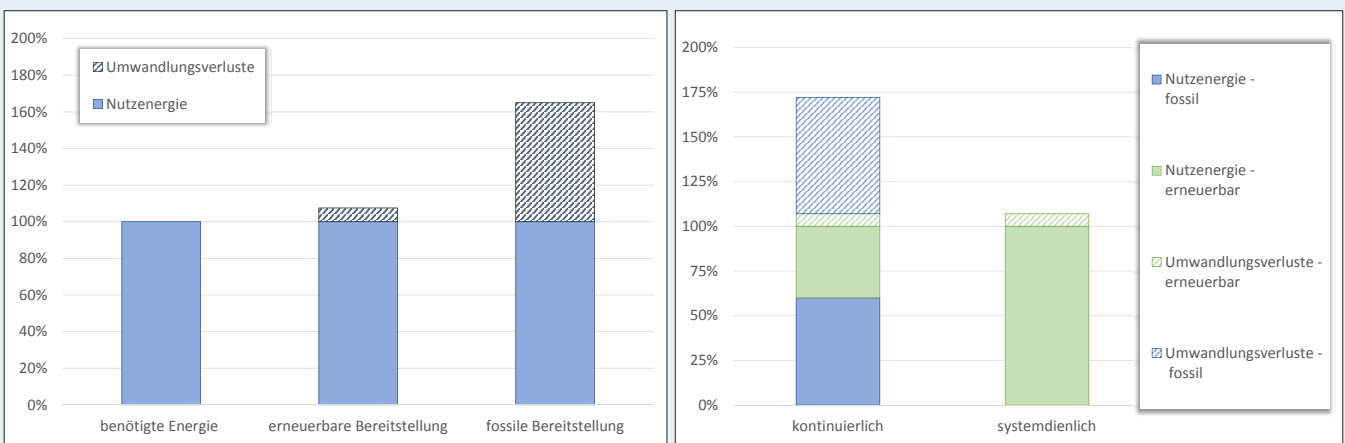


Abbildung B.5: Schematische Darstellung zur Erläuterung der Wirkungsweise der unterschiedlichen Wirkungsgrade fossiler und erneuerbarer Strombereitstellung auf den kumulierten Energieaufwand (KEA). Durch die signifikant höheren Wirkungsgrade erneuerbar bereitgestellten Stroms, kann der Trugschluss entstehen, dass der Energieverbrauch aus der erneuerbaren Bereitstellung niedriger ist, obwohl die gleiche Menge abgerufen wird.

10.2 Spezifische Herausforderungen und Limitierungen

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA), Oliver Hurtig (DECHEMA)

10.2.1 Qualität der Datenbasis

Die LCA greift auf etablierte Datensätze in entsprechenden Datenbanken zurück (hier Ecoinvent 3.3, 3.4 sowie GaBi). Diese Datensätze bilden die Basis, sowohl für die existierenden Referenzprozesse, als auch für die Bewertung der neuen Technologien. Es ist zu beachten, dass die Datenbasis in manchen Fällen relativ alt ist. So wurde zum Beispiel der Datensatz für eine PV-Anlage aus Ecoinvent von 2015 auf 2016 extrapoliert. Der Originaleintrag stammt aus dem Jahr 2012 und dessen Originaldaten berufen sich hauptsächlich auf Angaben aus den Jahren 2000 bis 2007. Die Rahmenbedingungen, unter denen die PV-Anlage berechnet wurde, entsprechen nicht mehr den Bedingungen, unter denen eine PV-Anlage aktuell bewertet werden würde. Dies gilt insbesondere für Aspekte wie Recycling und damit Gutschriften für Stoffströme, die sich 2018 anders darstellen als 2007. Umgekehrt ist die Effizienz von PV-Anlagen zwischen 2007 und 2018 deutlich gestiegen.

Eine Überarbeitung der Datensätze erfolgt in unregelmäßigen Abständen von den Anbietern, so dass die Datenbanken Datensätze mit stark unterschiedlicher Aktualität enthalten. Die Unzulänglichkeit einer nicht angepassten Datenbasis wird umso deutlicher, wenn darauf basierend Aussagen für zukünftige Technologien getroffen werden sollen. Zum einen entsteht ein erheblicher Fehler in der Referenztechnologie, die auf Basis veralteter Datensätze erhoben wird, zum anderen fehlen Datensätze, die zukünftige Rahmenbedingungen zur Bewertung der neuen Technologien abbilden, fast vollständig. Eine Erstellung dieser „zukünftigen“ Datensätze ist keinesfalls trivial, sondern stark mit den Annahmen an die zukünftige Entwicklung geknüpft und kann daher nur als Basis eines Szenarios und eines komplexen Modells erfolgen.

Im konkreten Fall ist die Qualität der für die Analyse verwendeten Daten sehr heterogen:

- Für Hintergrundprozesse, wie bspw. Bereitstellung von Strom, Wasser, Materialien stammen die Daten grundsätzlich aus der ecoinvent Datenbank
- Prozesse, die die aktuelle Technologienentwicklung widerspiegeln, werden detailliert bilanziert und basieren auf Lite-

raturangaben, Labormessungen, Simulationen, Pilotanlagen oder Expertenabschätzungen.

Beide generellen Quelltypen sind mit ihren spezifischen Unsicherheiten belegt. Dabei gelten im Allgemeinen die in Kapitel 7.2 dargelegten Grundgedanken hinsichtlich der Unsicherheiten von Technologien im frühen Entwicklungsstadium.

Grundsätzlich sind jegliche Aussagen immer durch den Szenariorahmen und das abgebildete Modell beschränkt. Ähnliche Herausforderungen stellen sich für die techno-ökonomische Bewertung, da auch hier Kosten und Preise für die Zukunft antizipiert werden müssen.

10.2.2 Möglichkeiten und Grenzen der Ergebnisinterpretation

Das „Bottom-Up“ Verfahren der LCA (wie auch der techno-ökonomischen Bewertung) ist gut geeignet, um relative Aussagen im Vergleich zu einer bekannten Referenztechnologie zu treffen. So erlaubt der direkte Vergleich der entsprechenden Prozesse, bzw. Produkte entlang der gesamten Wertschöpfungskette bei vergleichbarer Anwendung eine Bewertung der neu entwickelten und der Referenztechnologie relativ zueinander.

Absolute Aussagen sind nur für Technologien mit sehr hohem TRL einigermaßen zuverlässig. Insbesondere die Übertragung der relativen in absolute Aussagen ist nicht einfach, da häufig die Effekte einer Massenproduktion für neu entwickelte Technologien nur schwer abgeschätzt werden können.

Bei einem relativen Vergleich von neu entwickelter Technologie und Referenztechnologie können nur beschränkte Aussagen für das Gesamtsystem, z.B. das Energiesystem, abgeleitet werden, da nicht sämtliche Wertschöpfungsketten im Energiesystem in Form einer integrierten „Bottom-Up“ Analyse zur Verfügung stehen.

Die integrierte Betrachtung entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Rahmen der LCA-Methodik summiert die Beiträge der einzelnen Prozesse über den betrachteten Lebenszyklus. Eine örtliche, zeitliche und branchenspezifische Auflösung wird bei der Ergebnisdarstellung in der Regel nicht vorgenommen. Die damit verbundenen Auswirkungen werden im folgenden Kapitel detailliert dargestellt.

10.2.3 Vergleich zu politischen Zielen

Die Bundesregierung verfolgt das ambitionierte Leitbild eine weitgehende THG-Neutralität bis 2050 zu erreichen. Da sich die-

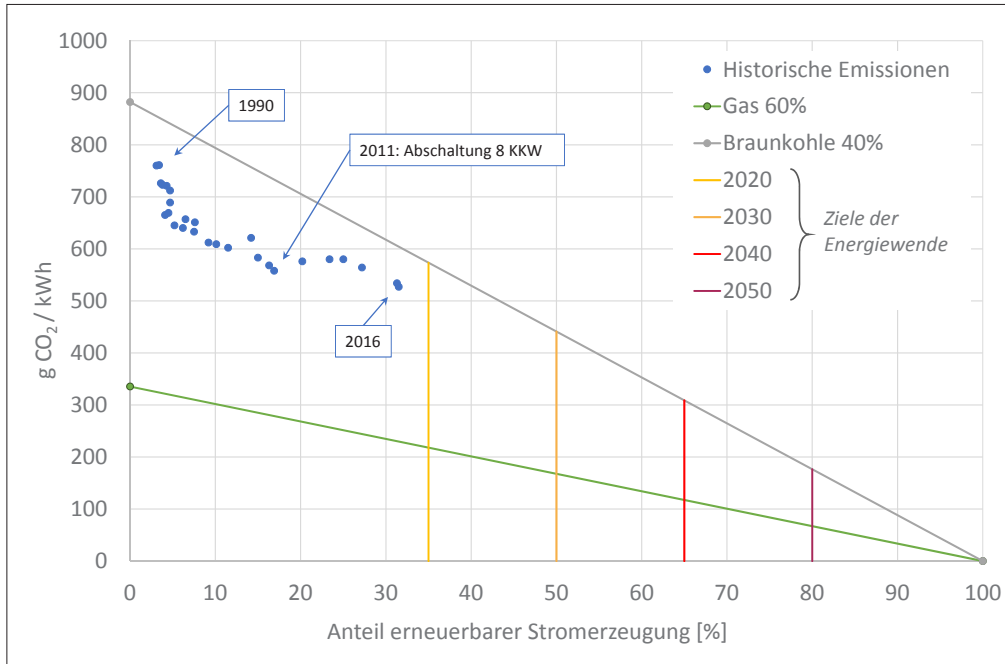


Abbildung B.6: Darstellung der Emissionsminderungsziele der Bundesregierung im Stromsektor. Dargestellt sind die relativen direkten CO₂-Emissionen als Funktion des Ausbaus erneuerbarer Energie in der Stromerzeugung. Der verbleibende Anteil wird entweder durch Braunkohlekraftwerke (graue Linie) oder durch Gaskraftwerke (grüne Linie) erbracht.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (UBA 2016, 2017b; BMWi, AGEE-Stat 2018)

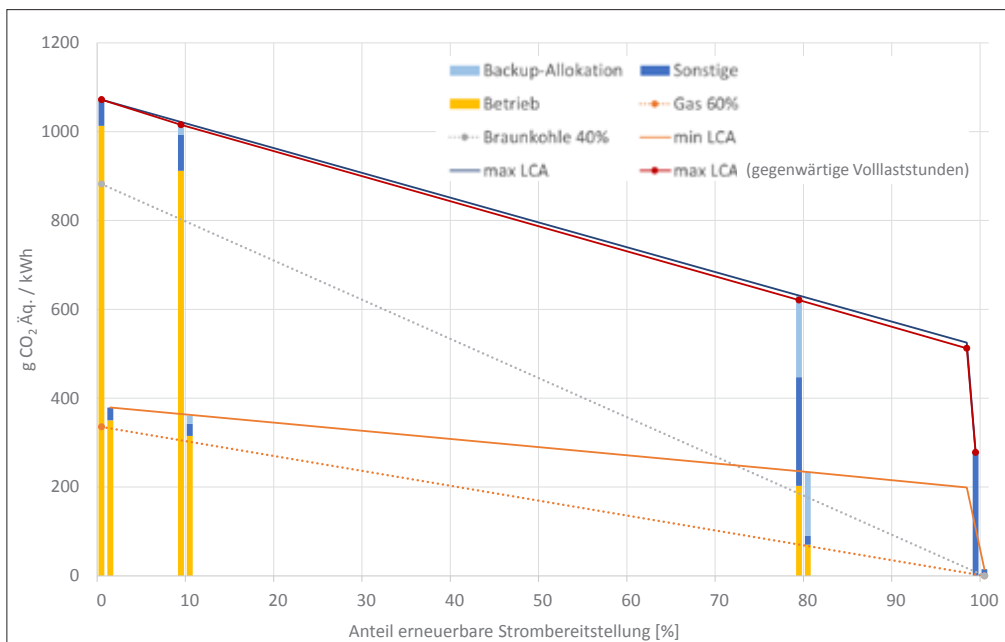


Abbildung B.7: Darstellung der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} der Stromerzeugung als Funktion des Anteils erneuerbarer Energien gemäß dem KS 95 Szenario von Öko-Institut-FHG / ISI (Repenning u. a. 2015) auf Basis von Lebenszyklusanalysen. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (Repenning u. a. 2015; UBA 2016, 2017b; Marheineke 2002)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (UBA 2016, 2017b; BMWi, AGEE-Stat 2018)

ses Ziel ohne die Nennung quantitativer Zielwerte sind abschätzende Berechnungen hinsichtlich Emissionsminderungen, kaum möglich. Da die Bundesregierung im Kern weiterhin an dem Ziel der EU festhält die THG-Emissionen bis 2050 um 80-95 % zu senken (BMU 2016), vgl. hierzu auch Kapitel 24, wird dieser Zielkorridor für die Berechnungen zugrunde gelegt. Im Vergleich zu den Emissionen von 1990 (1250,9 Mio. t CO₂-Äq.) entspricht dies einer Reduzierung auf 250,2 Mio. t CO₂-Äq. (80 %) bzw. 62,5 Mio. t CO₂-Äq. (95 %) (UBA 2017a)¹². Diese zugrunde gelegten Treibhausgas-Emissionen sind die realen Emissionen innerhalb eines Jahres (2050) in Deutschland, berechnet als Summe der Emissionen der einzelnen Sektoren. Die bisherigen und zukünftig angestrebten Entwicklungen der Emissionsziele im Stromsektor sind in Abbildung B.6 dargestellt.

Im Gegensatz zu dem Ansatz der LCA oder techno-ökonomischen Analysen entlang der Wertschöpfungsketten, sind verfügbare offizielle Statistiken, die als Basis zur Festlegung politischer Ziele genutzt werden, örtlich (i.d.R. national), zeitlich (i.d.R. jährlich) und branchenspezifisch (z.B. Bau, Stein Erden, Chemie, etc.) aufgelöst.

Ein zukünftiges Energieerzeugungssystem, bestehend aus Wind und Photovoltaik sowie einem fossilen Reservekraftwerkspark hätte, im Sinne der statistischen Daten, Treibhausgasemissionen (in Mio. t CO₂-Äq.), die im Wesentlichen aus der Verbrennung fossiler Energieträger in der Nutzung des konventionellen Reserveparks entstehen.

Eine Beschreibung des gleichen Energieerzeugungssystems im Sinne einer Lebenszyklusbetrachtung (LCA) würde deutlich höhere Emissionen der THG_{LCA} (in Mio. t CO₂eq) errechnen und könnte damit die politisch vorgegebenen Emissionsziele im Vergleich nicht erreichen. Grund dafür ist, dass gemäß der LCA-Methodik die bereits angefallenen Emissionen für die Materialbereitstellung und den Bau, sowie die noch ausstehenden Emissionen für den Rückbau anteilig zu der erwarteten technischen Nutzungsdauer, einschließlich der praktisch nicht genutzten Back-up Kraftwerke, auf die erzeugte Energiemenge umgelegt werden. Dies ist in Abbildung B.7 dargestellt.

Durch die unterschiedlichen zugrunde liegenden Sichtweisen und Berechnungsmethoden, der für die politischen Ziele herangezogenen direkten statistischen Emissionsdaten und Auswirkungspotenziale der LCAs lassen sich die Ergebnisse und

Schlussfolgerungen nicht direkt in einander überführen oder vergleichen. Für ein ganzheitliches Bild ist es jedoch hilfreich, Ergebnisse der beiden Methoden in sich ergänzender Weise zu betrachten und nicht als Gegensätze.

So beinhaltet die LCA zwar den gesamten Lebensweg der Windkraftanlage, d.h. eine zeitliche Auflösung ist grundsätzlich angelegt. Gleiches gilt für die örtliche Auflösung, indem differenziert wird, ob bspw. die verwendeten Materialien (z.B. Stahl und Beton) aus Deutschland oder aus China stammen. Durch die kumulierte Darstellungsweise der LCA-Ergebnisse in bspw. CO₂-Äq./kWh über den gesamten Lebensweg gehen die Informationen, wann und wo welche Emissionen anfallen, jedoch verloren, bzw. sie werden in den seltensten Fällen diskutiert und dargestellt. Gerade diese Informationen können jedoch die statistischen Daten mit wichtigen zusätzlichen Informationen ergänzen und bei Entscheidungsfindungen, welche Technologien ausgebaut werden sollten, unterstützen. Auf diese Weise kann bspw. aufgedeckt werden, ob eine Verschiebung von Emissionen über Landesgrenzen oder eine reale Emissionsminderung vorliegt.

LCA-Ergebnisse, gerade in ihrer kumulierten Darstellung (also nicht zeitlich und örtlich aufgelöst), können jedoch nicht zur Überwachung der Einhaltung des politisch festgelegten Ziels der Bundesrepublik, im Jahr 2050 250,2 Mio. t CO₂-Äq. (80 %) bzw. 62,5 Mio. t CO₂-Äq. (95 %) kg CO₂ auszustoßen, herangezogen werden, da in den berechneten Werten Emissionen aus anderen Ländern (z.B. durch den Import von Seltenen Erden Materialien aus China), der Zukunft (wenn das Windrad bspw. erst 2060 demontiert wird) und ggf. der Vergangenheit integriert sind. Hierfür eignen sich nur direkt ermittelte und zeitlich aufgelöste statische Daten.

¹² Angegeben sind als oberes Ziel 187,5 Mio. t CO₂, was aber einer 85 % Reduktion entspricht.

11. Soziale Akzeptanz

11.1 Methodische Grundlagen

Autor: Jan Hildebrand (IZES)

Ziel der Akzeptanzbetrachtung ist die Entwicklung einer umfassenden Akzeptanzmatrix, welche die vergleichende und Forschungscluster übergreifende Akzeptanzbewertung unterschiedlicher PtX-Pfade und Komponenten erlaubt. Aufgrund des (teilweise) geringen technologischen Entwicklungsstandes handelt es sich überwiegend um eine prospektive Akzeptanzbetrachtung.

Als inhaltliche Grundlage wird zur Verortung der Akzeptanzbetrachtung das Modell von Wüstenhagen (Wüstenhagen, Wolsink, Bürer 2007) genutzt. Dieses „Akzeptanz-Dreieck“ der „Social Acceptance“ umfasst drei Ebenen:

- Community Acceptance, auch lokale Akzeptanz genannt, umfasst die Wahrnehmung und Reaktion vor Ort und steht in engem Zusammenhang mit Verfahrensgerechtigkeit und Verteilungsgerechtigkeit bei Planungs- und Entscheidungsprozessen sowie Vertrauen von Anwohnenden auf lokaler Ebene. Diese ist von besonderer Bedeutung im Zusammenhang mit der Platzierung von Anlagen.
- Market Acceptance stellt die Ebene der Investoren und Konsumenten dar sowie die intra-organisationale Perspektive (z. B. inwieweit sich Firmen auf erneuerbare Energien in ihrer Unternehmensstrategie einstellen). Deutlichster Indikator ist jeweils die Diffusion einer Technologie, z.B. inwieweit Elektrofahrzeuge tatsächlich gekauft werden.
- Socio-Political Acceptance bezieht sich auf das gesellschaftliche Klima bezüglich einer Technologie und ist beeinflusst von der breiten Öffentlichkeit, Politikern und besonders auch von weiteren Schlüsselpersonen und ist somit zugleich gewissermaßen die Summe von und der Rahmen für Community und Market Acceptance.

Auf jeder dieser drei Ebenen wird nach einem Ampelsystem (Kategorien grün/ gelb/ rot) die zum jetzigen Zeitpunkt abzu-sehende Akzeptanz (prospektive Akzeptanz) auf einer Zeitlinie mit den Schritten 2020, 2030 & 2050 eingeschätzt. Ausgangspunkt und Referenzrahmen sind vorliegende Erkenntnisse bzgl. der Akzeptanz bestehender Energieinfrastrukturen, dazu zählen konventionelle Kraftwerke, Erneuerbare Energieanlagen (insbesondere Windenergie-, PV-Freiflächen- sowie Biogasanlagen),

Stromtrassen im Verteilungs- und Übertragungsnetz sowie erste Ergebnisse zu CCS, BECCS (Bioenergie-CCS) und PtX-Anwendungen (z.B. Wasserstoff). In den vorliegenden Studien wird deutlich, dass Akzeptanz einzelner Energiewendeprojekte von einer Vielzahl verschiedener Faktoren abhängt, dazu zählen Eigenschaften des Akzeptanzsubjektes (z.B. Umweltbewusstsein und Nachhaltigkeitsorientierung etc.) ebenso wie konkrete Projektcharakteristika (Technologieform, Anlagentyp, Anzahl etc.) und Kontextfaktoren (Standorteseigenschaften, ländliche vs. industriell geprägte Landschaft etc.).

Die verschiedenen Akzeptanzfaktoren werden in einem Kategoriensystem strukturiert, auf die verschiedenen PtX-Pfade angewandt und über ein Indikatorenset abgebildet. Um die Einschätzungen vergleichbar zu halten, müssen die angenommenen Rahmenbedingungen insbesondere zu Dimensionierung und Ausbaumengen vereinheitlicht werden, da diese einen Einfluss auf die Ausprägung der Kategorien haben. Akzeptanzrelevante Kategorien sind u.a.

- Risikobewertung (Unfallgefahr, gesundheitliche Wirkungen)
- Zuverlässigkeit
- angenommene Landschaftswirkungen/Flächenverbräuche/Flächenkonkurrenzen
- Verteilungsgerechtigkeit von Kosten/ Nutzen
- Umweltwirkungen/Nachhaltigkeitsbewertung
- Passung ins Energiesystem, Kompatibilität – Wahrnehmung von zentral/dezentral (Grad/Ausmaß von Betroffenheiten)
- zusätzlich benötigte Infrastruktur, räumliche Verteilung

Die Ausprägung der einzelnen Kategorien wird zunächst qualitativ beschrieben und auf den Ebenen lokale, sozio-politische und Marktakzeptanz verortet. Dies erlaubt zudem die Differenzierung der Akzeptanzaussagen bzw. Zuordnung von unterschiedlichen Akteursgruppen oder Nutzergruppen, wie z.B. allg. Öffentlichkeit, Medien, Politik, Marktteilnehmer & Industrie, Anwohner, Umweltverbände, spezielle junge/ältere Nutzer etc. Ebenso werden die Kontextfaktoren (z.B. räumliche Ebene mit entsprechenden (regional)politischem Setting) einbezogen. In der zusammenfassenden Bewertung erfolgt abschließend die Bewertung im Ampelsystem (Kategorien grün/ gelb/ rot) pro Ebene und Bezugsjahr (siehe Tabelle B.5).

Tabelle B.5: Bewertung der Akzeptanz anhand eines Ampelsystems.

Bewertungsjahr 2030	Community Acceptance (lokale Akzeptanz)	Socio-Political Acceptance	Market Acceptance
rot	Massive Proteste/ keine Projekte in Kommunen möglich	Image aufgrund eines risikodominierten Diskurses sehr negativ (z.B. Tank/Teller Diskussion bei E10)	Keine privatwirtschaftlichen Investitionen in F&E/ Umsetzungsanlagen
gelb	Erste Erfahrungen liegen vor, es gibt begleitete Praxisprojekte, die partizipativ begleitet wurden	Chancen & Risiken halten sich im Diskurs die Waage, es besteht eine prinzipielle politische Offenheit, Forschung wird gefördert	Potentielle willingness-to-invest, erste Versuchsanlagen sind in Betrieb
grün	Sehr positive Stimmung; Kommunen versuchen analog zu 100 % EE-Regionen PtX-Kommunen zu werden	Positives Image, politische Rahmenbedingungen werden förderlich gestaltet	Investitionen in Umsetzungsanlagen sind erfolgt, Infrastruktur ist implementiert, neue Geschäftsmodelle sind entwickelt

Damit die Bewertung des Kriteriums Akzeptanz Forschungscluster übergreifend vorgenommen werden kann, ist vor allem die Vergleichbarkeit der erhobenen Akzeptanzdaten von Bedeutung. Dementsprechend ist eine dafür grundlegende Voraussetzung die transparente und differenzierte Beschreibung der durchgeführten akzeptanzbezogenen Untersuchungsmodalitäten in den Forschungsclustern. Dazu zählen die zugrundeliegende Theorie sowie die methodischen Aspekte bei der Datenerhebung und –auswertung (z.B. qualitative / quantitative Methoden). Ebenfalls muss der genaue Technologiefokus der Akzeptanzbetrachtung innerhalb der PtX-Prozesskette *Erzeugung, Umwandlung* und *Nutzung* (Produkt) definiert werden: Werden einzelne Komponenten (Technologien) betrachtet oder erfolgt eine systemische Betrachtung (z.B. Konstellationsanalyse). Bei den eingesetzten Erhebungsmethoden lassen sich prinzipiell qualitative und quantitative Forschungsansätze unterscheiden. Bzgl. der konkreten Methoden können unterschiedliche Formen wie (teil-/standardisierte) Befragungen (Fragebögen/ Interviews), (quasi-) experimentelle Designs, aber auch indirekte Ansätze wie Medienanalysen und Indikatoren gestützte Designs entsprechend der jeweiligen Akzeptanzoperationalisierung und Fragestellung genutzt werden.

Aus den Ergebnissen und der erarbeiteten Akzeptanzmatrix werden Abschätzung der konditionalen Akzeptanz bzw. Akzeptabilität zukünftiger Entwicklungen möglich:

- Unter welchen Umständen wäre ein bestimmtes Szenario akzeptabel bzw. vorstellbar?
- Welche Voraussetzungen müssten erfüllt sein, damit eine Prozesskette auf den Ebenen Markt-, sozio-politischer und lokaler Akzeptanz, Zustimmung findet?
- Wie unterscheiden sich diese Einschätzungen zwischen Akteursgruppen?

Durch die Bewertung auf der zeitlichen Dimension mit drei Bezugspunkten können mögliche Entwicklungen eingeschätzt und entsprechend begleitende akzeptanzfördernde Strategien entwickelt werden.

11.2 Spezifische Herausforderungen und Limitierungen

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Wie bereits im Eingang des Kapitels dargelegt, hat das frühe Entwicklungsstadium der Technologien einen nicht unerheblichen Einfluss auf die Bewertungsmethoden, die angewendet werden können und wie robust ihre Ergebnisse eingestuft werden können. Für die Bewertung der Akzeptanz äußert sich dies vorwiegend in den beiden folgenden Punkten:

- Die Technologien befinden sich noch in der Forschung und Entwicklung, sodass in der Öffentlichkeit noch kaum ein Bewusstsein und Wissen über diese Technologien besteht.
- Einige der hier entwickelten Technologien sind in der Wertschöpfungskette sehr weit „am Anfang“ angesiedelt und liefern nur Grundstoffe oder Vorprodukte, die in der Weiterverarbeitung zur endgültigen Produktherstellung verwendet werden. Folglich sind derartige Technologien für die Öffentlichkeit schwerer greifbar, da sie nicht Bestandteil des Alltags sind.

Diese beiden Hauptpunkte haben weitreichende Folgen, denn bevor eine mögliche Akzeptanz (oder Nicht-Akzeptanz) erfasst werden kann, muss zunächst Aufklärungsarbeit geleistet werden. Dies bedeutet, dass die Technologien zunächst der Zivilgesellschaft detaillierter erläutert werden und technische Beschreibungen bzw. wissenschaftliche Berichte „übersetzt“ werden müssen. Dies gilt gerade dann, wenn es sich um Technologien handelt, die keinen direkten Bezug zum Alltag haben (wie unter Punkt zwei). Diese Aufklärungsarbeit ist jedoch nicht trivial, da sich viele Informationen bezüglich der neuen Technologien, ihrer Eigenschaften und sich daraus ergebender bspw. ökologischer, ökonomischer Performance noch auf Simulationen, Laborergebnissen, Literaturwerten und Schätzungen aus deren Kombination beschränken und somit nur schwer greifbar sind. Gegenwärtig herrschen noch Unsicherheiten bzgl. der zukünftigen Dimensionierungen, der Standorte usw., zum anderen besteht noch wenig Betroffenheiten bzw. Erfahrungen bei einzelnen Akteursgruppen. Daher erscheinen klassische Methoden der Akzeptanzbetrachtung, wie z.B. im großen Maßstab eingesetzte quantitative Verfahren (z.B. standardisierte Bevölkerungsumfrage) aktuell als nicht zielführend. Besser geeignet sind zum jetzigen Zeitpunkt qualitative Methoden in kleineren Gruppen, die bereits in einigen Forschungsclustern vorgesehen sind, welche auch hypothetische Verläufe und Abschätzungen erfassen können – diese können iterativ im weiteren Projektverlauf eingesetzt werden und somit kontinuierlich Projektergebnisse und Festlegungen bzgl. Technologieauswahl etc. berücksichtigen. Mit Fortschreiten des Projektes werden die relevanten Informationen immer robuster und somit auch für die unterschiedlichen Akteursgruppen greifbarer werden. Damit ist nicht nur hinsichtlich der Technologien, sondern auch in Bezug auf die Akzeptanz eine Entwicklung gegeben.

Es ist daher ein großes Bestreben innerhalb des Projektes, diesen Entwicklungen Rechnung zu tragen. Aus diesem Grund wird bereits frühzeitig die im vorangegangenen Kapitel dargestellte Methodik angelegt, anhand derer die Akzeptanz zunächst in

unterschiedlichen Stakeholdergruppen erfasst und über die Projektlaufzeit beobachtet werden kann.

12. Systemkompatibilität

12.1 Methodische Grundlagen

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA), Frank Merten (Wuppertal Institut)

Die Kompatibilität von (neuen) Technologien mit dem sich wandelnden Energiesystem spielt eine wichtige Rolle für den möglichen Beitrag zur Energiewende. Als Maß für die Kompatibilität gelten nach (Viebahn u. a. 2017) die Teilkriterien Rückwirkungen, Anpassungsbedarf und Wechselwirkungen. Dabei geht es um die Abschätzung, wie groß die Rückwirkungen und Wechselwirkungen des Technologieeinsatzes auf und mit anderen Systemen bzw. Teilsystemen sind und welcher Aufwand zur Anpassung der Systeme, die in Wechselwirkung mit der untersuchten Technologie stehen, betrieben werden muss. Auf diese Weise sollen Risiken und Trade-offs, die von der Technologie bzw. dem umgebenden System ausgehen, frühzeitig erkannt und aus der Gesamtperspektive berücksichtigt werden. Darauf aufbauend lassen sich erste Abschätzungen treffen, inwiefern sich die Technologien in das System integrieren lassen, was die Vor- und Nachteile sind und welchen Beitrag sie zur Energiewende leisten können.

Die in (Viebahn u. a. 2017) definierten Leitfragen zur allgemeinen Beurteilung der Systemkompatibilität neuer Technologien wurden für den speziellen Fall der PtX-Technologien angepasst und erweitert und orientieren sich an den folgenden Fragestellungen:

- Wie lässt sich die Technologie in die bestehende Infrastruktur integrieren, hinsichtlich Produktionsinfrastruktur, Transportinfrastruktur, Energieversorgungsinfrastruktur und Strommengen, die PtX-Technologien zur Verfügung stehen?
- Welche Anforderungen an die CO₂-Quelle stellt die Technologie insbesondere hinsichtlich der Menge, dem Volumenstrom / Fluss, Verfügbarkeit am Ort der PtX-Anlage sowie hinsichtlich Qualität, d.h. der benötigten Reinheit?
- Welche PtX-Anwendungen eignen sich speziell für Deutschland und zur Netzstabilisierung (wie Wasserstoff als chemi-

scher Langzeitspeicher oder EE-strombasiertes Methan für Gaskraftwerke)?

- Welche PtX-Anwendungen eignen sich für welche Weltregionen und wie ist ihr Exportpotenzial?

Eine wichtige Kenngröße hinsichtlich der Eingliederung in das Stromsystem ist die Teillast- und Reaktionsfähigkeit der PtX-Technologie. Diese Fähigkeiten werden allgemein als großer Vorteil und Alleinstellungsmerkmal von PtX-Technologien dargelegt. Daher wird an dieser Stelle explizit erörtert, inwiefern diese Fähigkeiten tatsächlich vorliegen, welche Voraussetzungen erfüllt sein müssen und welche Vor- und Nachteile sich daraus ergeben.

Als unterstützendes Element zu den qualitativen Aussagen wird zusätzlich die in Tabelle B.6 aufgezeigte Matrix verwendet, um die Eigenschaften prägnant und übersichtlich darzustellen.

Tabelle B.6: Semiquantitative Bewertung der Systemintegration von PtX-Technologien.

	++	+	-	--
Produktionsinfrastruktur				
Transportinfrastruktur				
Energieversorgungsinfrastruktur				
Teillastfähigkeit				
Reaktionszeit bei Teillast [min]				

++	sehr gut / bedarf keiner Anpassung
+	zufriedenstellend / bedarf geringer Anpassung
-	schlecht / substantielle Anpassung notwendig
--	nicht umsetzbar / benötigt neue Infrastruktur

12.2 Spezifische Herausforderungen und Limitierungen

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Wie bereits in Kapitel 7.2 dargelegt, hat ein niedriger TRL, wie es bei den vorliegenden PtX-Technologien der Fall ist, zur Folge, dass die Datenbasis der Herstellungsprozesse in weiten Teilen auf Simulationen und Messwerten beruht. Folglich beruhen

Informationen hinsichtlich der Systemkompatibilität auf Schätzungen, bzw. können in einigen Fällen noch gar nicht glaubwürdig abgeschätzt werden, da entsprechende Herstellungsprozesse zunächst von Laborapparaturen in eine Pilotanlage überführt und anschließend auf eine großtechnische Anlage hochskaliert werden müssen. Die untersuchten Technologien weisen derzeit TRLs zwischen 1-4 auf, sodass die Bewertung der Systemkompatibilität zum aktuellen Zeitpunkt lediglich Tendenzen aufzeigen kann, jedoch keine genauen quantitativen Angaben.

13. Entwicklungspfade und Potenziale

13.1 Methodische Grundlagen

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus den ökonomischen und ökologischen Bewertungen, sowie der Systemkompatibilität und der sozialen Akzeptanz soll weiterfolgend erörtert werden, welche Entwicklungsmöglichkeiten für die PtX-Technologien konkret bestehen, in den Markt einzutreten und sich zu etablieren. Zu diesem Zweck werden die folgenden Fragen erörtert und semiquantitativ eingeschätzt:

- Was sind die Alleinstellungsmerkmale der Technologie?
- Auf welchem Weg können die PtX-Technologien Eintritt in den Markt finden (im Bereich der synthetischen Kraftstoffe bspw. über Blends, oder nur speziell im Frachttransport als Ersatz für Diesel)?
- Wie hoch wird das Produktionspotenzial bis 2050 eingeschätzt?
- Wie viel konventionelles (fossiles) Produkt ließe sich dadurch ersetzen?
- Wie hoch ist der potentielle Beitrag zu den Emissionsminderungszielen Deutschlands für das abgeschätzte Produktionspotenzial?

13.2 Spezifische Herausforderungen und Limitierungen

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Wie bereits in Kapitel 7.2 dargelegt hat ein niedriger TRL, wie bei den vorliegenden PtX-Technologien der Fall ist, zur Folge, dass die Datenbasis der Herstellungsprozesse in weiten Teilen auf Simulationen und Messwerten beruht. Folglich beruhen Informationen hinsichtlich einer Potenzialanalyse auf Schätzungen, bzw. können in einigen Fällen noch gar nicht glaubwürdig abgeschätzt werden, da entsprechende Herstellungsprozesse zunächst von Laborapparaturen in eine Pilotanlage überführt und anschließend auf eine großtechnische Anlage hochskaliert werden müssen. Mit den aktuellen TRLs auf den Stufen 1-4, befinden sich die Technologien noch im Labor, sodass noch gar nicht abgeschätzt werden kann wie groß Produktionseinheiten in der Zukunft sein werden. Folglich kann die Bewertung der Potenzialanalyse lediglich wichtige Eigenschaften qualitativ darlegen und Tendenzen aufzeigen, nicht jedoch quantitative Potenziale benennen.



C. ZWISCHENERGEBNISSE DER ERSTEN ANALYSEN





Durch die projektbegleitenden Analysen können frühzeitig Potenziale der entwickelten Prozessrouten sowie ihre Nachhaltigkeit eingeschätzt werden. Die Erkenntnisse werden kontinuierlich in Forschung und Entwicklung zurückgespiegelt, um die Verfahren und Produkte von der Herstellung bis zur Anwendung im Sinne der Nachhaltigkeit zu optimieren. Die Erkenntnisse dieses Ansatzes sollen die Entwicklung von Technologien ermöglichen, die unter Berücksichtigung gesellschaftlicher, ökonomischer und ökologischer Bedürfnisse abgestimmt sind.

Durch die frühen Entwicklungsphasen der einzelnen Technologien sind jedoch nicht alle Informationen für eine ausführliche Bewertung zum aktuellen Zeitpunkt verfügbar. Folglich werden in den folgenden Kapiteln zwar alle Technologien entsprechend beschrieben, jedoch lediglich die Zwischenergebnisse der Lebenszyklusanalyse (LCA) für alle Technologien und die Systemkompatibilität und Potenzialabschätzung an ausgewählten Beispielen dargelegt.

Grundsätzlich sind die dargestellten Zwischenergebnisse derzeit durch hohe Unsicherheiten gekennzeichnet, da durch den geringen Reifegrad der Technologien ihre Bewertung zum Teil noch auf Schätzungen, Simulationen, einzelnen Werten oder Literaturstellen beruht. Daher sind die hier dargelegten Zwischenergebnisse als Tendenzen anzusehen, die bereits eine grobe Richtung vorgeben, jedoch noch keine fundierte Grundlage für detaillierte Interpretationen geben.

14. Rohstoffe für die PtX-Prozessketten

Allen PtX-Prozessketten ist die Rohstoffbasis Wasser, CO₂ und Strom gemein, die für den Betrieb benötigt werden. Naturgemäß wird eine Vielzahl unterschiedlicher weiterer Rohstoffe für PtX-Technologien eingesetzt, wie bspw. Zement, Stahl, Seltene Erden etc.. Diese werden jedoch für den Anlagenbau benötigt und fallen somit nur einmalig bei der Errichtung an. Sowohl die baubedingten, als auch die betriebsbedingten Rohstoffe können ausschlaggebend für den Erfolg einer Technologie sein, daher wird in holistischen Bewertungen beides betrachtet. Grundsätzlich werden alle Rohstoffe, die in der PtX-Prozesskette benötigt werden (bau- und betriebsbedingt), in der LCA berücksichtigt. In diesem Abschnitt werden die erneuerbaren Rohstoffquellen Wasser, CO₂ und Strom nochmals gesondert betrachtet. Die folgenden Kapitel beschreiben jeden dieser Eingangsrohstoffe und seine Bedeutung für die PtX-Prozessketten im Detail.

14.1 CO₂ als Rohstoff für PtX-Produkte

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Sarah Deutz (RWTH), Hanna Dura (DECHEMA), Thomas Fröhlich (ifeu), Cornelia Merz (Öko-Institut), Balint Simon (ifeu), Jürgen Sutter (Öko-Institut)

Für die Versorgung der PtX-Prozesse mit CO₂ stehen unterschiedliche Quellen zur Verfügung. Zum einen kann CO₂ aus Abgasströmen bestehender industrieller fossiler oder biobasierter Prozesse abgetrennt und zum anderen direkt aus der Luft (per Direct Air Capture – DAC) gewonnen werden. In Tabelle C.1 sind die betrachteten Quellen in Bezug auf die CO₂-Konzentrationen im Abgasstrom und Gesamtemissionen aufgeführt. Auf Basis der Kombination beider Werte kann ein erstes „Matching“ der vielversprechendsten CO₂-Quellen vorgenommen werden. Grundsätzlich sind die geeignetsten Quellen diejenigen, die über 2050 hinaus noch verfügbar sein werden und durch hohe CO₂-Konzentrationen bei gleichzeitig niedrigem Verunreinigungsgrad und hohen Volumenströmen gekennzeichnet sind. Jedoch bleibt zu bedenken, dass für die Biomasse große Flächen

zur Rohstoffbereitstellung in Anspruch genommen werden müssen. Dies ließe sich durch die Restriktion vermeiden, dass lediglich Rest- und Abfallstoffe als Feedstock genutzt werden können. In diesem Fall stellt sich weniger die Frage nach verfügbarer Fläche, sondern nach der zur Verfügung stehenden Menge CO₂ aus dieser Quelle.

Da PtX-Verfahren frühestens in einer mittelfristigen Zukunft realisierbar sein werden, muss bei der Auswahl solcher CO₂-Quellen berücksichtigt werden, inwiefern sie dann noch zur Verfügung stehen werden und ob sie ökologisch und ökonomisch vorteilhaft sind. So stellen insbesondere energiebedingte fossile CO₂-Emissionen keine nachhaltige CO₂-Quelle dar.

Generell sind die Volumina, mit denen diese Ströme anfallen, begrenzt. Zudem wird u.U. eine Zwischenspeicherung von CO₂ nötig, falls der Folgeprozess (die Elektrolyse) flexibel betrieben wird. Falls die CO₂-Nachfrage des Folgeprozesses größer als der an einem Ort anfallende CO₂-Nebenstrom ist, müsste zudem eine CO₂-Logistik aufgebaut werden. Der dafür benötigte Energieaufwand muss dabei berücksichtigt werden.

Im Folgenden werden die gängigen Abscheidetechnologien sowie die drei Gruppen der CO₂-Quellen aus Industrie, Biogas, DAC detailliert dargelegt.

14.1.1 CO₂-Abscheidungsverfahren

Zur Abscheidung des CO₂ kommt eine physikalische oder chemische Abtrennung zum Einsatz. Für Anwendungen im großen Maßstab, wie es bei großen Punktquelle in der Industrie oder bei Kraftwerken der Fall ist, eignet sich eine chemische Abscheidung mit organischen Lösungsmitteln. Die Aminwäsche wird gegenwärtig u. a. in Raffinerien, petrochemischen Anlagen, der Erdgas- und Biogasaufbereitung oder der Rauchgasentschwefelung angewandt und kann auch zur Abscheidung von CO₂ verwendet werden. Dabei wird eine leicht alkalische wässrige Lösung von Aminen eingesetzt die die sauren Gase reversibel chemisch absorbieren. In einem nachgeordneten Verfahrensschritt wird das Gas thermisch wieder vom Amin getrennt und das zurückgewonnene Amin erneut zur Wäsche eingesetzt.

Zur Abscheidung von CO₂ aus Biogasanlagen kommt die Druckwechsel-Adsorption (PSA – Pressure Swing Adsorption) zum Einsatz, da in diesem Fall die Desorptionsenergie gering und die Konzentration hoch ist. Dabei wird das CO₂ an die Oberfläche von Adsorbentien (bspw. Kohlenstoffmolekularsiebe oder Aktivkohlen) über eine Druckerhöhung angelagert. Die adsorbierten Gasbestandteile werden durch Druckabsenkung anschließend wieder von der Oberfläche entfernt.

Tabelle C.1: Potentielle CO₂-Quellen mit den entsprechenden CO₂ Konzentration im Abgasstrom und anfallenden durchschnittlichen Volumenströmen (Ausfelder u. a. 2017).

	CO ₂ Konzentration (Abgasstrom)	Beispielhafter Volumenstrom *	
		[m ³ /h]	[kg/h]
DAC-36 **	≤ 100 %	111	205
Biogasanlage	45 %	500	924
Biomassevergasung	< 50 %	2.100	3.881
Bioethanolherstellung	100 %	5.000	9.240
Ammoniakanlage	100 %	30.000	55.440
Zement, Klinker	20 %	30.000	55.440
Roheisen und Stahlherstellung, integrierte Route	15 %	85.000	157.080
Kohlekraftwerke (500 MW, 930g/kWh)	13 %	240.000	443.520
Ethylenoxidsynthese ***	100 %	5.600	10.000

* Bezieht sich auf den durchschnittlichen Volumenstrom der entsprechenden Anlagen.

** Basiert auf der größten DAC Anlage von Climeworks mit 36 CO₂-Kollektoren. Der tägliche Durchsatz ist mit 4920 kg/Tag angegeben. Für die Berechnung des stündlichen Volumenflusses wurden 24 h Betrieb angenommen. Quelle: (Climeworks AG 2018b).

*** Für eine Anlage mit 345 kt/a Produktionskapazität und einem Verhältnis von 0,26 t CO₂ pro t Ethylenoxid (Jon 2007; Ausfelder; Bazzanella 2008).

14.1.2 Mögliche CO₂-Quellen

CO₂ AUS INDUSTRIEPROZESSEN

In industriellen Prozessen fällt CO₂ mit verschiedenen Konzentrationen in Abgasströmen an. Je nach Prozess variiert die Konzentration des CO₂ sowie auch die Verunreinigungen in den Abgasströmen sehr stark (Assen u. a. 2016), (Ausfelder u. a. 2017), vgl. auch Tabelle C.1. Mit sinkender CO₂-Konzentration und in Abhängigkeit von Menge und Art der Verunreinigungen steigt der notwendige Trennaufwand.

Im Zuge der Energiewende soll auf die Energieumwandlung aus fossilen Rohstoffen weitestgehend verzichtet werden, sodass energiebedingte CO₂-Quellen, wie Kohlekraftwerke in Zukunft entfallen und folglich auch hier nicht weiter betrachtet werden. Eine mögliche Quelle ist die Ammoniaksynthese, da hier das anfallende CO₂ ohnehin abgetrennt werden muss und somit im Zuge einer Weiterverwendung keinen zusätzlichen Aufwand erfordert. Jedoch muss hierbei beachtet werden, dass die gegenwärtige Rohstoffbasis Erdgas und damit ein fossiler Energieträger ist und eine Umstellung auf erneuerbare Energien (mittel PtX) technisch möglich und bereits diskutiert wird.

Des Weiteren entstehen in der organischen Chemie teilweise CO₂-Nebenströme bei den Umwandlungsprozessen. Diese sind heute i.d.R. fossil-basiert, können aber auch in zukünftigen Bioraffinerien anfallen. Ein Beispiel für einen heutigen Industrieprozess ist die Ethylenoxid-Synthese. Auch bei der Bewertung dieser Quelle muss die allgemeine, sowie die örtliche und zeitliche Verfügbarkeit im Lauf der Defossilisierung berücksichtigt werden. Aus den heute in der Ethylenoxidherstellung anfallenden ungefähr 285 kt CO₂/Jahr ließen sich beispielsweise ca. 4 PJ PtX-Kraftstoff/a produzieren (VCI 2018; Ausfelder, Bazzanella 2008). Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass zur Vermeidung fossiler CO₂-Emissionen nach der Nutzungsphase der Kohlenstoff langfristig, wenn möglich nicht mehr aus fossilen Quellen stammen sollte, wodurch sich auch weitere Mengenbeschränkungen in der Verfügbarkeit von Punktquellen ergeben können.

CO₂ AUS BIOGASANLAGEN

In Biogasanlagen wird aus Biomasse ein Gasgemisch erzeugt, welches sich überwiegend aus Methan (CH₄: 50-75 %), Koh-

lendioxid (CO₂: 25-45 %) und weiteren geringeren Anteilen Wasserdampf, Sauerstoff, Stickstoff, Schwefelwasserstoff und Spurengasen zusammensetzt. Die Schwankungsbreite liegt in der unterschiedlichen Zusammensetzung der Substrate bedingt. Die Wertschöpfungskette des Biogases teilt sich grundsätzlich in zwei Stränge auf:

- Verstromung direkt vor Ort (in Blockheizkraftwerken – BHKW, zur gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung)
- Aufbereitung und Konditionierung zur Einspeisung in das Erdgasnetz.

Die vollständige Aufbereitung von Rohbiogas zu Biomethan umfasst meist vier Verfahrensschritte: die Entschwefelung, die Gastrocknung (Austreiben des Wasserdampfes), Abtrennung des Kohlenstoffdioxids und Konditionierung, wenn das Gas ins Erdgasnetz eingespeist werden soll. Um eine gleichbleibende Qualität des Erdgases zu gewährleisten, wird vorab das aufbereitete Biogas auf die Qualitätsparameter für Erdgas in Bezug auf Trockenheit, Druck und Brennwert eingestellt. Da das CO₂ ohnehin abgetrennt werden muss, stellt diese CO₂-Quelle eine besonders interessante Alternative dar, da auf diese Weise ggf. nur noch eine Nachreinigung und Verdichtung des abgetrennten CO₂ erforderlich wäre.

Gegenwärtig wird der wesentlich größere Anteil des Biogases im BHKW verstromt. Gemäß des Monitoring Berichts (Bundesnetzagentur 2017) wurden im Jahr 2016 lediglich 1027 kt¹³ in das Erdgasnetz eingespeist. Gemäß § 31 GasNZV herrschen in Deutschland klare Ziele hinsichtlich der Biogaseinspeisung in das Gasnetz von 7200 kt/Jahr bis 2020 und 12.000 kt/Jahr bis 2030. Auch wenn die festgesetzten Einspeiseziele bisher weit verfehlt wurden, ist grundsätzlich eine stetige Zunahme zu verzeichnen (im Vergleich betrug die Einspeisemenge 2009 noch lediglich 0,12 t). Nimmt man einen CO₂-Gehalt von 45 % an (siehe Tabelle C.1), so ergeben sich für das Jahr 2016 überschlagsmäßig lediglich 2.310 kt an abgetrenntem CO₂ aus Biogasanlagen. Stellt man die theoretisch benötigten CO₂ Mengen für eine Substitution der gegenwärtig benötigten Kraftstoffmengen (2016) aus dem Verkehrssektor gegenüber, so wird deutlich, dass, selbst bei Erreichung der Einspeiseziele im Jahr 2030, was 27.000 kt CO₂/Jahr zur Verfügung stellen würde, dies als alleinige Quelle nicht ausreichen würde. In Anbetracht der bisherigen Zielverfehlungen, scheint dies jedoch kein wahrscheinliches Sze-

13 Bei einer durchschnittlichen Dichte des Biogases von 1,2 kg/Nm³.

nario, sodass auch alternative CO₂-Quellen in Betracht gezogen werden müssen. Darüber hinaus bleibt weiterhin die Frage der örtlichen Verfügbarkeit bestehen, sodass zwangsläufig mehrere unterschiedliche Quellen genutzt werden müssten.

CO₂ AUS DER LUFTABSCHEIDUNG (DIRECT AIR CAPTURE, DAC)

In der unteren Atmosphäre ist CO₂ mit einer Konzentration von ca. 0,04 Vol.-% quasi ubiquitär enthalten. Mit verschiedenen Techniken ist es möglich, dieses CO₂ aus der Luft abzutrennen, zu reinigen und in hoch konzentrierter Form für Folgeprozesse bereit zu stellen. Die Limitierung der Nutzung dieser Kohlenstoff-Quelle liegt insbesondere darin, dass durch die geringe Konzentration ein vergleichsweise hoher (Energie-) Aufwand zur Abtrennung nötig ist.

Grundsätzlich bestehen zwei erfolgsversprechende Möglichkeiten zur Abtrennung von CO₂ aus der Luft (Goeppert u. a. 2012):

- Absorption in basischen Medien (KOH, Ca(OH)₂, NaOH): CO₂ reagiert mit wässrigen Lösungen starker Basen zum entsprechenden Carbonat (K₂CO₃, Na₂CO₃, CaCO₃) mit hoher Selektivität und hoher Ausbeute (>99 %).
- Adsorption an (geträgerten) Organo-Aminen (Polyethylenimin [PEI], Amino-Trimethoxysilane [TRI], verzweigten Aminosilikaten [HAS]): CO₂ wird reversibel an funktionelle Amin-Gruppen (-NH₂) gebunden.

Die Abscheidetechnologie mittels Adsorption erfordert einen deutlich geringeren Energieaufwand zur Freisetzung des adsorbierten CO₂ im Gegensatz zur Absorptionstechnologie. Aus diesem Grund werden dieser Methode die größeren Zukunftsaussichten eingeräumt.

Der Energieaufwand zur CO₂-Bereitstellung aus Luft hängt außerdem von den Rahmenbedingungen der Anlage und der Wahl der Methode zur Desorption/Regeneration des Sorbents ab. Aus den untersuchten Veröffentlichungen lassen sich die in Tabelle C.2 dargestellten Bandbreiten für den Energiebedarf

der CO₂-Abscheidung aus der Luft ableiten. Die dargestellten Werte geben den derzeitigen Stand der Forschung wieder und basieren vor allem auf Laboruntersuchungen sowie zum Teil auf laufenden Demonstrator-Anlagen. Es ist zu erwarten, dass der Energiebedarf im Laufe der Zeit durch technologischen Fortschritt abnimmt.

Die Berechnungen zur LCA beschränken sich auf die CO₂-Abscheidung aus Luft an geträgerten Aminen auf Basis der veröffentlichten Betriebsparameter von Climeworks.

14.2 Strom als primärer Energieträger in den PtX-Prozessketten

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Elektrische Energie in Form von elektrischem Strom ist einer der „Rohstoffe“ für stoffliche PtX-Prozesse. Strom ist ein Sekundärenergieträger, der durch Umwandlungsprozesse aus Primärenergieträgern zur Verfügung gestellt wird. Diese Umwandlungen sind verlustbehaftet, so dass nur ein Teil der ursprünglichen Primärenergie als Strom nutzbar ist. Dafür hat Strom eine maximale Exergie und ist ein sehr vielseitig einsetzbarer Energieträger. Die Speicherung von Strom ist von einer geringen Energiedichte geprägt und erfolgt in kleinem Umfang elektrochemisch; große Energiemengen werden mechanisch, hauptsächlich in Wasserpumpenspeicherkraftwerken, gespeichert.

Die konventionellen Umwandlungsprozesse, insb. thermische Kraftwerke, haben eine nachfragegesteuerte Strombereitstellung ermöglicht. Der zunehmende Ausbau an erneuerbarer Stromerzeugung wandelt das Nachfrage-orientierte Stromsystem zunehmend in ein Dargebots-orientiertes System um. Zwar haben sich die Prognosemöglichkeiten für die Abschätzung des Eintrages aus Photovoltaik und Windenergie stark verbessert, dennoch fällt die Stromerzeugung aus diesen Anlagen intermittierend an.

Der Transport des Stroms von den Zentren seiner Erzeugung hin zu den Verbrauchszentren wird über das Stromübertra-

Tabelle C.2: Energiebedarf verschiedener Technologien zur Abscheidung von CO₂ aus Luft.

	Absorption (NaOH, KOH)	Adsorption (PEI, TRI)
Thermische Energie [kWh/Nm ³ CO ₂]	1,9 – 6,0 (bei 400-700 °C)	1,8 – 4,0 (bei 100 °C)
Elektrische Energie [kWh/Nm ³ CO ₂]	0,4 – 2,2	0,4 – 3,7

gungs- und -verteilnetz gesteuert. Die Schwerpunkte der Stromerzeugung werden sich mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung von den Verbrauchszentren weg verschieben.

Ist eine ausreichende Netzstruktur vorhanden, so ist es unkritisch, wo die PtX-Anlage steht. Soll die Anlage einen Beitrag zur lokalen Netzstabilisierung leisten, d.h. für eine Entlastung der lokal installierten Netzkapazitäten sorgen, so muss sie an dem kritischen Netzknotenpunkt betrieben werden. Dem steht die Versorgung der anderen benötigten Rohstoffe: Wasser und CO₂ nach, die ebenfalls sichergestellt werden muss. Es ist jedoch davon auszugehen, dass mit zunehmendem Netzausbau dies nur eine vorübergehende Situation darstellt.

In einem weitgehend auf erneuerbare Stromerzeugung ausgerichteten Energiesystem kann dieser Strom im Sinne der Sektorkopplung genutzt werden, um erneuerbare Energie in andere Sektoren einzutragen, die dazugehörigen Prozesse werden

damit teilweise vor technische, aber vor allen Dingen betriebswirtschaftliche Problemen gestellt.

Im Fall von stofflichen PtX-Verfahren ist die Elektrolyse als erster Umwandlungsschritt zwar technisch in der Lage, in einem großen dynamischen Bereich hinreichend schnell auf Änderungen der Stromversorgung zu reagieren, was i.d.R. aber nicht für die Folgeprozesse gilt, die Auswirkungen von häufigen schnellen Lastwechsel auf die verschiedenen Komponenten der Elektrolyseanlage ist jedoch noch weitgehend unerforscht.

Weiterhin bleibt zu beachten, dass eine PtX-Anlage im Stromsystem als regulärer (End-)Verbraucher auftritt und damit die Gesamtbilanz von Angebot und Nachfrage entsprechend beeinflusst und aktuell damit auch der Strombezug durch die entsprechenden Steuern, Abgaben und Umlagen belastet wird.

Darüber hinaus führt elektrischer Strom, durch seine teilweise Erzeugung aus fossilen Primärenergieträgern zu Treibhausgas-

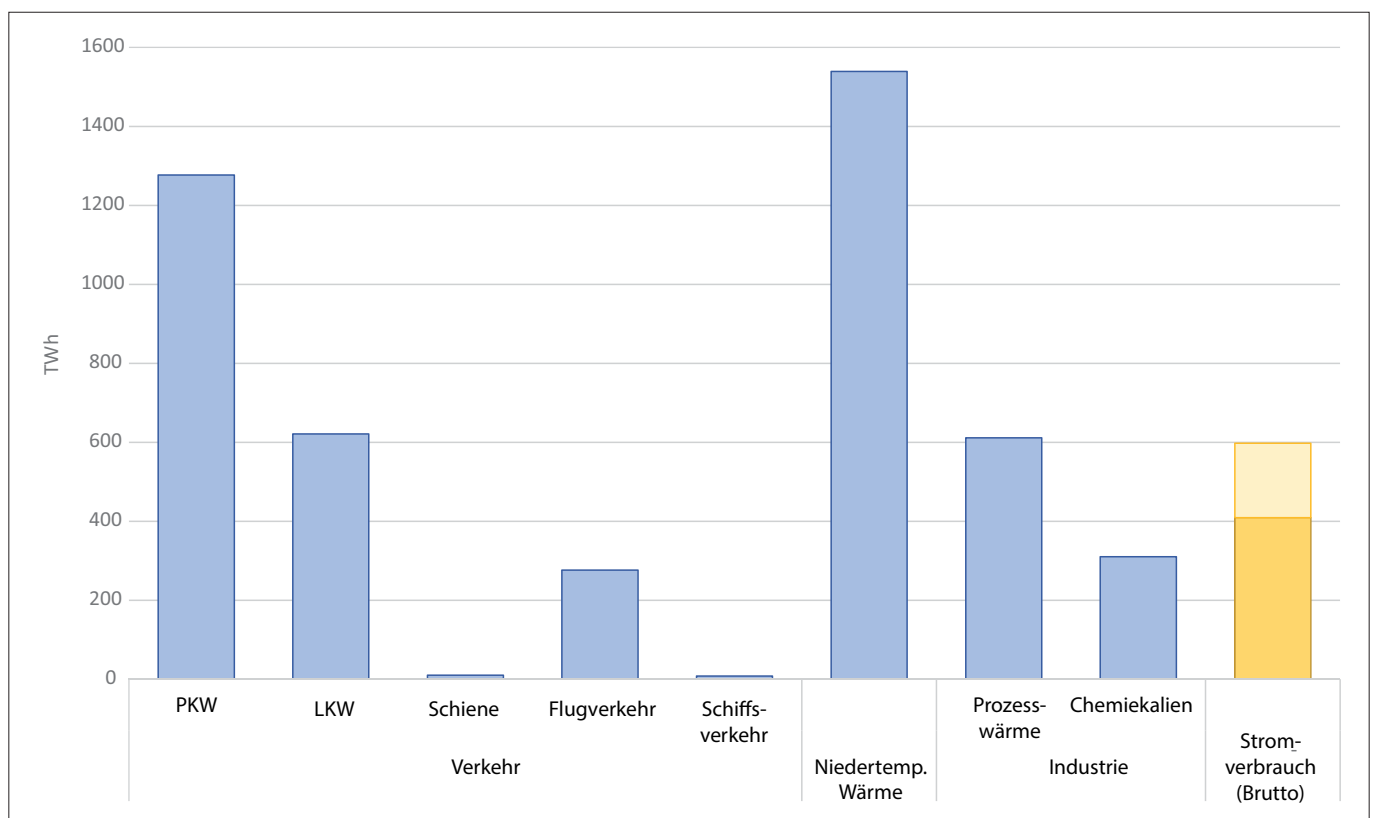


Abbildung C.1: Abschätzung der Potenziale des Einsatzes stofflicher PtX-Produkte aufgeschlüsselt nach Anwendung auf Basis der Verbräuche in 2016. Dunkelgelb: fossiler Anteil, hellgelb: EE-Anteil am Stromverbrauch. Die Abbildung stellt absichtlich keine Zukunftsprognose mit vermeintlichen zukünftigen Bedarfen dar, sondern stellt die Verhältnisse und Größenordnungen gegenüber, denen PtX gegenübersteht. Eigene Berechnung auf Basis von (Wagemann, Ausfelder 2017; BMWi 2018a; AGEb 2018b; UBA 2016). (vgl. Tabelle A.4) *Binnen- und Küstenschifffahrt.

emissionen, insb. von CO₂. Für die Produktion von stofflichen PtX-Produkten ist daher nicht *a priori* von einer Treibhausgas-minderung in Bezug zu seiner fossilen Referenz auszugehen. Dieser Aspekt wird auf Basis der ersten LCA-Ergebnisse ausführlich in den Kapiteln 15.1.2, 15.2.2, 16.1.2 und 16.2.2 diskutiert.

Der Strombedarf für einzelne stoffliche PtX-Technologien ist von den Umwandlungsverlusten abhängig, die sich aus der konkreten Prozesskette ergeben, die zur Herstellung des PtX-Energieträgers führt. Für eine konkrete Abschätzung hinsichtlich dieses Strombedarfs, bedarf es noch weiterer Informationen, wie groß der zukünftige PtX-Verbrauch wäre. Da sich dies aus äußerst komplexen Entwicklungen im Gesamtenergiesystem und im Konsumentenverhalten entwickelt, wird an dieser Stelle auf die Potenzialanalyse aus Kapitel 4.1 zurückgegriffen. Diese soll keine realistische zukünftige Entwicklung darstellen, sondern lediglich die Verhältnisse und Größenordnungen der gegenwärtigen Verbrauchsstruktur und Größenordnungen im Energiesystem widerspiegeln. Auf diese Weise rückt die zur Zielerreichung notwendige Entwicklung in den Vordergrund. In Abbildung C.2 sind die Potenziale für die Substitution der fossilen Energieträger durch ihre PtX-Äquivalente, gemäß den Mengen in Tabelle A.4, hinsichtlich der sich daraus ergebenden Strombedarfe, dargestellt. Der aufgezeigte Vergleich mit der Nettostromversorgung 2016 zeigt auf, dass eine Substitution durch PtX insbesondere im Niedertemperaturwärme- und PKW-Bereich ein Mehrfaches der gegenwärtigen Stromerzeugung benötigen würde. Gekoppelt mit dem Kriterium der „Alternativlosigkeit“ (vgl. Kapitel 4.3), lässt sich der vermutlich vielversprechendste Einsatz von PtX in den Bereichen des LKW- und Flugverkehrs, sowie der Chemieindustrie finden. Eine Komplettumstellung bei heutigen Bedarfen entspricht einem über doppelt so hohem Strombedarf, als heute netto zur Verfügung steht. Vor dem Hintergrund, dass die Umstellung der Nettostromerzeugung auf erneuerbare Energieträger heute bereits eine Herausforderung darstellt, ist es unwahrscheinlich, dass ein zusätzlicher doppelt so hoher Bedarf gedeckt werden kann. Folglich müssen entweder die entsprechenden Strommengen oder die PtX-Kraftstoffe importiert werden, andere Alternativen ebenfalls einen entsprechenden Beitrag leisten oder der Energiebedarf muss enorm reduziert werden.

14.3 Wasser als Rohstoff für PtX-Produkte

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Wasser ist eine weitere ausschlaggebende Ressource für die PtX-Produktionsrouten, welches für den Prozessschritt der Elektrolyse bereitgestellt werden muss. Das benötigte Wasser wird zunächst gemäß den jeweiligen Reinheitsanforderungen aufgereinigt, um Ablagerungen in den Zellen der Elektrolyseure und eventuelle unerwünschte elektrochemische Reaktionen zu verhindern. Der Wasserbedarf der PtX-Prozessketten sei hier beispielhaft für die Methanolsynthese dargestellt. Im weiteren Verfahrensschritt, der Methanolherstellung, entsteht Abwasser, welches mit Chemikalien verunreinigt ist und entsprechend aufgereinigt werden muss. Rein stöchiometrisch ergibt sich für 1 t Methanol ein Wasserbedarf von 1,69 t; gleichzeitig entstehen bei dem Prozess 0,56 t Abwasser. Bei einem entsprechend integrierten Prozessen mit Abwasseraufreinigung und -rückführung kann die Bedarfsmenge reduziert werden, so kann der primäre Wasserbedarf stöchiometrisch auf 1,13 t Wasser/t Methanol gesenkt werden. Legt man bspw. die Methanolanlage in Island zugrunde, welche jährlich knapp 4,5 kt Methanol bereitstellt und rund 2,2 kt Wasser jährlich aufgereinigt werden müssen (Carbon Recycling International 2017). Dies entspricht dem durchschnittlichen jährlichen Wasserverbrauch von 50 Einwohnern (statista 2016). Sollen die PtX-Anlagen einen signifikanten Beitrag zur Energiewende leisten, so lägen die benötigten Kapazitäten Größenordnungen darüber, sodass für die Wasserbereitstellung von PtX-Produktionsrouten eine entsprechende Wasserversorgungs- und Aufreinigungsinfrastruktur angelegt werden muss.

Eine übermäßige Nutzung zu einer Absenkung des Grundwasserspiegels führen, was wiederum Auswirkungen auf die Wasserversorgung der Region haben kann.

Grundsätzlich stellt das Thema Wasserverfügbarkeit in Deutschland zwar übergreifend kein Problem dar, jedoch stellt sich im Zusammenhang mit den PtX-Prozessketten die Frage nach der Verfügbarkeit am jeweiligen Standort. PtX-Anlagen, die an bereits ausgebauten und integrierten Standorten aufgebaut werden (bspw. Chemieparks), werden ebenfalls an eine entsprechende Wasserversorgung angeschlossen sein. Dies gilt ebenfalls für die Aufbereitung des verunreinigten Abwassers. Für PtX-Anlagen, die jedoch als Container-Anlagen zu einer autarken Versorgung (bspw. von Kraftstoffen) beitragen sollen, ist die Verfügbarkeit von ausreichend Wasser, sowie der Aufreinigung des Prozesswassers durchaus eine Fragestellung, die es noch zu beantworten gilt.

Bisher fehlt es jedoch an konkreten Analysen inwiefern der Bedarf in Deutschland tatsächlich standortunabhängig gedeckt werden kann. Da dies jedoch eine sehr standortspezifische Fragestellung ist, lässt sich dies erst zu einem späteren Zeitpunkt auf realistische Weise beantworten, wenn erste Anlagen auf industrieller Skala aufgestellt werden. Hinsichtlich der Exportfähigkeit von PtX-Technologien, kann die Wasserverfügbarkeit jedoch eine wichtige Rolle spielen, da die Verfügbarkeit in trockeneren Regionen eventuell nicht gegeben ist. In Bezug auf die Verunreinigungen und nötigen Aufbereitung des Abwassers fehlen ebenfalls ausschlaggebende Studien, die konkret die Belastung und nötigen Aufwendungen zu Aufreinigung analysieren. Diese Fragestellungen sollten jedoch naturgemäß vor einer Implementierung ausreichend erörtert werden. Bei Abscheidung von CO₂ aus der Umgebungsluft (vgl. Kapitel 14.1) wird neben CO₂ auch Wasser auf der Luft gefiltert, welches für den Prozess genutzt werden kann. Hier ist noch zu klären, ob die entsprechenden Stoffströme in einem entsprechenden Verhältnis zur direkten Weiterverarbeitung anfallen.

In der integrierten Begleitforschung des Kopernikus Projektes P2X soll daher der wichtigen Ressource Wasser ebenfalls Rechnung getragen und der Verbrauch analysiert werden. In den hier veröffentlichten Zwischenergebnissen konnte der Indikator Wasserbedarf noch nicht dargestellt werden, dies wird in der aktualisierten Version dieses Dokuments (2019) erfolgen.

15. Anwendung als chemischer Feedstock

15.1 Bereitstellung von Wasserstoff und Synthesegasen

Autoren: Kay Bareiß (TUM), Thomas Fröhlich (ifeu), Balint Simon (ifeu), Andreas Stefan (TUM), Petra Zapp (FZJ)

15.1.1 Technologiebeschreibung

Zur energetischen und stofflichen Nutzung können Wasserstoff und Synthesegas mit Hilfe verschiedener technischer Verfahren bereitgestellt werden. Die Dampfreformierung von Erdgas (früher Kohle) stellt mit rund 70 % Wirkungsgrad den gegenwärtigen Industriestandard dar.

Mit einem globalen Anteil von 48 %, ist die Dampfreformierung von Erdgas der wichtigste Bereitstellungspfad von Wasserstoff

(Bertuccioli u. a. 2014). Jährlich werden insgesamt ca. 60 Mio. t Wasserstoff (Weger, Abánades, Butler 2017) produziert, dies entspricht etwa 1 % des heutigen globalen Primärenergieeintrags und rund 330 Mio. t CO₂ Emissionen. Damit trägt die Wasserstoffbereitstellung, unter den derzeitigen Bedingungen, in nicht unerheblichem Maß zu den globalen Treibhausgasemissionen bei. Der Großteil des erzeugten Wasserstoffs wird heute in der chemischen Industrie verbraucht (Weger, Abánades, Butler 2017). Darüber hinaus birgt Wasserstoff das Potenzial in Zukunft eine bedeutendere Rolle als Sekundär- bzw. Endenergieträger zu spielen.

Die PtX-Routen beinhalten eine Prozesskette über die Wasserstoff bereitgestellt werden kann (PEM-Elektrolyse) und zwei weitere, über die Synthesegas mit unterschiedlichen Spezifikationen bereitgestellt werden kann: die Niedertemperatur-Elektrolyse von CO₂ und die Hochtemperatur-Co-Elektrolyse. Die grundsätzliche Beschreibung und Herausforderungen in der Entwicklung der Technologien werden im Folgenden dargelegt.

(A) PTX-ROUTE ZUR H₂ HERSTELLUNG MITTELS POLYMER-ELEKTROLYT-MEMBRAN (PEM) ELEKTROLYSE

Unter der Prämisse einer zukünftigen Stromerzeugung aus überwiegend regenerativen, nicht biogenen Primärenergieträgern und eines damit verbundenen fluktuierenden Stromangebots ist die Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM) Elektrolyse ein geeignetes Verfahren, vor allem wenn Hochdruck-Wasserstoff (30-50 bar) hergestellt werden soll. Aufgrund ihrer Flexibilität (hohe Lastwechselspreizung) kann die PEM-Elektrolyse durch ihre hervorragende Dynamik im Speziellen die Zeiten mit hohen Anteilen von erneuerbarer Stromerzeugung, zur Herstellung potenziell umweltfreundlichen Wasserstoffs nutzen. Längere Leerlaufzeiten stellen kein technisches Problem dar, bzw. können durch entsprechende technische Maßnahmen adressiert werden. Start- und Stopp-Zyklen können je nach Sicherheitskonzept kurzgehalten werden, so dass die Anlagen entweder im Standby warm und unter Druck gehalten werden können (sofortige Reaktion auf Lastsignale) oder zur Reduzierung der Energieverbräuche abgefahren werden können (Wiederauffahrphase notwendig). Aufgrund der kompakten Bauweise erlaubt die PEM-Elektrolyse über Zuschalten von Modulen ein einfaches „numbering up“, d.h. die Leistung kann durch Zuschalten weiterer Module linear erhöht werden. Der mittlere Gesamtwirkungsgrad liegt derzeit bei rund 60 % bezogen auf den unteren Heizwert (LHV) (Kopp u. a. 2017), wobei langfristig 65-75 % (LHV) angestrebt werden. Die PEM-Elektrolyse ist eine bereits erprobte Technik und findet heute schon Anwendung

(Töpler, Lehmann 2014). Der Gesamtprozess der PEM-Elektrolyse zur großskaligen Hochdruck-H₂-Erzeugung liegt aktuell auf einer hohen Entwicklungsstufe mit TRL 7 und soll bis zum Abschluss der 10-jährigen Förderdauer auf TRL 9 gebracht werden. Besondere Herausforderungen bilden dabei die Verbesserung der Langzeitstabilität unter fluktuierendem Betrieb, die Nutzung von Membranmaterialien mit geringerer Gaspermeation, die Entwicklung von Katalysatoren mit hoher spezifischer Aktivität, eine Verringerung der Ressourcen-limitierten Edelmetallbelastungen der Elektroden, sowie die Erhöhung des Wirkungsgrades.

(B) PTX-ROUTE ZUR SYNTHESEGAS ERZEUGUNG MITTELS NIEDERTEMPERATUR-ELEKTROLYSE

Bei der Niedertemperatur-Elektrolyse wird durch Nutzung von elektrischer Energie CO₂ zu CO reduziert (Kathodenreaktion) und H₂O zu Sauerstoff oxidiert (Anodenreaktion). Als Nebenprodukt entsteht an der Kathode auch H₂ in kleinen Mengen. Im Gasgemisch, das den Kathodenraum verlässt befindet sich auch nicht umgesetztes CO₂. Diese Zusammensetzung und die Bereitstellung bei niedriger Temperatur sind ideale Voraussetzungen für den Einsatz des Produktgemisches in der mikrobiellen Fermentation. Zur Verwendung in anderen Anwendungen kann das Produktgemisch in einer Cold Box (Kältekammer) in seine Bestandteile zerlegt werden. Durch Zugabe von H₂ kann das H₂/CO-Verhältnis optimiert und so Synthesegas (CO + H₂) hergestellt werden, welches in unterschiedlichen Folgeprozessen verwendet werden kann und zur Synthese von Kohlenwasserstoffen oder Alkoholen dient. Nach derzeitigem Stand in Kopernikus P2X werden die Produkte der Niedertemperatur-Elektrolyse der mikrobiellen Fermentation zur Herstellung von langkettigen Alkoholen zugeführt. Der Forschungsschwerpunkt im Kopernikus-Projekt liegt darin, einen Gas-zu-Gas Elektrolyseur mit neuartigen Elektroden und Zelldesignkonzepten zu erarbeiten. Grundlage sind die silberbasierten Sauerstoffverzehrkathoden (SVK) der Chloralkali-Elektrolyse, die sich auch für die CO₂-Reduktion zu CO eignen. Der Entwicklungsschritt, der dabei vollzogen werden muss, ist die Neugestaltung der Elektrode, die ursprünglich für die Umsetzung von gasförmigem Sauerstoff und den Durchtritt in die Flüssigphase entwickelt wurde, so dass die Umsetzung von CO₂ zu CO in der Gasphase erfolgt.

Von den beteiligten Projektpartnern werden verschiedene Elektrodenmaterialien charakterisiert und die Funktionsweise der Elektroden aufgeklärt, sowie das Zelldesign optimiert. Ziel der Entwicklung ist eine hohe Umwandlungseffizienz bei industriell genutzten Stromdichten. Derzeit wird das Verfahren nur im Labor untersucht, liefert dort allerdings schon erfolgs-

versprechende Ergebnisse. Daher wird der aktuelle TRL für das Gesamtverfahren mit 3 festgelegt, mit dem Ziel am Ende der Förderperiode TRL 4 oder 5 zu erreichen.

(C) PTX-ROUTE ZUR SYNTHESEGAS ERZEUGUNG MITTELS HOCHTEMPERATUR-CO-ELEKTROLYSE

Bei der HT-Co-Elektrolyse laufen die beiden Reaktionen der elektrolytischen H₂ Produktion und der CO Produktion aus RWGS (reverse water-gas shift reaction) gleichzeitig in einem Reaktor ab, was eine Reduktion im apparativen Aufwand gegenüber der getrennten, sequentiellen Produktion bedeutet. Ein attraktiver Vorteil der Technologie ist die Möglichkeit durch Variation von Betriebsparametern (Temperatur, Druck, Strom, Eduktgas) unterschiedliche Synthesegas-Zusammensetzungen zu erzeugen, die ein breites Spektrum nachfolgender industrieller Anwendungen ermöglichen. Der Betrieb bei hohen Temperaturen bietet außerdem thermodynamische Vorteile und damit niedrigeren Energiebedarf, bei gleichzeitiger Erhöhung der Effizienz durch bessere Betriebskinetik. Gleichzeitig führen hohe Temperaturen auch zu erheblichen Herausforderungen bei der Materialstabilität. Deshalb ist ein tieferes Verständnis der Einflüsse durch die Betriebsparameter auf die Materialeigenschaften sowie die Variabilität der produzierten Synthesegase notwendig. Der Betrieb unter erhöhtem Druck verspricht Vorteile bezüglich des Gesamtwirkungsgrades einer PtX-Route, da Synthesegas bereits auf dem Druckniveau des nachfolgenden Syntheseschrittes bereitgestellt wird. Da die experimentellen Untersuchungen bisher lediglich bis 8 bar durchgeführt werden konnten, ist eine abschließende Bewertung des Druckeinflusses auf die elektrochemische Kinetik der HT-Co-Elektrolyse und eine entsprechende PtX-Route noch nicht möglich.

Zum Kern der Technologie- und F&E-Aktivitäten gehören die Elektrolysezellen und –stacks, die sich durch folgende Konzepte unterscheiden lassen: Auf Zellebene sind dies die kathoden- und die elektrolytgestützte Membran-Elektroden-Einheit und auf Stackebene der drucklose und druckbehaftete Betrieb. In dieser ersten Projektphase wird die Technologie der HT-Co-Elektrolyse durch gezielte Grundlagenforschung zur Identifikation und Bewertung kritischer Aspekte sowie die Erprobung in Richtung einer praxisreifen Lösung entwickelt. Dabei werden zunächst verschiedene Konzepte verfolgt und geprüft, für die jeweils unterschiedlichen Materialien weiterentwickelt und getestet werden. Hier ist die optimale Zusammenarbeit aller Betriebspunkte des Systems zu evaluieren und die verschiedenen Einflussgrößen gegeneinander abzuwägen. Kombinationen aus den verschiedenen Zell- und Stack-Konzepten werden geprüft

und analysiert. Gegenwärtig werden zwei Zelltypen im Besonderen evaluiert. Für beide Zelltypen (kathoden- bzw. elektrolytgestützt) wird Yttrium stabilisiertes Zirkoniumdioxid (YSZ) als Elektrolyt eingesetzt. Wegen der mechanischen Festigkeit wird in der elektrolytgestützten Zelle das teilstabilisierte 3YSZ und in der kathodengestützten Zelle das vollstabilisierte 8YSZ verwendet. Die Anode ist bei beiden ein $(\text{La,Sr})(\text{Co,Fe})\text{O}_3$ Perowskit mit unterschiedlicher Zusammensetzung. Die Kathode ist ein Nickel Cermet, entweder $\text{Ni}/8\text{YSZ}$ oder $\text{Ni}/(\text{Ce,Gd})\text{O}_2$. Typische Herstellungsverfahren sind Foliengießen, Siebdruck, PVD und Sol-Gel-Verfahren. Beim Hochskalieren können andere Herstellungsverfahren eingesetzt werden. Für die Interkonnektoren bei der Stack-Konzepte wird ein Crofer 22 APU® Stahl genutzt. Je nach Auswahl der Zelltypen und des Prozessdesigns müssen die Betriebsparameter angepasst und optimiert werden, um ein gewünschtes H_2/CO Verhältnis zu erlangen. Darüber hinaus wird in Langzeittests untersucht, welche Auswirkungen auf Prozessparameter, wie Produktivität, Degradation oder Lebensdauer, bei den unterschiedlichen Konzepten zu erwarten sind. Dem Grundlagenforschungscharakter entspricht auch der Technology Readiness Level für das HT-Co-Elektrolyse Gesamtkonzept der bei Projektbeginn von TRL 1 gestartet ist und derzeit einen TRL von 3 erreicht hat. Zwar sind die Standardzellen und deren Produktion aus dem Betrieb der SOFC und der H_2 SOEC bekannt (und würden demnach einem TRL von 4 entsprechen), sie müssen jedoch noch gezielt auf den Betrieb der Co-Elektrolyse angepasst werden. Insbesondere die Entwicklung neuer Katalysatoren mit deutlich verbesserter Lebensdauer sowohl für die $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$ Reduktion als auch für die O_2 Entwicklung sowie die Entwicklung und Beschichtung der Interkonnektoren befinden sich noch in einem frühen Stadium (TRL 2-3). Für Stacks (<5 kW) mit Standardzellen unter Laborbedingungen liegen ebenfalls Erfahrungen aus SOFC Anwendungen auf TRL 3 Level vor. Der druckbehaftete Betrieb (ebenfalls < 5 kW) entspricht bisher einem TRL von 2.

15.1.2 Zwischenergebnisse der LCA

Allgemeine methodische Grundsätze und Modellierungsgrundlagen der durchgeführten LCAs sind ausführlich in Kapitel 10 beschrieben. In den folgenden Abschnitten werden lediglich die relevanten und technologiespezifischen Modellierungsgrundlagen kurz dargelegt (Systembeschreibung) und die ersten noch vorläufigen Zwischenergebnisse der Analysen präsentiert.

(A) ZWISCHENERGEBNISSE FÜR DIE HERSTELLUNG VON H_2 ÜBER DIE PEM ELEKTROLYSE

Systembeschreibung

Die vorläufigen Systemgrenzen für die Modellierung der LCA sind in nachfolgender Abbildung C.2 aufgeführt. Derzeit wird für einen Elektrolyseur von 1 MW Leistung des Stacks die Materialien zur Herstellung des Stacks selbst und Beton für die benötigte Bodenplatte berücksichtigt. In der Betriebsphase ist die Trocknung des Wasserstoffs nach dem TSA Verfahren mit Silica Gel berücksichtigt (exklusive Spülverluste), Prozesswasser, ein Wasserstoffspeicher (130m^3). Eine detaillierte Auflistung ist im Anhang 1 zu entnehmen.

Die funktionelle Einheit ist 1 kg getrockneter Wasserstoff bei 30 bar.

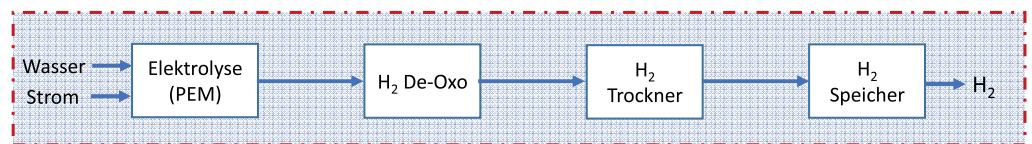


Abbildung C.2 Systemgrenzen des PEM-Elektrolyseurs für die Modellierung der LCA

Als Datengrundlage für die Modellierung wurde die Datenbank Ecoinvent 3.3 verwendet. Das Material Silica Gel wurde basierend auf Informationen aus (Dowson u. a. 2012) modelliert, da es in der Datenbank nicht verfügbar ist.

Die Analyse der PEM-Elektrolyse erfolgt zum einen auf dem Istzustand (2018) sowie für das Entwicklungsziel für die nächsten 10 Jahre. In Tabelle C.3 ist diese Entwicklung abgebildet, welche vor allem in der Reduktion der Platingruppenmetalle und Titanbauteile erfolgt. Abweichend von den in der Technologiebeschreibung genannten Wirkungsgraden aus der Literatur wird im Folgenden ein leicht höherer, im Konsortium abgestimmter Wirkungsgrad angesetzt. Zur Berechnung der Energie – sowie Stoffströme wurde ein Tool vom Projektpartner ZAE Bayern zur Verfügung gestellt (Bertuccioli u. a. 2014).

Der Bedarf an Energie und Prozessstoffen zur Herstellung von 1 kg Wasserstoff ist in Tabelle C.4 aufgeführt. Der generierte Wasserstoff wird einem Gasreinigungsprozess (de Oxidierer sowie Trocknung) unterzogen und hierbei auf einen Taupunkt von ca. $-60\text{ }^\circ\text{C}$ getrocknet. Diese Annahme kann sich zukünftig noch verändern. Die Lebenszeit der Anlage wird auf 20 Jahre

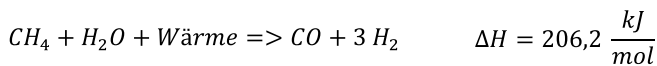
Tabelle C.3 Parameter des Entwicklungsstandes der PEM-Elektrolyse für die LCA und Annahmen für den Stand in 10 Jahren. (Buttler, Spliethoff 2018; Carmo u. a. 2013; Bernt, Siebel, Gasteiger 2018)

	2018	Entwicklung der nächsten 10 Jahre
Wirkungsgrad (LHV basiert)	70 %	70 %
Zellspannung	1,79 V	1,79 V
Stromdichte	1 ± 0.5 A/cm ² [1]	3 A/cm ² [3]
Ir Beladung (Anode)	2 mg/cm ² [2]	0,2 mg/cm ²
Platinbeladung (Kathode)	0,3 mg/cm ² [2]	0,05 mg/cm ²
Titan Bipolarplatte	3 mm (Dicke)	0,4 ± 0,1 mm (Dicke)*
Nafion (Membran)	200 µm (Dicke)	50 µm (Dicke)

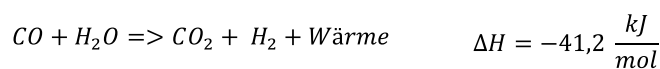
* abgeschätzt anhand der Dicke von Bipolarplatten für PEM Brennstoffzellen

angesetzt. Dabei wird berücksichtigt, dass der Stack nach 10 Jahren erneuert werden muss. Dabei wird nicht unterschieden, ob die Anlage den Strommix (siehe auch Kapitel 8) mit 3000 h Volllast pro Jahr oder mit 8760 h Volllast pro Jahr genutzt wird. Die stündlich produzierte Menge an H₂ beträgt 21 kg.

Der Referenzprozess ist die Dampfreformierung. Dabei wird Wasserstoff unter Nutzung von Erdgas und Wasserdampf in Industrieanlagen mit Produktionskapazitäten von typischerweise 50.000 Nm³/h hergestellt (Buttler, Spliethoff 2018). In einem ersten Schritt wird unter Druck und bei hoher Temperatur unter Wärmezufuhr Kohlenmonoxid und Wasserstoff erzeugt:



In der Shift-Reaktion wird anschließend aus dem Kohlenmonoxid, unter erneuter Wasserzufuhr, Kohlendioxid und Wasserstoff hergestellt:



Der Gesamtwirkungsgrad des Systems auf Basis des unteren Heizwerts liegt bei ca. 67 % (Töpler, Lehmann 2014). Weitere bedeutende Bereitstellungspfade sind Wasserstoff als Nebenprodukt in der chemischen Industrie (30 % der globalen Produktion), sowie die Kohlevergasung (18 % der globalen Produktion).

Der Anteil von Elektrolyse-Wasserstoff liegt heute bei ca. 4 % an der globalen Wasserstoffproduktion (Bertuccioli u. a. 2014).

Vorläufige Zwischenergebnisse der PEM-Elektrolyse

Die vorläufigen Zwischenergebnisse für die Lebenszyklusbasierten THG_{LCA} und den kumulierten Energieaufwand (KEA) sind in Abbildung C.3 und Abbildung C.4 dargestellt. Das vorläufige Ergebnis für die THG_{LCA} zeigt den starken Rückgang der spezifischen Treibhausgasemissionen vom heutigen Strommix hin zum systemdienlichen Betrieb. Die abgebildeten Komponenten des PEM-Elektrolyseurs haben einen vernachlässigbar geringen Einfluss, es fehlen jedoch diverse ggf. relevante Komponenten in der bisherigen Betrachtung. Der Anlagen-Betrieb, welcher das zu spaltende Wasser sowie das Silica Gel zur

Trocknung beinhaltet, ist in Abbildung C.3 aufgetragen. Ausschlaggebend für die THG_{LCA} des produzierten Wasserstoffs ist die Stromzusammensetzung, die im systemdienlichen Betrieb etwa 85 % Einfluss auf das Ergebnis hat. Mit dem aus Kapitel 8.1 unterstellten Strommix im Jahr 2050 (kontinuierlicher Betrieb über 8760 h) sind die THG_{LCA} von einem kg Wasserstoff etwa gleich hoch wie das des Referenzprozesses. Wird ausschließlich das Dargebot an ansonsten nicht nutzbarem Strom zu 100 % aus erneuerbaren Quellen genutzt, so wird nur noch ¼ an CO₂-äq. gegenüber der Dampfreformierung von Methan (Steam Methane Reforming, SMR) emittiert. Da die Ergebnisse einen großen Teil der materialbezogenen CO₂-Emissionen aktuell vernachlässigen, ist diese Aussage jedoch zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht belastbar.

Tabelle C.4 Vorläufige Erhebung der Energie und Prozessmittel für die Herstellung von 1 kg getrocknetem Wasserstoff

Prozessmittel	Menge
Betriebsstrom (PEM-Elektrolyseur)	47 kWh/kg H ₂
Elektrische Wärmeerzeugung (Trocknung (Silica Gel) – Wasserstoff-Spülverluste aktuell noch vernachlässigt)	0,2 kWh/kg H ₂
Prozesswasser	11 kg/kg H ₂ *

* Verlust von Wasser, welches durch die Gasphase ausgetragen werden kann, wurde berücksichtigt

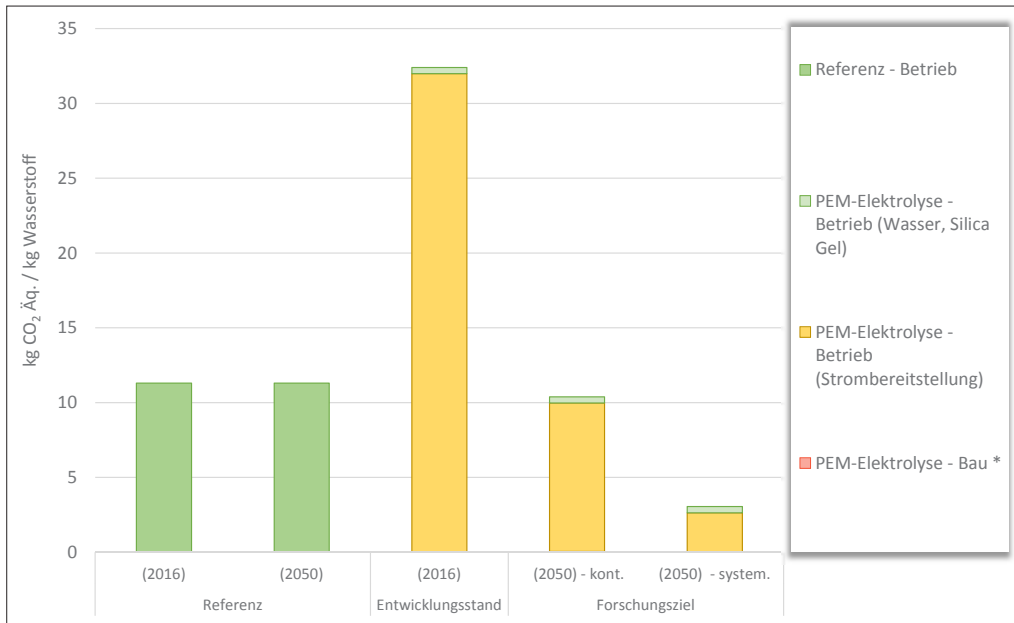


Abbildung C.3: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} für die PEM-Elektrolyse. Die THG-Emissionen (THG_{LCA}) geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. 10.1, Seite 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier kg CO₂ Äq. / kg H₂. Die Gesamt-THG_{LCA} lassen sich, wie hier, nach unterschiedlichen Komponenten aufschlüsseln. Der „Anlagen- Betrieb – Strombereitstellung“ des Elektrolyseurs setzt sich aus der Energie der Trocknung sowie dem Prozessstrom des PEM-Elektrolyseurs zusammen (es wird keine mechanische Kompressionsarbeit betrachtet). Der Einfluss der Materialien für den Elektrolyseur bezieht sich derzeit hauptsächlich auf den PEM Stack, den Speicher und das Fundament. Der Einfluss der berücksichtigten Komponenten ist bezüglich der THG_{LCA} aktuell so gering, dass dieser in der Abbildung praktisch nicht sichtbar ist (< 1 %). Die THG_{LCA} des SMR ist unter „Anlagen – Betrieb (Referenz) dargestellt und wurde als Wert aus GaBi übernommen.

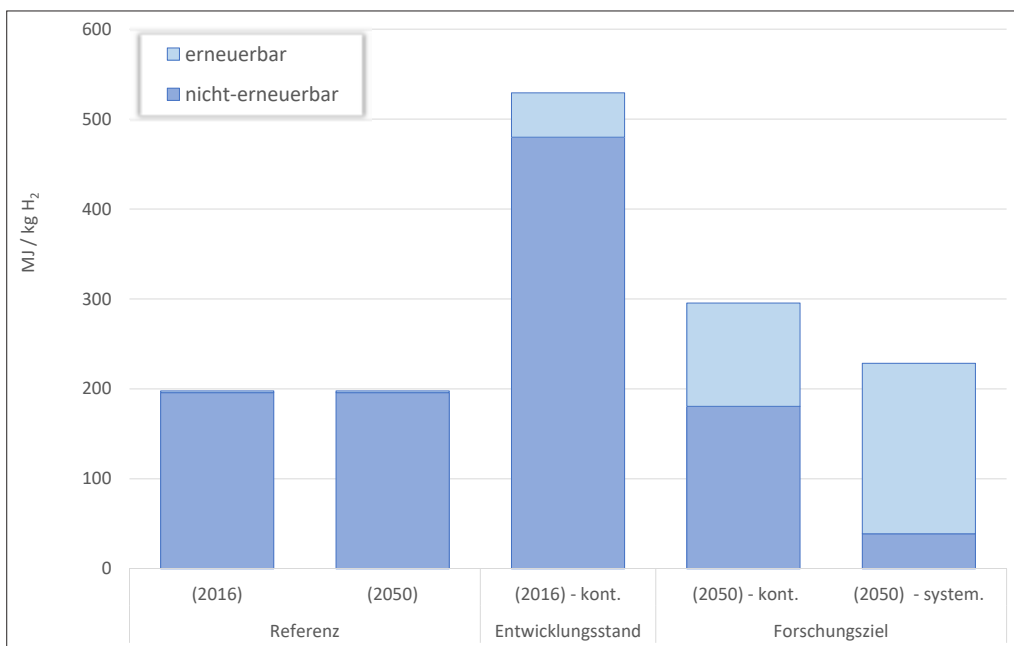


Abbildung C.4: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes (KEA) der drei Anwendungsfälle für die beiden Entwicklungsstände der PEM-Elektrolyse gegenüber dem Referenzprozess. Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwandes im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.). Alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von 1 kg H₂ benötigt werden, sind aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, S. 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die H₂ Herstellung gezogenen Systemgrenzen.

Der kumulierte Energieaufwand (KEA) des PEM-Elektrolyseurs mit dem heutigen Strommix ist mehr als doppelt so groß wie der des Referenzprozesses. Mit Erreichung des Forschungsziels sinkt dieser signifikant, wobei der Anteil der erneuerbaren Quellen zusätzlich steigt. Die Einsparungen die sich beim kumulierten Energieaufwand (KEA) von der kontinuierlichen zur systemdienlichen Fahrweise ergeben (anders als bei den THG_{LCA}) sind auf die zugrunde gelegte Methodik bzw. die Bilanzgrenzen zurückzuführen, wie ausführlich in Kapitel 10.1 (vgl. Infobox B.2) dargelegt wurde.

Darüber hinaus wurden bereits die als kritisch eingestuften Rohstoffe abgeschätzt und die Platingruppe als kritischer Rohstoff identifiziert. Es wird davon ausgegangen, dass die Verwendung von Iridium in den nächsten 10 Jahren um ca. 90 % reduziert werden kann. Bei der Platinbeladung wird von einer 75 %-en Reduktion ausgegangen.

(B) ZWISCHENERGEBNISSE FÜR DIE HERSTELLUNG VON SYNTHESEGAS MITTELS NIEDERTEMPERATUR (NT)-ELEKTROLYSE

Systembeschreibung

Die **Systemgrenzen**, welche in Abbildung C.5 schematisch dargestellt sind, umfassen die folgenden Prozesse zur Bereitstellung von Synthesegas (CO:H₂ 5:1, Volumenverhältnis) am Werkstor der Anlage (cradle-to-gate):

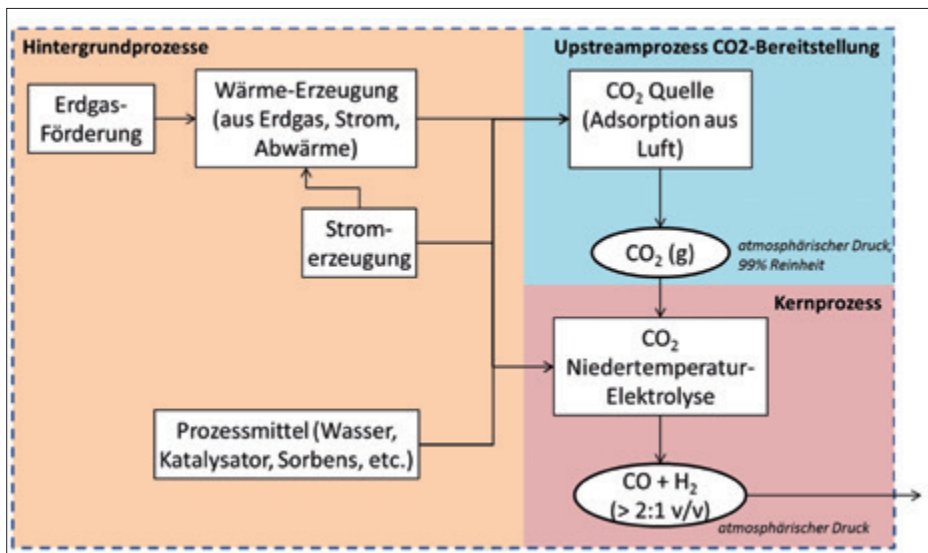


Abbildung C.5: Systemgrenzen der LCA der Niedertemperatur-Elektrolyse von CO₂

- Betrieb der Anlage zur CO₂-Abscheidung (hier DAC) und zur Co-Elektrolyse von H₂O und CO₂
- Bereitstellung der elektrischen und thermischen Energie (inklusive der Vorkette)
- Transport von CO₂ von der Abscheide-Anlage zum Elektrolyseur
- Wasserbereitstellung für die Co-Elektrolyse
- Vorketten sämtlicher Materialien, die in den o.g. Prozessen verwendet werden

Die **funktionelle Einheit** ist 1 kg Synthesegas (CO:H₂ 5:1) bei 30 °C und atmosphärischem Druck mit Reinheit >99 Vol.-%. Aufwendungen zur Kompression oder Erwärmung sind nicht in der Systemgrenze enthalten und müssen bei Bedarf ergänzt werden. Das als Nebenprodukt erzeugte O₂ wird vereinfachend nicht berücksichtigt.

Zusätzliche Allokationsregeln wurden getroffen, da im Elektrolyseur Sauerstoff als Nebenprodukt anfällt. Da dieses aber keinem weiteren Nutzen zugeführt wird, wird es nicht als Wertprodukt berücksichtigt; alle Umweltwirkungen werden auf das Zielprodukt Synthesegas (CO:H₂ 5:1) umgelegt.

Die **Datenbasis** mit den verwendeten Energie- und Materialbedarfen für die Niedertemperatur-Elektrolyse von CO₂ ist in

Tabelle C.5 dargestellt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass drei Datensätze für eine Szenarienbetrachtung erstellt wurden:

- Messwerte aus dem Labor (=Entwicklungsstand),
- Expertenschätzung für eine zukünftige reale Anlage basierend auf den Messwerten (=Forschungsziel),
- Theoretisch abgeleitete Werte aus chemischen und physikalischen Zusammenhängen (Stöchiometrie, keine Überspannung), wird in diesem Dokument nicht ausgewertet.

Tabelle C.5 Prozessdaten zur Niedertemperatur-Elektrolyse von CO₂; Basis: Produktion von 1 kg Synthesegas

	Entwicklungsstand (Laborwerte)	Forschungsziel (Expertenschätzung reale Anlage)	Theoretische Werte
Elektrische Energie [kWh/kg]	11.35	7.0	3.5
CO ₂ [g/kg]	1712	1712	1571
Wasser (demin.) [g/kg]	136	136	0
KHCO ₃ (Elektrolyt) [g/kg]	k. A.	k. A.	0
Output			
CO [g/kg]	986	986	1000
H ₂ [g/kg]	14	14	0
O ₂ [g/kg]	739	739	571

Der Referenzprozess beruht auf einem Datensatz zur großtechnischen Synthesegasproduktion aus Erdgas in Deutschland, bereitgestellt aus der GaBi 6.0 Datenbank. Der gewählte Datensatz bildet die Betriebsphase inklusive der Herstellung der Anlage ab. Eine Aufteilung der Aufwendungen in die unterschiedlichen Phasen ist nicht möglich. Das Produkt aus diesem Prozess ist ein Synthesegas mit einem CO:H₂-Verhältnis von 1:3 und damit nicht direkt vergleichbar mit den modellierten Prozessen.

Vorläufige Ergebnisse der NT-Elektrolyse

Die Auswertung der vorläufigen Ergebnisse erfolgt analog zu der in Kapitel 9 beschriebenen Vorgehensweise: ein Szenario mit dem heutigen Stand der Technik und eines, welches das Entwicklungsziel widerspiegelt, beide dargestellt für den heutigen deutschen Strommix (Basis) und einen zukünftigen Strommix unter kontinuierlicher (8760 h, Strommix) und systemdienlicher (3000 h, 100 % EE) Betriebsweise. Vorläufige Ergebnisse der Berechnungen zu den lebenszyklusbasierten Treibhausgasemissionen (THG_{LCA}, 100 a) sind in Abbildung C.6 dargestellt. Zu erkennen ist, dass die THG-Emissionen in Verbindung mit der Stromerzeugung den wesentlichen Beitrag zu den Gesamtemissionen darstellen. Die nach derzeitigem Entwicklungsstand niedrige Energieeffizienz der NT-Co-Elektrolyse soll im Rahmen des Forschungsziels deutlich verbessert werden.

Der Einsatz der Technologie im heutigen Stromnetz (heutiger Strommix) würde die THG_{LCA} des Referenzprozesses zur Synthesegas-Herstellung (autothermes Reformieren von Methan)

um ein Vielfaches übersteigen, da die Elektrolyse einen hohen Strombedarf aufweist und deutscher Strom derzeit mit einem hohen spezifischen Emissionsfaktor verbunden ist. Wird jedoch der zukünftige Strommix für das Jahr 2050 zugrunde gelegt sinken die THG_{LCA}-Emissionen deutlich und erreichen die Größenordnung des Referenzprozesses. Noch größer wird die Reduktion der spezifischen CO₂-Emissionen gegenüber dem Referenzprozess, wenn der Elektrolyseur nicht kontinuierlich betrieben wird, sondern nur zu den Zeiten negativer Residuallast mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren betrieben wird (systemdienlich).

Abbildung C.7 zeigt die vorläufigen Ergebnisse zum kumulativen Energieaufwand (KEA). Der hohe Strombedarf der Elektrolyse führt beim Anwendungsfall mit heutigem Strommix zu deutlich höherem Energiebedarf gegenüber dem Referenzprozess. Mit Erreichen des Forschungsziels kann der KEA deutlich verringert werden und wäre mit dem Referenzprozess im systemdienlichen Betrieb ungefähr gleich auf. Der Rückgang des KEA von kontinuierlichem zum systemdienlich Betrieb ist dem höheren Anteil erneuerbaren Stroms geschuldet, da dieser mit einem signifikant höherem Wirkungsgrad einhergeht, vgl. hierzu Infobox B.2, Kapitel 10.1, Seite 69 und Zusammenfassung der Ergebnisse am Ende dieses Kapitels.

Die gezeigten Ergebnisse beinhalten die Bereitstellung von CO₂ durch Abscheidung aus der Luft (DAC). Im Vergleich mit anderen Möglichkeiten zur Bereitstellung von CO₂ ist die Abscheidung aus der Luft der energieintensivste Prozess und somit auch mit

den meisten THG_{LCA}-Emissionen verbunden¹⁴. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass selbst mit diesem Worst-Case Ansatz bei ausreichendem Anteil von Erneuerbarer Energie im deutschen Strommix niedrigere THG_{LCA}-Emissionen als mit dem Referenz-

prozess erzielt werden können. Neben dem Energiebedarf der Elektrolyse ist die Zusammensetzung des Strommixes somit ein wesentlicher kritischer Faktor für die THG_{LCA}-Emissionen und den kumulativen Energieaufwand des Gesamtprozesses.

Abbildung C.6: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} (100 a) für die Herstellung von 1 kg Synthesegas (CO:H₂ 5:1) durch Niedertemperatur-Elektrolyse von CO₂ (CO₂-Quelle: Abscheidung aus der Luft). Die (THG_{LCA}) geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, S. 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier kg CO₂ Äq. / kg CO. Die Gesamt-THG_{LCA} lassen sich, wie hier, nach unterschiedlichen Komponenten aufschlüsseln.

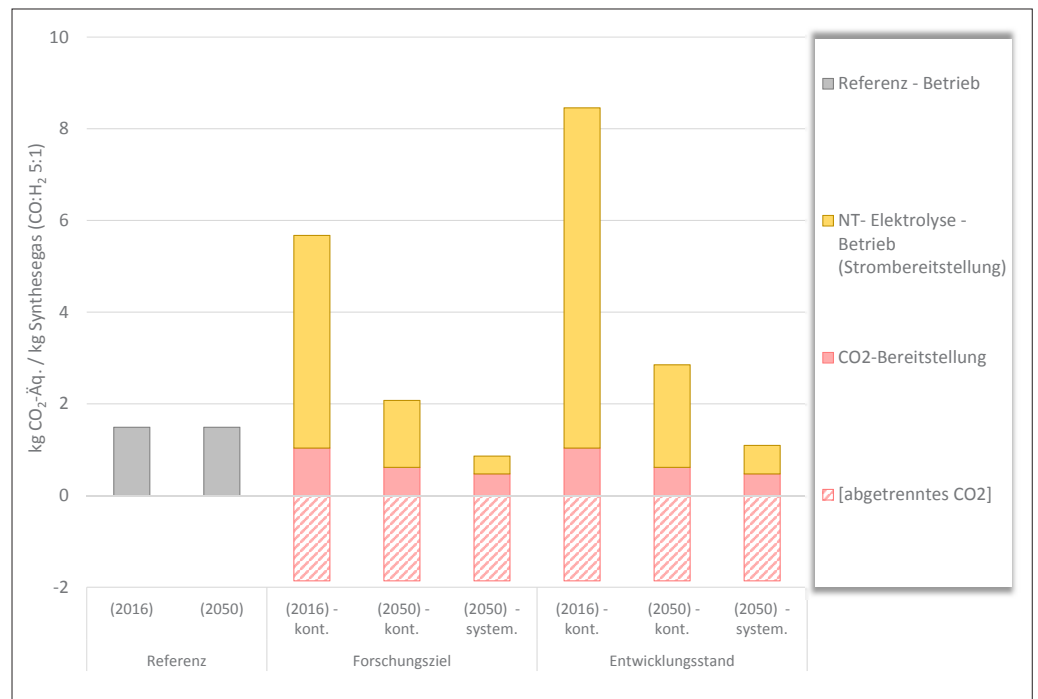
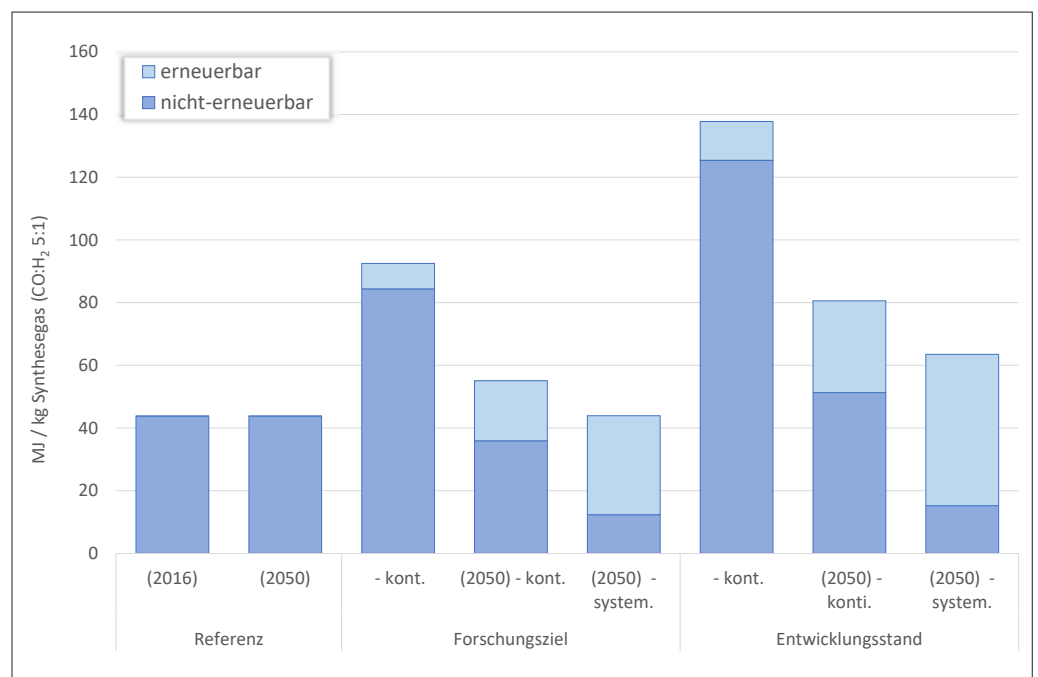


Abbildung C.7: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes für die Bereitstellung von 1 kg Synthesegas (CO:H₂ 5:1) durch Niedertemperatur-Elektrolyse von CO₂ (CO₂-Quelle: Abscheidung aus der Luft). Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.). Alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von 1 kg Synthesegas benötigt werden sind hier aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, S. 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die CO₂-Herstellung gezogenen Systemgrenzen.



14 Ursache hierfür ist die geringe Konzentration von CO₂ in der Atmosphäre (ca. 0,04 Vol-%) gegenüber konzentrierten Quellen wie z.B. Kraftwerksabgasen oder Roh-Biogas.

(C) ZWISCHENERGEBNISSE FÜR DIE HERSTELLUNG VON SYNTHESSEGAS MITTELS HOCHTEMPERATUR-CO- (HT-CO)-ELEKTROLYSE

Systembeschreibung

Die **Systemgrenzen** sind in Abbildung C.8 schematisch dargestellt und entsprechen im Wesentlichen den in Kapitel 10.1 dargelegten Grenzen. Die Synthesegasproduktion wird Cradle-to-gate abgebildet. Neben dem Betrieb der HT-Co-Elektrolyse wird auch der Bau der Zellen und Stacks abgebildet. Alle weiteren Komponenten des Balance of Plant, wie Gebäude, Rohrleitungen, elektrische Anschlüsse, Wärmetauscher, Gaspufferbehälter usw. sind derzeit nicht berücksichtigt. Neben den Zellen werden noch Dichtungen und Kontaktschichten berücksichtigt. Die Herstellung der Zellen und Stacks sowie der Gesamtanlage sind derzeit nur grob über die benötigten Materialmengen und verallgemeinerte Herstellungsprozesse aus der ecoinvent 3.0 oder der GaBi 6.0 Datenbank abgebildet. Die benötigten Produktionsprozesse werden zu einem späteren Zeitpunkt hinzugefügt.

Als **CO₂-Quelle** kommen grundsätzlich unterschiedliche Möglichkeiten in Frage. Da die HT-Co-Elektrolyse aufgrund ihrer hohen Betriebstemperaturen eher für einen Dauerbetrieb unter kontinuierlicher oder Wechsellast geeignet ist, wird zunächst eine CO₂ Bereitstellung mittels Direct Air-Capture (DAC) angenommen, um jederzeit genügend CO₂ zur Verfügung stellen zu können.

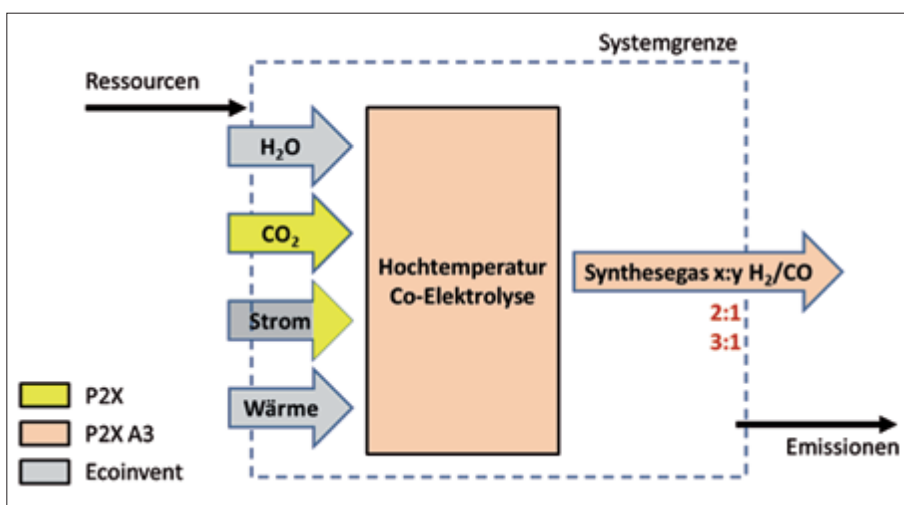


Abbildung C.8: Vereinfachte Systemgrenze der HT-Co-Elektrolyse. Gelb markierte Ströme werden innerhalb des gesamten P2X-Konsortiums erarbeitet, orangene Ströme werden speziell vom Forschungscluster A3 des P2X-Konsortiums modelliert, während die grauen Ströme aus der Ecoinvent 3.3 Datenbank entnommen werden.

Die **funktionelle Einheit** ist die Produktion von 1 kg Roh-/Synthesegas mit definiertem H₂/CO Gemisch. Aus der Vielzahl von möglichen Synthesegaszusammensetzungen wird zuerst ein 2:1 H₂/CO Verhältnis als Ausgangspunkt analysiert. Ein 3:1 Verhältnis wird zu einem späteren Zeitpunkt berücksichtigt.

Die **Datengrundlage** zur Betriebsphase und zu den Synthesegasparametern werden direkt im Projekt beforscht und ermittelt. Die Vorkette zur Bereitstellung von de-ionisiertem Wasser ist der Datenbank ecoinvent 3.3 entnommen. Ebenso stammen die Daten zur Strombereitstellung aus ecoinvent 3.3, sind entsprechend den zwei Fahrweisen „kontinuierlich“ und „systemdienlich“, wie in Kapitel 8.1 beschrieben, angepasst. Es wird zunächst davon ausgegangen, dass die HT-Co-Elektrolyseinheiten an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden können.

Zwei **Anlagenkonzepte** werden gegenwärtig untersucht und modelliert. Sie bilden den derzeitigen Entwicklungsstand ab, in dem noch keine Prozessoptimierung bezüglich Betriebsparametern oder Zellkonzepten, bzw. Anforderungen an das Endprodukt stattgefunden hat. Beide Systeme werden als autarke Systeme zur Synthesegasproduktion modelliert, die nicht weiter mit möglichen anderen Prozesspfaden entweder aus der CO₂ Bereitstellung oder der nachfolgenden Synthesegasnutzung verknüpft sind.

a) Teilintegriertes Konzept: 100 kW Anlage mit kathodengestützten Zellen

b) Vollständig integriertes Konzept: 150 kW Anlage mit elektrolytgestützten Zellen

Die beiden Anlagen unterscheiden sich nicht nur in ihrer Größe, sondern haben auch unterschiedliche Auslegungskonzepte. Während z.B. bei der 100 kW Anlage die benötigte Wärme, z.B. für die Verdampfung des Wassers, innerhalb des Systems elektrisch erzeugt wird, wird das Wasser in der 150 kW Anlage durch eine vollständige Wärmeintegration im System ohne zusätzlichen Energieeinsatz von außen verdampft. Außerdem wird in der 100 kW Anlage keine vollständige Umsetzung der Gase unterstellt, so dass ein Rohgas entsteht mit 78 % Synthese-

gas und Restbestandteilen von CO_2 , H_2O und CH_4 bei $120\text{ }^\circ\text{C}$ und Umgebungsdruck ohne weitere Kompression. Es ist zu prüfen, inwieweit dieses Rohgas in eine weitere Wertschöpfungskette direkt eingebunden werden kann oder weiter aufgereinigt bzw. komprimiert werden muss. Dann wären weitere Wirkungsgradverluste von ca. 3 %-Punkten zu erwarten, bei einer teilweisen Nutzung der Verlustwärme und teilweisen Rezyklierung des nicht abgetrennten CO_2 . Diese werden derzeit nicht berücksich-

tigt solange konkrete Anforderungen an die Qualität von den nachfolgenden Prozessen nicht vorliegen. Das Synthesegas der 150 kW Anlage ist rein (99,7 mol%, mit Restspuren von CH_4 , CO_2 und Wasser) und hat eine Temperatur von $40\text{ }^\circ\text{C}$ und einen Druck von 20 bar. Hierbei ist die Aufreinigung des Synthesegases durch eine integrierte Druckwechsel-Adsorption gewährleistet. Bei beiden Systemen wird zunächst vereinfachend ohne Degradation der Zellen gerechnet. Es ist jedoch davon auszu-

Abbildung C.9: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} (100 a) für die Varianten der 100 kW Anlage. Die THG_{LCA} geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier $\text{kg CO}_2 \text{ Äq./kg Rohgas}$ bereitgestellt. Die Gesamt- THG_{LCA} lassen sich, wie hier, nach unterschiedlichen Komponenten aufschlüsseln.

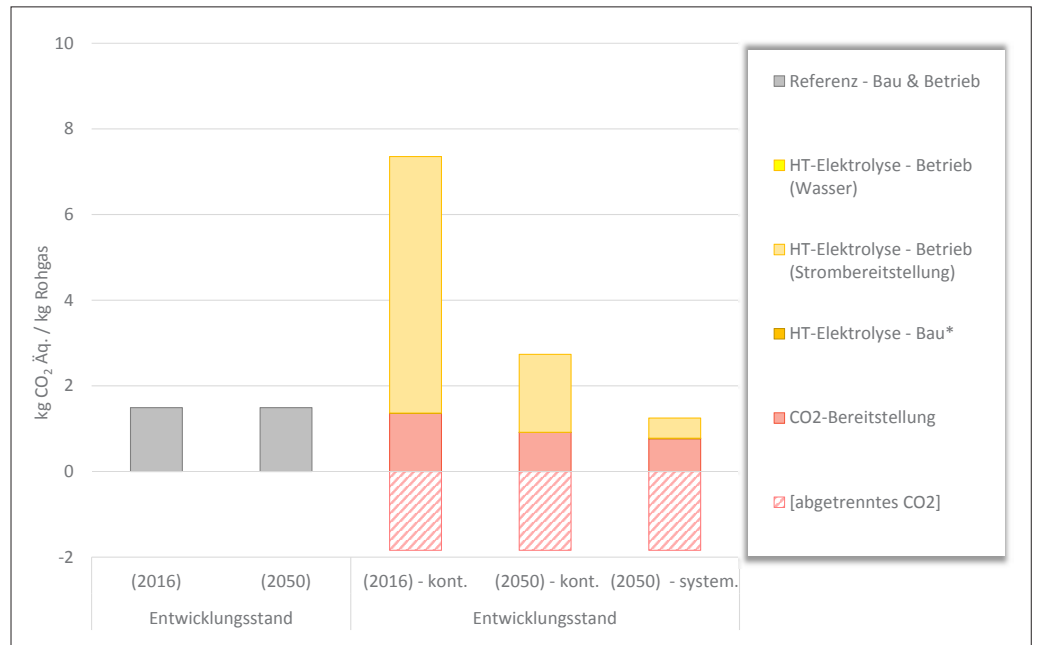
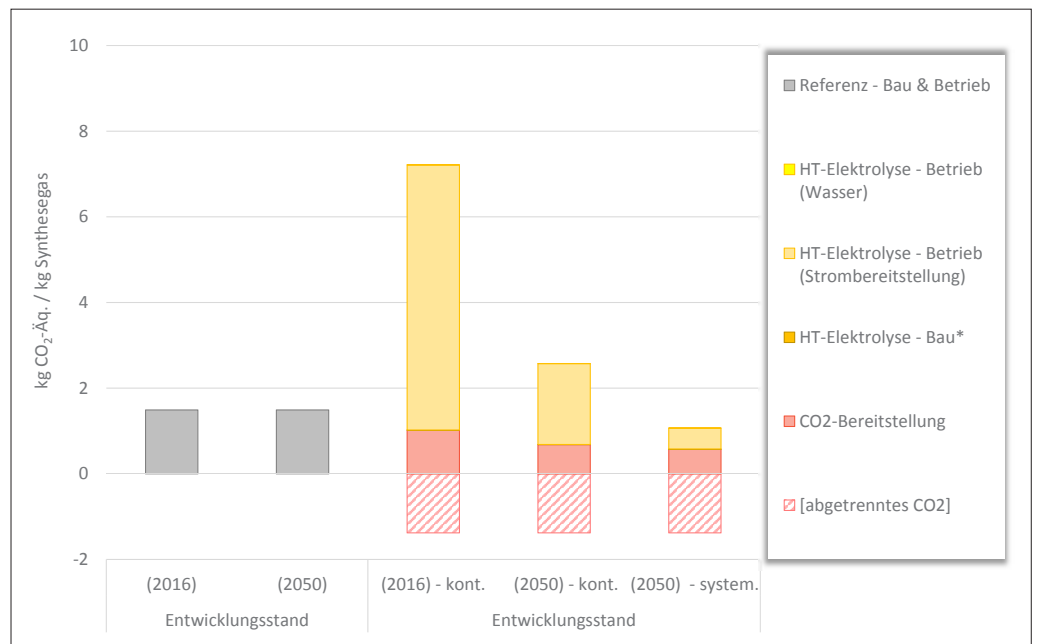


Abbildung C.10: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} (100 a) für die Varianten der 150 kW Anlage. Die THG_{LCA} geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier $\text{kg CO}_2 \text{ Äq./kg Synthesegas}$ bereitgestellt. Die Gesamt- THG_{LCA} lassen sich, wie hier, nach unterschiedlichen Komponenten aufschlüsseln.



gehen, dass eine Degradation stattfindet. In welchem Ausmaß diese erfolgt, ist in Langzeittests zu prüfen. Die Ergebnisse der beiden Anlagenkonzepte sind aufgrund ihrer unterschiedlichen Produkte derzeit nicht direkt miteinander vergleichbar. Die Modellierung eines druckbehafteten Betriebes für die beiden Zellentypen erfolgt zu einem späteren Zeitpunkt.

Der Referenzprozess ist der gleiche wie für die NT-Elektrolyse

angesetzt wurde und wird mit einem Datensatz zur großtechnischen Synthesegasproduktion aus Erdgas in Deutschland aus der GaBi6.0 Datenbank ausgewählt. Das Produkt aus diesem Prozess ist jedoch ein Synthesegas mit einem 3:1 H₂/CO Verhältnis und damit nicht direkt vergleichbar mit den modellierten Prozessen, jedoch ist ein anderer exakt passender Datensatz nicht verfügbar. Der Datensatz bildet die Betriebsphase inklusive der Herstellung der Anlage ab.

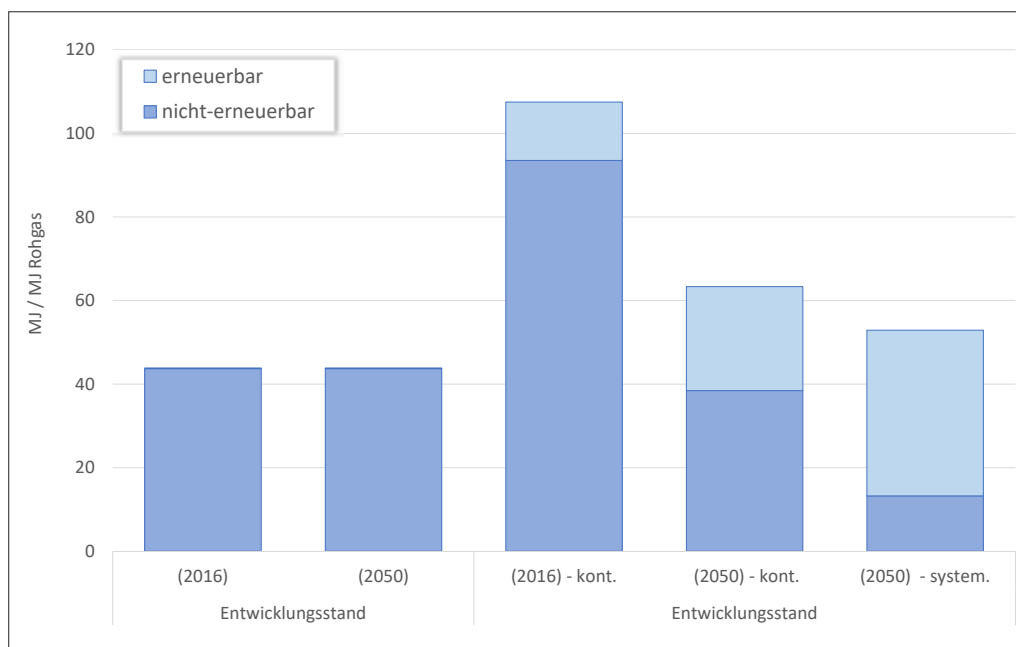


Abbildung C.11: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes für die Varianten der 100 kW Anlage. Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.) und ist auf die funktionelle Einheit [1 kg Rohgas] bezogen, d.h. es sind alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von 1 kg Rohgas benötigt werden, aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, S. 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die Rohgas-Herstellung gezogenen Systemgrenzen.

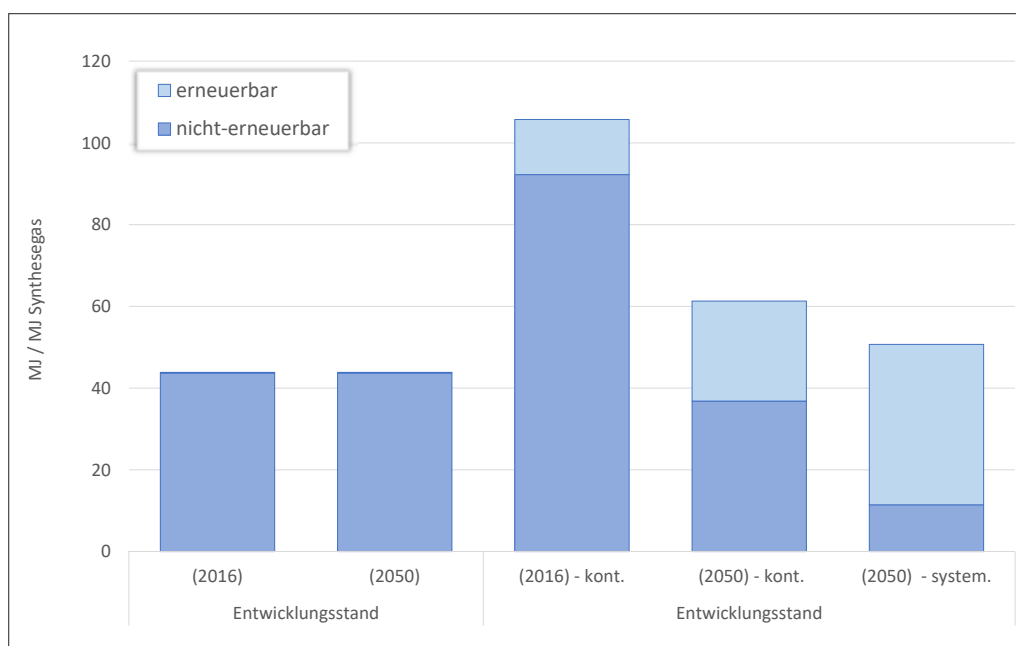


Abbildung C.12: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes für die Varianten der 150 kW Anlage. Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.) und ist auf die funktionelle Einheit [1 kg Synthesegas] bezogen, d.h. es sind alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von 1 kg Synthesegas benötigt werden, aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, S. 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die Synthesegas-Herstellung gezogenen Systemgrenzen.

Vorläufige Zwischenergebnisse der HT-Co-Elektrolyse

Die Auswertung der vorläufigen Zwischenergebnisse erfolgt analog zu der in Kapitel 10.1 beschriebenen Vorgehensweise: ein Szenario mit dem heutigen Stand der Technik und eines, welches das Entwicklungsziel widerspiegelt, beide dargestellt für den heutigen deutschen Strommix (Basis) und einen zukünftigen Strommix unter kontinuierlicher (8760 h, Strommix) und systemdienlicher (3000 h, 100 % EE) Betriebsweise. Während für das Referenzsystem und die Wasserbereitstellung jeweils Betrieb und Bau der benötigten Anlagen zusammen abgebildet werden, ist für die Elektrolyseeinheit eine Unterscheidung in Bau der Zellen und Stacks und Strombedarf während des Betriebes dargestellt.

Abbildung C.9 und Abbildung C.10 zeigen die verschiedenen Varianten der 100 kW Anlage, welche Rohgas bereitstellt bzw. der 150 kW Anlage, welche Synthesegas bereitstellt. Neben der Referenztechnik wird der derzeitige Entwicklungsstand abgebildet. Zwar unterscheiden sich die absoluten THG_{LCA} -Beiträge der beiden Anlagen, jedoch sind für beide Anlagen die gleichen Tendenzen und Zusammenhänge gültig. Auch wenn ein Vergleich auf kg Basis schwierig ist, da das Synthesegas der Referenzanlage ein anderes H_2/CO Verhältnis aufweist, können grundsätzliche Tendenzen aufgezeigt werden. Pro kg Rohgas werden für die Elektrolyse 1,84 kg CO_2 benötigt, die in diesem Fall annahmegemäß aus der Luft abgeschieden werden. Wie zuvor beschrieben, gibt der Anteil der CO_2 Bereitstellung (Aufwendungen für die Abscheidung aus der Luft) potenziell den größtmöglichen Aufwand (worst case) dazu wieder. Zu einem späteren Zeitpunkt wird geprüft, ob CO_2 aus anderen Quellen, die gegebenenfalls zusätzlich Wärme oder Wasserdampf bereitstellen können, geeignet ist. Es wird erwartet, dass dies zu einer deutlichen Wirkungsgradsteigerung führt. Je nach CO_2 Quelle könnte die lebenszyklusbasierten Treibhausgasemissionen (THG_{LCA}) im besten Fall auf 10 % gegenüber dem der direkten Luftabtrennung gesenkt werden.

Die Zwischenergebnisse zeigen, dass nur im systemdienlichen zukünftigen Betrieb (also bei 100 % EE-Strom) THG_{LCA} mit dem Referenzprozess gleichaufliegt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Bereitstellung des Stroms im Anwendungsfall mit heutigem Strommix und dem zukünftigen Szenario unter kontinuierlicher Fahrweise den größten Beitrag den THG_{LCA} hat. Lediglich im systemdienlichen Zukunftsszenario ist die CO_2 -Bereitstellung aus DAC mit einem höheren THG_{LCA} belastet. In diesen Anwendungsfall ist die Summe aller Prozessschritte, von der CO_2 Abscheidung bis zur Rohgasproduktion, geringer als die THG_{LCA}

der Referenztechnik. Auch wenn der Anteil bei einer vollständigen Abbildung aller Herstellungsprozesse und Komponenten ansteigt, ist nicht zu erwarten, dass sich der Einfluss maßgeblich ändert. Ebenso zeigt die Berücksichtigung einer Zelldegradation von 0,3 % / 1000 h und damit nahezu einer Verdopplung der Zelleinheiten über die Lebensdauer von 175.200 Betriebsstunden, keinen Einfluss auf die Ergebnisse.

Der KEA zeigt grundsätzlich ein ähnliches Verhalten, wobei sich die Absolutwerte der beiden Anlagen unwesentlich unterscheiden und ebenfalls die gleichen Tendenzen und Zusammenhänge aufweisen. Jedoch ist der KEA selbst im systemdienlichen Zukunftsszenario in beiden Anlagen höher als der der Referenz.

ZUSAMMENFASSUNG DER ZWISCHENERGEBNISSE ZUR HERSTELLUNG VON H_2 UND SYNTHESEGAS ÜBER DIE PTX-ROUTEN

Zunächst soll noch einmal darauf hingewiesen werden, dass die Ergebnisse auf ersten Modellierungen beruhen und deshalb nur grobe Tendenzen aufzeigen, die für die weitere Entwicklung jedoch wichtige Informationen liefern. Daher werden sie im weiteren Projektverlauf konkretisiert.

Wie zu erwarten, sind die bisher untersuchten Wirkungskategorien stark von den eingesetzten Strommengen und dem dafür verwendeten Strommix abhängig. Es muss geprüft werden, inwieweit dies auch für andere Wirkungskategorien Bestand hat.

Dennoch lässt sich aus den Ergebnissen bisher ableiten, dass die Zusammensetzung des Strommixes einen wesentlichen Einfluss auf die ökologischen Effekte der Wasserstoff- und Synthesegasproduktion mittels Elektrolyse hat. Eine Wirkungsgradoptimierung von ca. 10 % Punkten, wie sie für die 100 kW der HT-Co-Elektrolyse z.B. durch Integration von Dampf erreicht werden könnte, ändert an den grundlegenden Ergebnissen nichts. Des Weiteren haben die Aufwendungen durch die Bereitstellung des CO_2 einen relevanten Einfluss auf das Gesamtergebnis und sollten folglich Gegenstand weiterer Forschungsarbeiten sein, damit vergleichbare oder bessere Umweltwirkungen durch Power-to-Synthesegas erzielt werden können.

Die Einsparungen die sich beim kumulierten Energieaufwand (KEA) von der kontinuierlichen zur systemdienlichen Fahrweise ergeben (anders als bei den THG_{LCA}) sind auf die zugrunde gelegte Methodik bzw. die Bilanzgrenzen zurückzuführen, wie ausführlich in Kapitel 10.1 (vgl. Infobox B.2) dargelegt. Der geringere KEA in der systemdienlichen Fahrweise (gegenüber

der kontinuierlichen) rührt von den signifikant geringeren Umwandlungsverlusten der erneuerbaren gegenüber den fossilen Quellen. Für ausführliche Erklärungen und Details sei auf Info-box B.2 (Seite 69) verwiesen.

15.2 Herstellung langkettiger Alkohole

Autoren: *Andreas Patyk (ITAS), Dominik Poncette (ITAS), Liv Reinecke (Evonik)*

15.2.1 Technologiebeschreibung

Höherwertige Alkohole wie Butanol und Hexanol werden heutzutage ausschließlich auf petrochemischer Basis oder aus pflanzlichen Ölen (wie z.B. Palmkernöl und Kokosnussöl) hergestellt. Die Herstellungsverfahren sind komplex, benötigen hohe Kapitalinvestitionen, basieren auf Ressourcen, deren Verfügbarkeit limitiert ist und stetig abnimmt und haben schwerwiegende Folgen für Natur- und Artenschutz. Mit einem biotechnologischen, auf CO-haltigen Gasmischungen basierenden Verfahren, der Synthesegasfermentation, soll der technische Zugang zu hochwertigen Spezialchemikalien unter Einsatz von Strom aus regenerativen Quellen sowie CO₂, erschlossen und am Beispiel von Butanol und Hexanol im Labor validiert werden. Die Gewinnung von Spezialchemikalien mithilfe von Strom ist vielverspre-

chend, da sie mit einer hohen Wertschöpfung verbunden ist. So ist zum Beispiel der Marktpreis von Butanol oder Hexanol etwa zehnmal höher als der von Methan.

Bei dem vorliegenden Verfahren kommt eine Carboxylat-Plattform zum Einsatz, die eine gezielte Synthese von langkettigen Alkoholen ermöglicht. Im Fokus der Untersuchungen steht die Analyse und hieraus abgeleitet ein umfassendes Verständnis der Einflussfaktoren auf die Produktbildung. Das auf dieser Basis zu optimierende Verfahren soll perspektivisch mit der entwickelten Niedertemperatur-CO₂-Elektrolyse, wie in Kapitel 15.1 beschrieben, im wässrigen Elektrolyten zu einer Prozesskette weiterentwickelt werden. Durch den modularen Aufbau sind innerhalb des Anlagenkonzeptes grundsätzlich eine Reihe verschiedener chemischer Produkte darstellbar. Aus regenerativem Strom sowie CO₂ und einem geringen Anteil Wasser als Rohstoff wird mittels CO₂-Elektrolyse Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff synthetisiert. Diese Gasmischung wird Mikroorganismen zugeführt, die in der Lage sind, CO als Energie- und Kohlenstoffquelle zu nutzen und höherwertige Intermediate, wie beispielsweise langkettige Alkohole, zu generieren (Fermentation). Da sich die anaerobe Fermentation von klassischen biotechnologischen Prozessen unterscheidet, werden in diesem Rahmen verschiedene Reaktorkonzepte für eine großtechnische Anwendung evaluiert und ein passendes Konzept entwickelt.

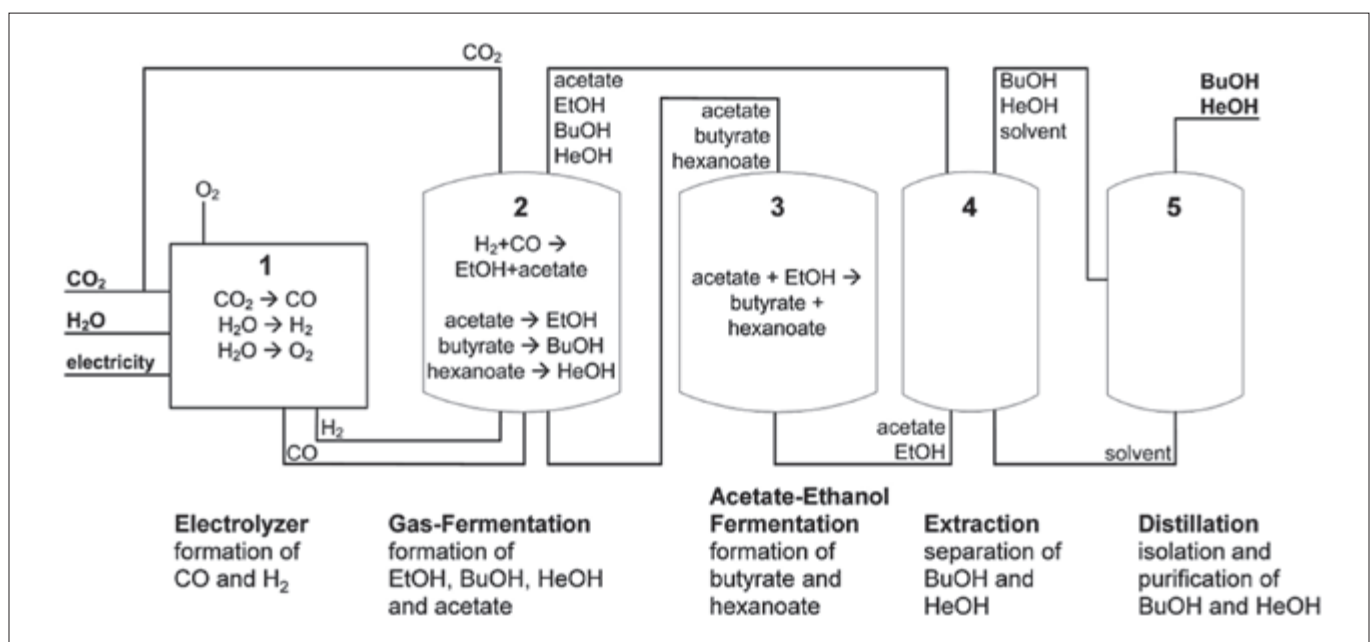


Abbildung C.13: Prozessdesign für den Gesamtprozess zur Herstellung von Butanol und Hexanol ausgehend von CO₂, H₂O und Strom (Haas u. a. 2018).

Durch Kombination von elektrochemischer CO₂-Reduktion und Gasfermentation gelangt man zu einem neuen Ansatz zur effizienten Verwertung von CO₂. Der Elektrolyseur ermöglicht die Bereitstellung CO-haltiger Gase in optimalen Zusammensetzungen und kann zudem Abgasströme der biotechnologischen Stoffherzeugung verwenden (Prozessdesign, s. Abbildung C.13). Beide Technologien sind flexibel in der Auslastung, was gerade bei der Nutzung von volatilen Strom Vorteile mit sich bringt. Der mögliche Flexibilitätsbereich ist Bestandteil gegenwärtiger projektexterner Untersuchungen. Ausgehend von den beschriebenen Gasmischungen, sind die Bakterien in der Lage, langkettige Alkohole zu bilden.

Im Rahmen des Projektes wurde eine Strategie entwickelt, wie ausgehend von Synthesegas Butanol und Hexanol produziert werden kann. Hierbei hat sich die Kopplung von zwei Fermentern, in denen drei Fermentationsstufen kombiniert werden, als robust und effizient in Bezug auf den Umwandlungsprozess herausgestellt: In einer ersten Stufe wird durch das Bakterium *Clostridium autoethanogenum* Acetat und Ethanol aus CO₂, CO und H₂ synthetisiert. In einer zweiten Stufe setzt dann *Clostridium kluyveri* Acetat und Ethanol zu Butyrat und Hexanoat um, die dann in einem dritten Schritt wieder von *C. autoethanogenum*, zu Butanol und Hexanol reduziert werden. Die prinzipielle Machbarkeit der Kombination dieser Stufen wurde kürzlich publiziert (Haas u. a. 2018). Die hier zu Grunde liegenden Versuche wurden jedoch in nicht-optimiertem Medium (Komplexmedium) und nicht unter kontinuierlichen Bedingungen durchgeführt. Medium und kontinuierliche Prozessführung werden im Rahmen des Vorhabens optimiert bzw. entwickelt.

15.2.2 Zwischenergebnisse der LCA

Allgemeine methodische Grundsätze und Modellierungsgrundlagen der durchgeführten LCAs sind ausführlich in Kapitel 10 beschrieben. In den folgenden Abschnitten werden lediglich die relevanten und technologiespezifischen Modellierungsgrundlagen kurz dargelegt und die ersten Zwischenergebnisse der Analysen präsentiert.

Systembeschreibung

Die Systemgrenzen entsprechen den in der Methodik in Kapitel 10.1 festgelegten Grundsätzen. Die hier untersuchte Prozesskette zur 1-Butanolsynthese, Power-to-Liquid (Butanol), besteht, neben der Stromerzeugung aus der Bereitstellung von CO₂ aus Biogas, der Elektrolyse von CO₂ und der fermentativen Herstellung von Butanol. Die Anlagenkapazität wird auf 800 t/a gesetzt. Der Bau der Anlagen ist noch nicht berücksichtigt.

Die Datengrundlage für die Energie- und Stoffströme für den Betrieb von Elektrolyseur und Bioreaktoren bilden Simulationen und Experimente der technischen P2X-Partner, ergänzt um Sekundärquellen, vor allem (Brynolf u. a. 2018). Die korrespondierenden Wirkungsgrade bzw. Ausbeuten definieren den Bedarf an Biogas und Strom für die Elektrolyse. Die (Ressourcen- und Emissions-) Daten zur Bereitstellung von Biogas und Strom sowie der fossilen Referenz 1-Butanol werden ecoinvent 3.4 entnommen. Wie bereits in Kapitel 10.2 ausführlich dargelegt, weisen die vorliegenden Daten zu großen Teilen erhebliche Unsicherheiten auf. Für die Hauptprozesse ist dies die Folge des niedrigen TRL der Technologien. Für die Hintergrundprozesse (Bereitstellung von Energieträgern, Betriebsstoffen usw.) ist dies dem zeitlichen, geographischen und technologischen Bezug zahlreicher Datensätze geschuldet. Für weitere Arbeiten werden insbesondere belastbarere Daten zu den Hauptprozessen angestrebt. Diese Daten können z.B. aus erfahrungsgestützten Abschätzungen typischer Wirkungsgraddifferenzen zwischen Laboranlagen und Industrieanlagen erhalten werden.

Zusätzliche Allokationsregeln waren für die Bereitstellung von CO₂ aus der Biogasanlage notwendig. Die Biogasbereitstellung und Biomassetransport wird vollständig dem Biomethangehalt des Biogases zugeschrieben. Die Trennung von Biogas in Biomethan und CO₂ wird stoffmengenbezogen zwischen den beiden Stoffen allokiert (Basis). In einer Variante bleibt CO₂ vollständig unbelastet und hat somit keinen ökologischen Rucksack.

Der Referenzprozess ist die petrochemische Butanolherstellung. Butanol wird nach verschiedenen Verfahren hergestellt. Das wichtigste und in ecoinvent verfügbare ist die Oxo-Synthese aus Propylen, CO und H₂. Im ersten Schritt wird CO und Wasserstoff an die Doppelbindung des Propylens addiert, im zweiten wird die Carbonylgruppe hydriert. Der erste Schritt wird z.B. durch Übergangsmetall-Carbonyl-Komplexe katalysiert. Propylen wird durch Steam Cracking von z.B. Rohbenzin erzeugt.

Zwischenergebnisse

Die Auswertung der vorläufigen Ergebnisse erfolgt analog zu der in Kapitel 9 beschriebenen Differenzierung: ein Szenario mit dem heutigen Stand der Technik und eines, welches das Entwicklungsziel widerspiegelt, beide dargestellt für den heutigen deutschen Strommix (Basis) und einen zukünftigen Strommix unter kontinuierlicher (8760 h, Strommix) und systemdienlicher (3000 h, 100 % EE) Betriebsweise. Die vorläufigen Ergebnisse für die lebenszyklusbasierten Treibhausgasemissionen (THG_{LCA}, 100 a) und den kumulierten Energieaufwand (KEA) sind in Abbil-

Abbildung C.14 und Abbildung C.15 dargestellt. Aufgrund der frühen Entwicklungsphasen werden hier, anders als bei den übrigen Konzepten, nur Ergebnisse für den Entwicklungsstand, nicht aber für mögliche Forschungsziele behandelt.

Wie Abbildung C.14 zu entnehmen ist, sind die THG_{LCA} des PtL (Butanol) im beim Anwendungsfall mit heutigem Strommix (bei gegenwärtigem Entwicklungsstand) um ein Vielfaches höher

als die fossile Referenz. Im Zukunftsszenario mit kontinuierlicher Fahrweise zeigt sich bereits ein deutlicher Rückgang, jedoch werden erst im systemdienlichen Betrieb die THG_{LCA} der fossilen Referenz unterschritten, wenn das als Rohstoff verwendete CO₂ nicht gegengerechnet wird. Den größten Beitrag zu den THG_{LCA} liefert die elektrolytische Bereitstellung des Synthesegases, die deutlich ineffizienter ist als die petrochemischen Prozesse der Referenz (vgl. Kapitel 15.1.2). Das als Rohstoff verwendete CO₂ ist

Abbildung C.14: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} (100 a) für die Bereitstellung von PtL (Butanol) und von fossilem 1-Butanol (Referenz). Die THG_{LCA} geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier kg CO₂ Äq./kg Butanol. Die Gesamt-THG_{LCA} sind entsprechend der Legende nach unterschiedlichen Komponenten aufgeschlüsselt.

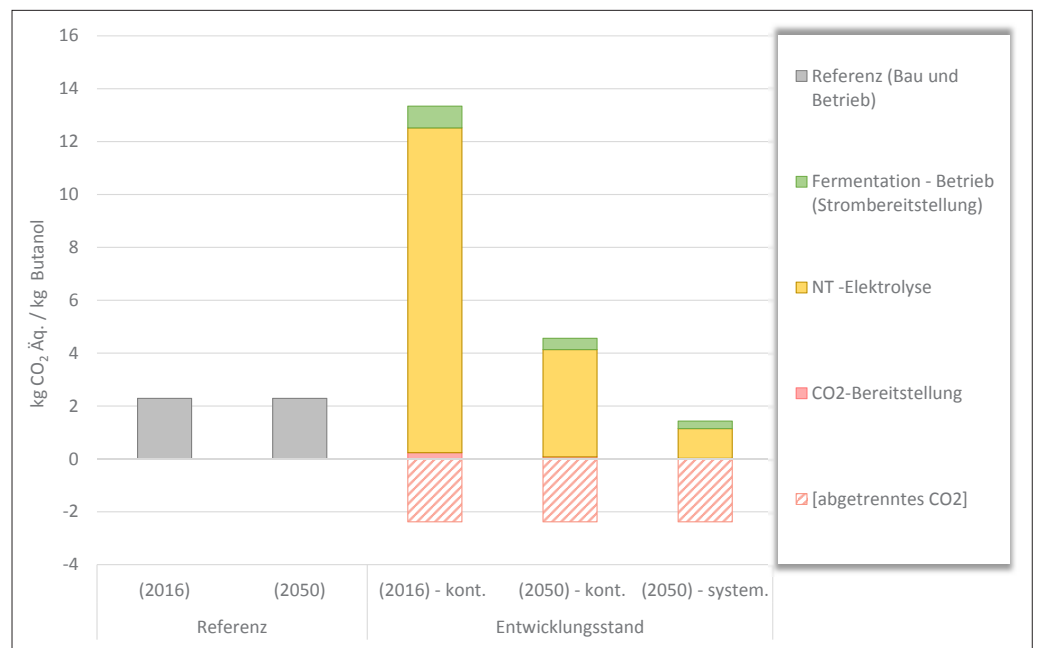
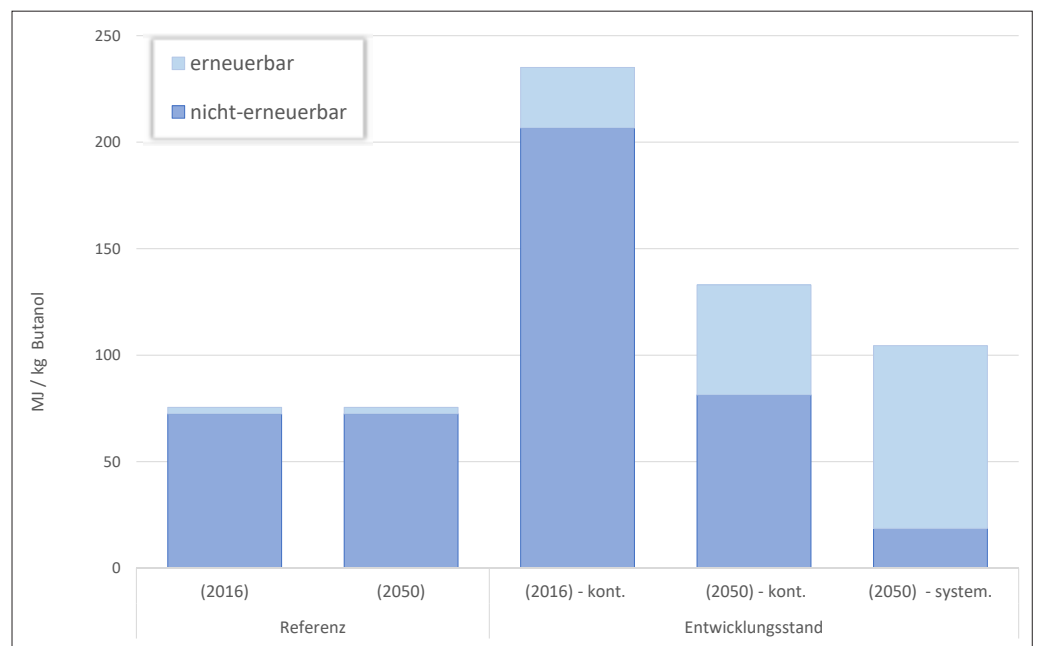


Abbildung C.15: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes der Bereitstellung von PtL (Butanol) und der fossilem 1-Butanol (Referenz). Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.). Alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von 1 kg Butanol benötigt werden sind hier aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die PtL (Butanol) Herstellung gezogenen Systemgrenzen.



aufgrund der in Kapitel 23.1 beschriebenen Kontroverse, nicht allokiert, sondern als Negativemission separat ausgewiesen.

Ein ähnliches Bild zeigt sich in den Zwischenergebnissen des KEA, jedoch ist der Energieaufwand selbst im systemdienlichen Zukunftsszenario höher als der, der fossilen Referenz. Die Einsparungen, die sich beim kumulierten Energieaufwand (KEA) von der kontinuierlichen zur systemdienlichen Fahrweise ergeben, sind (anders als bei den THG_{LCA}) auf die zugrunde gelegte Methodik bzw. die Bilanzgrenzen zurückzuführen, wie ausführlich in Infobox B.2 dargelegt. Die Effizienz fossil bereitgestellter Energie ist überschlagsmäßig ca. um einen Faktor 2 niedriger, als die der erneuerbar bereitgestellten Energie. Der geringere KEA in der systemdienlichen Fahrweise (gegenüber der kontinuierlichen) rührt daher von den nun signifikant geringeren Umwandlungsverlusten. Für ausführliche Erklärungen und Details sei auf die Infobox B.2 unter Kapitel 10.1 (Seite 69) verwiesen.

Zusammenfassend zeigen sich auf dem aktuellen Analysestand sowohl für die Wasserstoff- und Synthesegasherstellung, sowie die Bereitstellung von langkettigen Alkoholen als chemischer Feedstock die gleichen grundsätzlichen Tendenzen. Die Elektrolyse hat durch den hohen Strombedarf den größten Anteil an KEA und THG_{LCA} . Dadurch ist der KEA der hier betrachteten PtX-Pfade generell höher und vermag nur unter Erreichung der technischen Entwicklungsziele in die Größenordnung des Referenzprozesses zu gelangen.

16. Anwendung als synthetische Kraftstoffe

16.1 Bereitstellung gasförmiger synthetische Kraftstoffe

Autoren: Kay Bareiß (TUM), Christina de la Rúa (TUM), Thomas Grube (FZJ), Andreas Patyk (ITAS), Dominik Poncette (ITAS), Patrick Preuster (FAU), Martin Robinius (FZJ), Wolf-Peter Schill (DIW),

16.1.1 Technologiebeschreibung

Als gasförmige Kraftstoffe sind aktuell Wasserstoff zur Nutzung in Brennstoffzellenfahrzeugen (fuel cell electric vehicles, FCEV)¹⁵ und Methan (synthetic natural gas, SNG, bzw. liquid natural gas, LNG) für den Einsatz in Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren (internal combustion engine vehicles, ICEV) in der Diskussion.

Wasserstoff und Methan werden zurzeit überwiegend auf Basis fossiler Rohstoffe bereitgestellt. Es ist jedoch auch möglich, Wasserstoff und Methan ausgehend von Wasser und CO_2 elektrolytisch und katalytisch herzustellen. Wird für die Elektrolyse Strom aus erneuerbaren Energien verwendet und wird – im Fall von Methan – CO_2 aus der Luft oder einer Biomassequelle entnommen, so ist die Bereitstellung weitestgehend frei von fossilen Energieträgern und Treibhausgasemissionen. In diesem Projekt werden sowohl die Wasserstofflogistik als auch die Elektrolyse-basierte Herstellung von verflüssigtem Methan (PtG (Methan)) erforscht (vgl. Fußnote 1, Seite 24).

Neben einer möglichst klima- und umweltfreundlichen Bereitstellung ist die Frage einer optimalen Logistik für die Anwendung im Kraftstoffbereich zentral. Während Methan auf der vorhandenen Infrastruktur des Erdgasnetzes aufbauen kann, die noch um entsprechende Tankstellen erweitert werden müsste, erfordert Wasserstoff eine neue technische Lösung oder den Aufbau einer neuen Wasserstoffinfrastruktur. Die im Projekt erforschte LOHC-Technologie (Liquid Organic Hydrogen Carriers, LOHC) bietet durch die Nutzung vorhandener, kostengünstiger Transport- und Speichertechnologien die Möglichkeit, die heutige, überwiegend Lkw-gestützte Wasserstofflogistik durch eine drucklose Variante mit verbesserter Wirtschaftlichkeit zu ergänzen.

¹⁵ „Grüner“ Wasserstoff kann darüber hinaus auch als Rohstoff in der chemischen Industrie sehr hochwertig genutzt werden; die Lieferung von Wasserstoff an industrielle Standorte wird im Folgenden aber nicht näher betrachtet.

(A) WASSERSTOFF ALS GASFÖRMIGER KRAFTSTOFF MIT ALTERNATIVER LOGISTIK MITTELS LOHC

Flüssige, organische Wasserstoffträger (engl.: Liquid Organic Hydrogen Carriers – LOHC) bieten die Möglichkeit, Wasserstoff in hoher Energiedichte in Form einer Diesel-ähnlichen Flüssigkeit unter Umgebungsbedingungen in existierenden Infrastrukturen für Kraftstoffe zu speichern und zu transportieren. Dabei wird Wasserstoff in einer exothermen katalytischen Hydrierreaktion an ein hochsiedendes Trägerfluid chemisch gebunden. Bei Bedarf kann der Wasserstoff in einer endothermen katalytischen Dehydrierung wieder freigesetzt und genutzt werden. Das organische Trägerfluid wird während dieser Lade- und Entlade-Prozesse selbst nicht verbraucht, es erfüllt die Rolle einer flüssigen „Pfandflasche“ für den chemisch gebundenen Wasserstoff.

Die mit Wasserstoff beladene „Pfandflasche“ bietet den Vorteil, dass bereits existierende Infrastruktur für flüssige Kraftstoffe zur Distribution von erneuerbarem Wasserstoff genutzt werden kann. Im Rahmen des Projektes wird daher angestrebt, eine Pkw-Wasserstofftankstelle mit in LOHC gespeichertem Wasserstoff zu beliefern. In Vorarbeiten konnte gezeigt werden, dass insbesondere für hohe Entfernungen (> 200 km Transportdistanz) die LOHC-Technologie technologisch und wirtschaftlich konkurrenzfähig ist (Reuß u. a. 2017). Für die Nutzung von LOHC als Wasserstoffdistributionsvektor für die Mobilität müssen allerdings noch einige Fragestellungen bearbeitet werden. Dies betrifft zum einen den hohen Wärmebedarf der Dehydrierungsreaktion, für den idealerweise bereits vorhandene Wärmequellen (z.B. die Kompressionswärme an der H₂-Tankstelle) genutzt werden sollten. Zum anderen haben Brennstoffzellenfahrzeuge sehr hohe Ansprüche an die Reinheit des vertankten Wasserstoffs. Diese hohe Reinheit wird bisher vor allem mit technisch aufwendigen Reinigungsschritten, wie beispielsweise einer Druckwechseladsorption, realisiert.

Im Projekt sollen vor allem diese beiden Punkte adressiert werden. Dazu sollen die Katalysatoren verbessert, alternative Reinigungsschritte (wie z.B. Membrantrennverfahren) getestet und der gesamte Prozess modelliert und auf Prozessintensivierungspotenziale untersucht werden. Insbesondere die alternativen Reinigungskonzepte haben ein niedriges TRL von 2-3 und damit einen erhöhten Forschungsbedarf. Ebenso ist der Betrieb eines Hochdruck-Kompressors am Ausgang einer Dehydrier-Anlage bisher noch kaum untersucht. Trotz der anspruchsvollen

Herausforderungen soll nach den ersten drei Jahren des Kopernikus-Projektes das Basic-Engineering für eine solche Wasserstofftankstelle, die mit LOHC-gebundenem Wasserstoff versorgt wird, abgeschlossen sein.

Aus Klimaschutzsicht sollte der Wasserstoff, der mit diesem Distributionspfad verteilt wird, einer Elektrolyse entstammen, die ausschließlich mit erneuerbar erzeugtem Strom betrieben wird. Aus ökonomischer Sicht erscheint die Beladung des LOHC-Trägers an einem Grobelektrolyseur besonders interessant, da ein solcher Apparat an einem Ort mit sehr großem regenerativem Potenzial (extrem günstiger Strompreis; > 6000 h Volllast, dadurch Kosten des Elektrolysewasserstoffs von < 3 €/kg) betrieben werden könnte, z.B. auf Basis von Geothermie in Island, Wasserkraft in Norwegen oder – bei geringeren Volllaststunden – Windkraft in Norddeutschland. Im Rahmen des in Kapitel 8 beschriebenen Energiemodells müsste der Elektrolyseur so betrieben werden, dass er überwiegend Stunden erneuerbarer Überproduktion nutzt (negativer Teil der Residuallastkurve).

(B) POWER-TO-GAS (METHAN) ALS SYNTHETISCHER VERFLÜSSIGTER KRAFTSTOFF

In der Fortführung der PtX-Prozesskette kann aus Synthesegas oder aus Wasserstoff und CO₂ Methan synthetisiert werden (Methanisierung). Das synthetische Methan kann direkt ins Gasnetz eingespeist oder als Druck- oder Flüssiggas gespeichert werden. Gegenstand des P2X-Arbeitspaketes ist die Synthese und Verflüssigung von Methan. Sowohl Prozess als auch Produkt, werden im Folgenden mit PtG (Methan)¹⁶ bezeichnet. Das fossile Pendant ist LNG (liquified natural gas).

Gegenüber der direkten Speicherung, Verteilung und Nutzung des primären PtG-Produktes H₂ hat PtG (Methan) den Vorteil der vollständigen Integrierbarkeit in die bestehende Erdgasinfrastruktur. Hauptvorteil von PtG (Methan) als verflüssigter Kraftstoff gegenüber der Einspeisung ins Erdgasnetz sind die deutlich attraktiveren Preise auf dem Kraftstoffmarkt und das hohe Emissionsminderungspotenzial im Straßengüterverkehr und in der Binnenschifffahrt, sowohl für CO₂ wie für NO_x und Partikel. Durch den hohen Wasserstoffanteil von Methan im Vergleich zu Diesel ergibt sich bei vergleichbarem motorischem Wirkungsgrad bereits mit fossilem LNG eine CO₂-Reduktion von etwa 25 %. Mit PtG (Methan) sind weit größere Reduktionen absehbar möglich.

16 Vgl. Fußnote 1 auf Seite 24.

Stand der Technik der Methanisierung sind konventionelle Festbettreaktoren. Typische Reaktionsparameter sind Drücke von > 5 bar und Temperaturen > 250 °C. Als Katalysatormaterial dient Nickel. Die Ausbeute liegt bei allen Reaktortypen nahe 100 %. Auf Schwankungen des H₂-Angebots infolge von Schwankungen der regenerativen Stromerzeugung können etablierte Reaktorkonzepte allerdings nur sehr begrenzt reagieren. Für die Verflüssigung von Erdgas sind Großanlagen Standard. Zur Nutzung von dezentral anfallendem Methan, etwa aus Biogas, aus H₂ und CO₂, aber auch aus sog. assoziiertem Erdgas der Erdölförderung (Vermeidung von Verlusten und CO₂-Emissionen durch Abfackeln) rückt „Small-Scale LNG“ jedoch zunehmend ins Blickfeld der Gasindustrie.

In diesem Vorhaben sollen die Voraussetzungen für eine effiziente dezentrale Erzeugung von PtG (Methan) aus regenerativen Quellen geschaffen werden. Dazu werden in integralen Konzepten zwei Verfahren der CO₂-Bereitstellung, zwei HT-Elektrolyse-Verfahren, neue flexible Methanisierungstechnologien und die Verflüssigung des synthetisierten Methans verknüpft. Die Reaktionswärme der Methanisierung wird zur Dampferzeugung für die Elektrolyse genutzt.

Zur CO₂-Bereitstellung werden zwei Biomasse-basierte Varianten mit jeweils verschiedenen Elektrolyseverfahren betrachtet:

- direkte Einspeisung von Biogas bzw. Auftrennung von Biogas und Einspeisung von CO₂ in die Methanisierung (PtG)

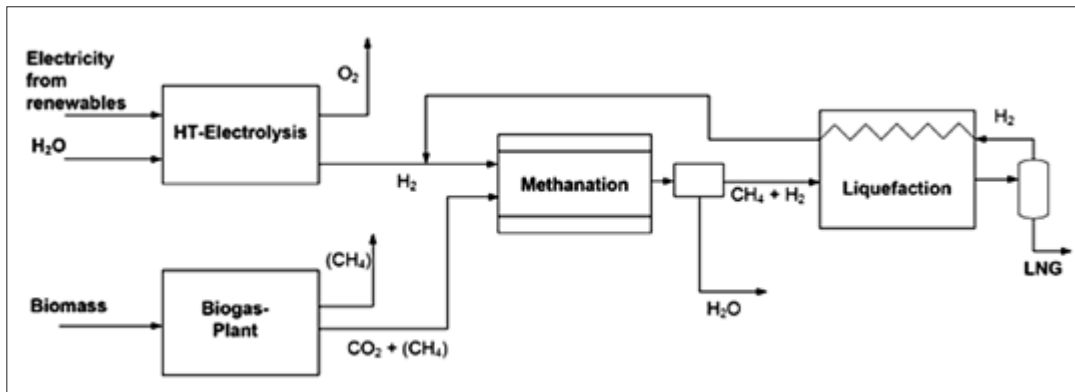


Abbildung C.16: PtG(Methan)-Prozesskette mit integrierter Verflüssigung zur dezentralen LNG-Herstellung aus Biogas und regenerativer elektrischer Energie (PtG(Methan)_Biogas).

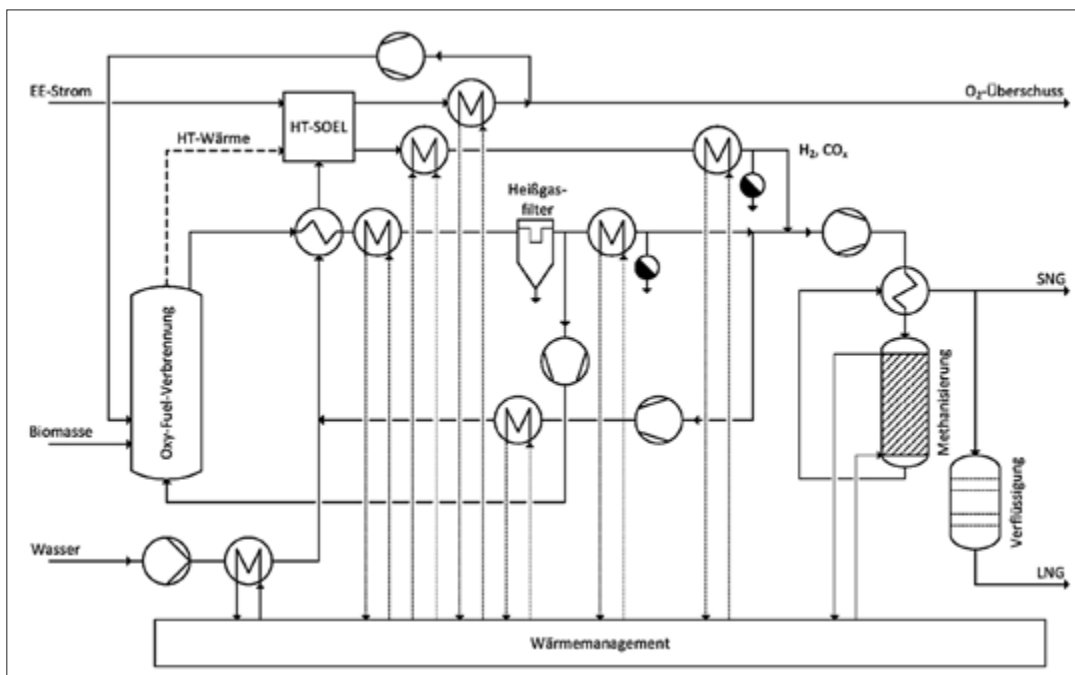


Abbildung C.17: PtG(Methan)-Prozesskette mit integrierter Verflüssigung zur dezentralen LNG-Herstellung aus Fest-Biomasse mit OxyFuel-Verbrennung und regenerativer elektrischer Energie (PtG(Methan)_OxyFuel).

(Methan)_Biogas). Wasserstoff wird durch eine Hochtemperatur-Wasser-Elektrolyse erzeugt.

- entsprechend dem Konzept des ZSW in einem assoziierten Projekt: OxyFuel-Prozess mit Fest-Biomasse und HT-Co-Elektrolyse (PtG (Methan)_OxyFuel).

Von ZSW wird der eigentliche OxyFuel-Prozess experimentell bearbeitet. Die übrigen Prozesse der CO₂- bzw. Syngas-Bereitstellung werden überwiegend in Systemmodellierungen mit bearbeitet. (siehe Abb. C.18).

Für die Methanisierung werden zwei Reaktorkonzepte des KIT experimentell und in Simulationen untersucht:

- der Dreiphasenreaktor, in dem das Synthesegas ein flüssiges Medium durchströmt und aus Gasblasen an suspendiertem/fixiertem festem Katalysator reagiert;
- der mikrostrukturierte Reaktor mit Reaktion aus der Gasphase an in Mikrokanälen fixiertem Katalysator.

Die Methansynthese kann aus H₂ und CO₂ oder aus Synthesegas erfolgen. Angestrebt ist eine Ausbeute von 100 % (Selektivität zu Methan = 100 %; Druck = 20 bar absolut; 250 °C < T < 320 °C; kommerzieller Nickel-Katalysator). Im Labor bereits erreicht wurden die Ziele für die Dreiphasenmethanisierung (3PM). Nach Aufbau einer entsprechenden Anlage im KIT Energy Lab soll der Nachweis für die 3PM im Demomaßstab erfolgen. Der technische Reifegrad (TRL, wie in Kapitel 7.2 definiert) der gesamten

Prozesskette ist mit 4 noch auf Laborebene und soll zum Ende der ersten Förderphase (2019) aus dem Labor heraus auf Stufe 5 gehoben werden. Dabei weisen die einzelnen Prozessschritte durchaus sehr unterschiedliche TRL auf. Die größte Herausforderung stellt sich mit der katalytischen Methanisierung im Blasensäulen- oder Mikroreaktor mit H₂ und CO₂, welcher auf TRL 4 steht. Gleichzeitig sind die Prozessschritte zur Gasaufbereitung (Trocknung, CO₂-Entfernung), Verflüssigung und Lagerung bzw. Verteilung und Vertankung mit Level 7-9 sehr weit fortgeschritten bzw. bereits ausgereift.

Teile der Prozesskette stehen am KIT bereits zur Verfügung bzw. werden im Rahmen des Energy Lab 2.0 Investitionsprojekts 12 aufgebaut. Dazu gehören neben einer Technikumsanlage für die Methanisierung auch eine PEM-Elektrolyseanlage mit Wasserstoff-Drucktank als Zwischenspeicher zur Wasserstoffversorgung und als Kohlenstoffquelle wahlweise biogenes Synthesegas aus der bioliq-Anlage oder CO₂ aus einem Drucktank. Im Rahmen des Projektes werden die Integration von CO₂-Methanisierung und Verflüssigung in Simulationen untersucht.

(C) VERGLEICH DER UNTERSCHIEDLICHEN PROZESSKETTEN

Die hier untersuchten Prozessketten – Bereitstellung von Wasserstoff auf LOHC-Basis und Bereitstellung von PtG(Methan) auf Basis erneuerbarer Energien – stehen aktuell im Wettbewerb mit der heute gebräuchlichen Nutzung von rohölbasierten Kraftstoffen beziehungsweise von Erdgas in Otto- und Diesel-Antrieben (mit und ohne Hybridtechnologie). Weiterhin steht die LOHC-Technologie im Wettbewerb zu etablierten Technologien

der Wasserstoffversorgung. Den hier behandelten strombasierten Kraftstoffen gemein ist die Erwartung deutlich reduzierter Emissionen von Treibhausgasen (THG) und anderen Schadstoffen. Dies gilt für den Fall der Verwendung erneuerbaren Stroms sowie einer nicht-fossilen Kohlenstoffquelle im Fall von PtG(Methan). Als weitere Wettbewerbstechnologie für eine potentiell emissionsfreie Mobilität sollten perspektivisch auch Batterie-elektrische Fahrzeuge (battery-electric vehicles, BEV) in die Bewertung einbezogen werden.

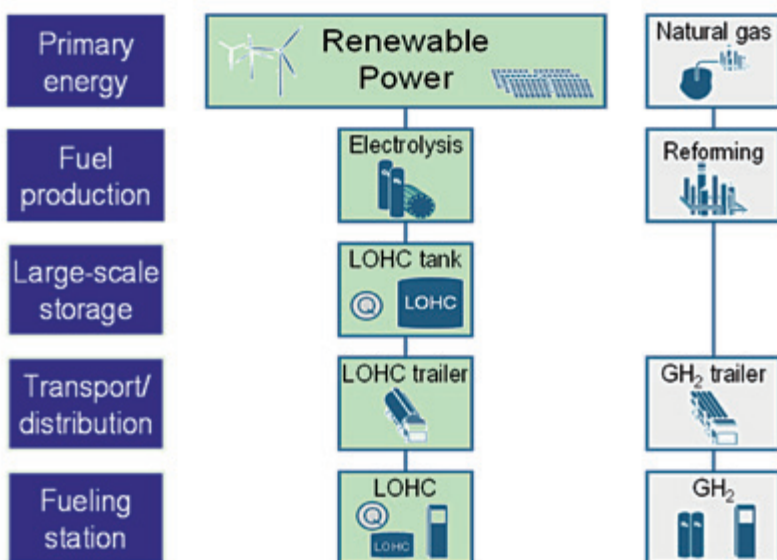


Abbildung C.18: Betrachtete Prozessketten der Bereitstellung von Wasserstoff an der Tankstelle: Prozesskette mit Elektrolyse und LOHC sowie der konventionellen Prozesse mit Erdgasreformierung und Druck-Trailer zum Vergleich.

Als Referenzprozess für die Wasserstoff-Distribution per LOHC kann der konventionelle Wasserstofftransport in Druck-Trailern herangezogen werden. Werden die in Cluster A1 (PEM-Elektrolyse) und B1 untersuchten Wertschöpfungsketten gemeinsam betrachtet (Wasserstoffherzeugung per Elektrolyse mit angeschlossener LOHC-Distribution), so wäre als entsprechender Referenzprozess die Dampfreformierung von Erdgas und im Anschluss ebenfalls der Transport des Wasserstoffs über einen Druck-Trailer heranzuziehen. Die dargestellten Anlieferungsoptionen für Wasserstoff beeinflussen aufgrund von Unterschieden in den zugrundeliegenden Prozessen und Logistikooptionen die Bilanzen für Primärenergienutzung, THG-Emissionen und Kosten.

Dabei ist zu beachten, dass aufgrund der in diesem Projekt bestehenden Fokussierung auf die Nutzung von erneuerbarem Strom und im Gegensatz zu heutigen Logistiklösungen für Wasserstoff auch eine großtechnische Speicherung im Analyseumfang enthalten ist. Zu bilanzierende Elemente der Wasserstoff beziehungsweise Methanbereitstellung sind demnach deren Herstellung, Speicherung und Transport zur Tankstelle. Dabei zeichnen sich LOHC besonders durch die Möglichkeit des Einsatzes vorhandener, kostengünstiger Transport- und Speichersysteme aus, wie sie unter anderem für Raffinerieprodukte in der Anwendung sind. Hingegen erfordern Lagerung und Transport von Wasserstoff in der heute üblichen Weise druckbeständige oder thermisch gut isolierte stationäre und mobile Speicher. Im Falle des Druckwasserstoffs ist dabei der Strombedarf zur Kompression und im Falle der LOHC sind Wärmefreisetzung und Wärmebedarf bei der Hydrierung beziehungsweise Dehydrierung besonders zu berücksichtigen.

Mit Bezug auf den Wasserstofftransport per Lkw müssen Fahrzeugaufbauten oder Sattelaufleger betrachtet werden. Technische Fortschritte in der konventionellen Technik sind aktuell bei Lkw zum Druckwasserstofftransport erkennbar, die heute mit Transportkapazitäten von ca. 1 t Wasserstoff je Lkw-Ladung kommerziell verfügbar sind und damit den vorherigen Status um mehr als das Doppelte übertreffen. Gegenüber dem vorigen Stand sind allerdings erhöhte Kosten zu berücksichtigen. Die Kapazitäten von Lkw für den Transport von LOHC liegen zum Teil deutlich darüber (Reuß u. a. 2017). Für größere Wasserstoffbedarfe, wie sie für hohe Anteile von FCV

am gesamten Pkw-Bestand abzuleiten sind, werden Pipeline-Systeme als vorteilhaft angesehen. Beispielhaft sei auf Arbeiten von Yang et al. (2007) (Yang, Ogden 2007), Schiebahn et al. (2015) (Schiebahn u. a. 2015) und Robinius et al. (2017) (Robinius, Otto, Heuser, u. a. 2017; Robinius, Otto, Syranidis, u. a. 2017) verwiesen.

16.1.2 Zwischenergebnisse der LCA

Allgemeine methodische Grundsätze und Modellierungsgrundlagen der durchgeführten LCAs sind ausführlich in Kapitel 10 beschrieben. In den folgenden Abschnitten werden lediglich die relevanten und technologiespezifischen Modellierungsgrundlagen kurz dargelegt und die ersten Zwischenergebnisse der Analysen präsentiert.

(A) WASSERSTOFF ALS GASFÖRMIGER KRAFTSTOFF MIT ALTERNATIVER LOGISTIK MITTELS LOHC

Systembeschreibung

Die **Systemgrenzen** für die Modellierung der LCA entsprechen den in Kapitel 10.1 definierten und sind schematisch in Abbildung C.19 aufgeführt. Derzeit sind folgende Komponenten des LOHC-Prozesses abgebildet: LOHC, Hydrierer, Dehydrierer,

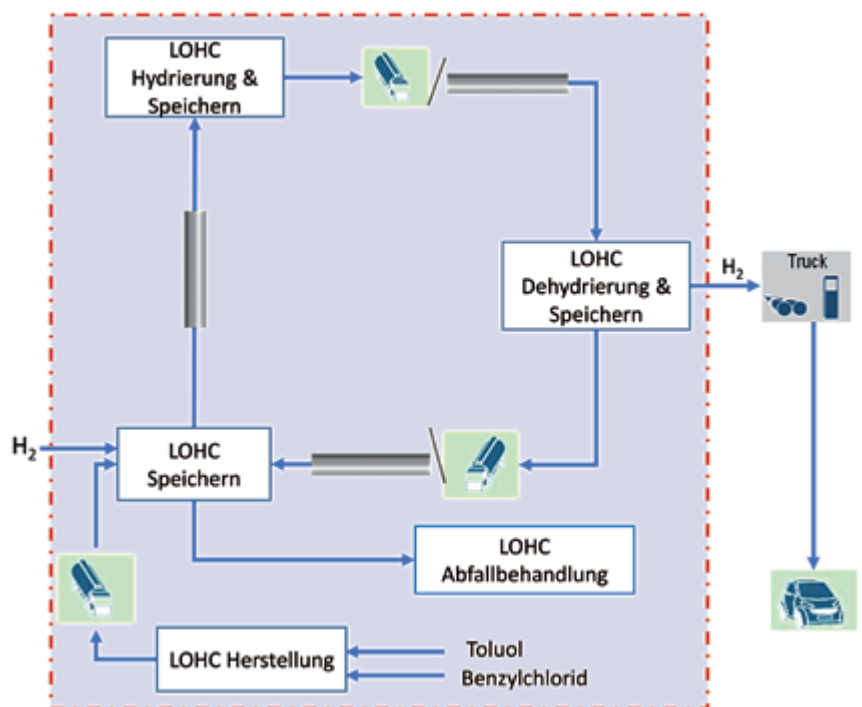


Abbildung C.19: Systemgrenzen des LOHC Prozesses für die Modellierung der LCA.

Transport des LOHC (Tanklastwagen EURO 6), Flüssigtank. Der LOHC-Prozess besteht aus einem Hydrierer und einem Dehydrierer. Beide beziehen sich auf 1 MW Wasserstoff-Input. Der Wasserstoff hat bei der Übergabe von dem PEM Elektrolyseur einen Druck von 30 bar.

Die funktionelle Einheit ist auf 1 kg bereitgestellten Wasserstoff (hydriert und dehydriert) festgelegt.

Alle verwendeten Datensätze stammen aus der Ecoinvent 3.3 Datenbank, mit Ausnahme von Dibenzyltoluol, welches nicht in der Datenbank enthalten ist und somit auf Basis von Literaturstellen modelliert wurde (Müller u. a. 2015). Für den Hydrierprozess werden pro umgesetztes kg Wasserstoff folgende Betriebsstoffe benötigt:

- 0,016 kg LOHC (Verschleiß aufgrund begrenzter Zyklenfestigkeit)
- 1 kg Wasserstoff
- 9,1 kWh Wärme
- 1,4 kWh Strom für Pumpen, Mess- und Steuerungstechnik

Die Verflüssigung wird durch eine Hydrierungsanlage durchgeführt, welche für das Jahr 2018 sowie 2050 mit den jeweiligen Einsparpotenzialen an Materialien modelliert wurde. Dabei orientiert sich die Anlagengröße an dem vorgeschalteten Prozess der PEM-Elektrolyse. Es wird davon ausgegangen, dass eine

1-MW-Hydrierungsanlage 21 kg Wasserstoff pro Betriebsstunde umsetzt. Das LOHC wird in einem 43,27 m³ großen Speicher zwischengeladen. Anschließend erfolgt der Transport des beladenen LOHC über 250 km mit einem EURO 6 Tanklastwagen zum Ziel. Der zurückkehrende Lastwagen liefert das unbeladene LOHC in einen Zwischenspeicher. Beim Dehydrierungsprozess werden 1 kg Wasserstoff aus 16,13 kg LOHC dehydriert. Das geladene LOHC wird am 1-MW-Dehydrierer in einen Zwischentank eingespeichert. Das ungeladene LOHC wird aus einem Tank in den leeren Tanklastwagen eingelassen und zum Hydrierer zurücktransportiert. Dabei gelten die gleichen Bedingungen wie zuvor. Die Wärmebereitstellung erfolgt beim Anwendungsfall mit heutigem Strommix durch die Verbrennung von Erdgas. Im Jahr 2050 wird Strom genutzt.

Detaillierte Angaben zu den verwendeten einzelnen Daten finden sich im Anhang 2.

Zwischenergebnisse

Die Auswertung der vorläufigen Ergebnisse erfolgt analog zu der in Kapitel 10.1 beschriebenen Vorgehensweise: ein Szenario mit dem heutigen Stand der Technik und eines, welches das Entwicklungsziel widerspiegelt, beide dargestellt für den heutigen deutschen Strommix und den zukünftigen Strommix (2050) unter kontinuierlicher (8760 h, Strommix) und systemdienlicher (3000 h, 100 % EE) Betriebsweise. Die Zwischenergebnisse sind in Form des lebenszyklusbasierten Treibhausgasemissionen

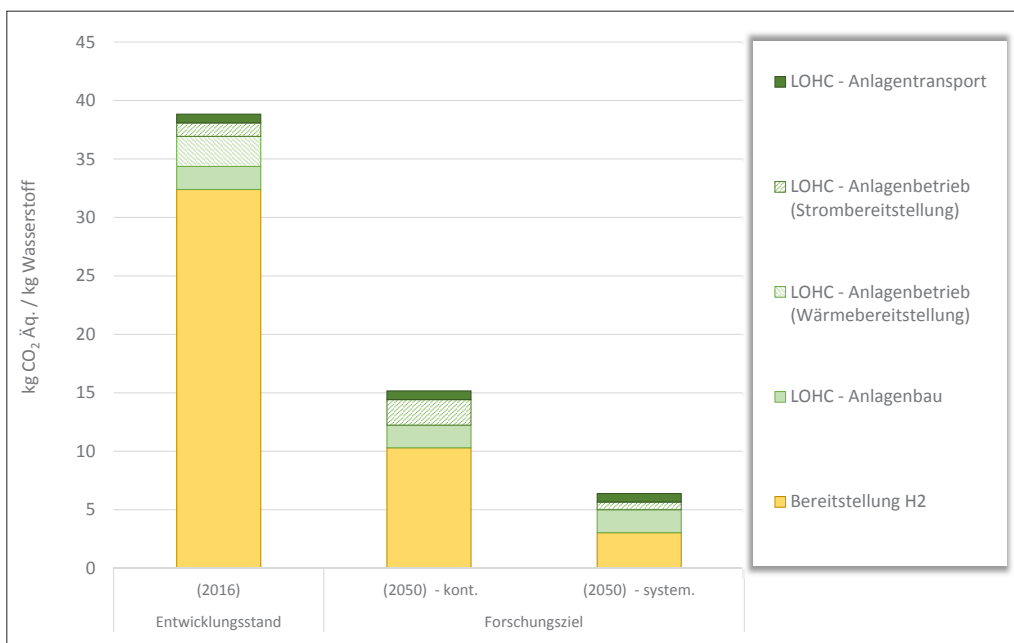


Abbildung C.20: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} (100 a) für zwei Entwicklungsstufen der LOHC-Technologie. Die THG_{LCA} geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier kg CO₂ Äq./kg H₂. Die Gesamt-THG_{LCA} sind entsprechend der Legende nach unterschiedlichen Komponenten aufgeschlüsselt. Die Elektrolyse ist dabei nicht berücksichtigt, da die Aufwendungen und damit verbundenen Emissionen bei Vergleich mit konventionell transportiertem H₂ gleich wären.

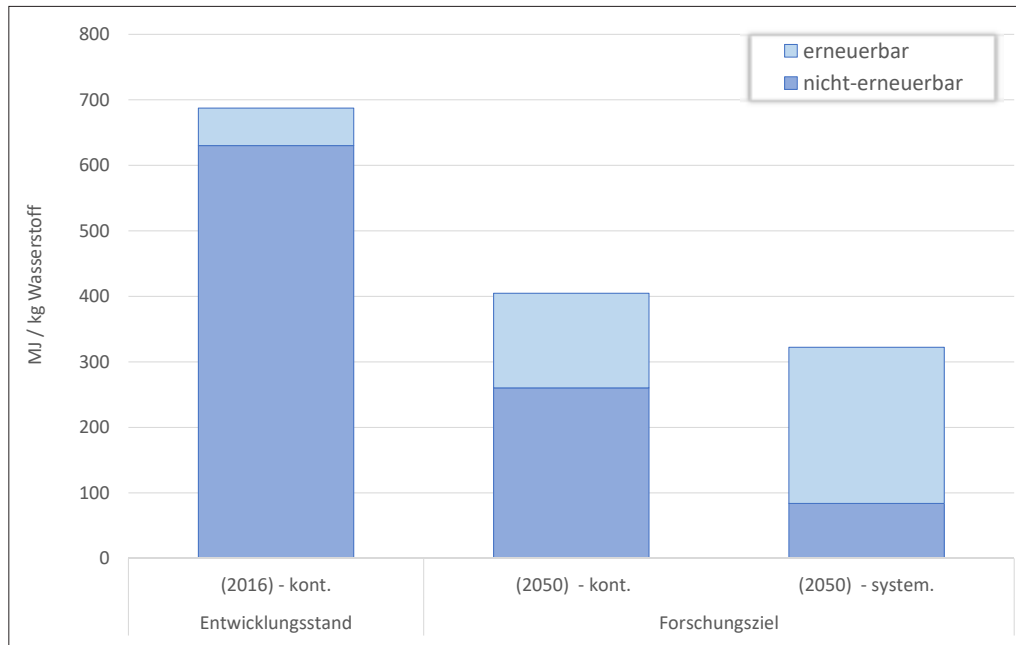


Abbildung C.21: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes der definierten Betriebsfälle für die zwei Entwicklungsstände. Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.) und ist auf die funktionelle Einheit [1 kg H₂] bezogen, d.h. es sind alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von 1 kg hydrierten und dehydrierten H₂ benötigt werden, aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die H₂-Herstellung gezogenen Systemgrenzen. Die Elektrolyse ist nicht berücksichtigt, da die Aufwendungen und damit verbundenen Emissionen im Falle eines Vergleichs mit einer Referenz gleich sind.

(THG_{LCA}, 100 a) und dem kumulierten Energieaufwand (KEA) in den Abbildung C.20 und Abbildung C.21 dargestellt. Grundsätzlich können die gleichen Entwicklungen beobachtet werden: Im Vergleich zum heutigen Entwicklungsstand im Anwendungsfall mit heutigem Strommix, sind im Zukunftsszenario von konsequent niedriger werdenden Werten der THG_{LCA} und KEA auszugehen. Dabei sind die Einsparungen bei den THG_{LCA} gegenüber dem KEA deutlich größer.

Beim KEA sind die Einsparungen von der kontinuierlichen zur systemdienlichen Fahrweise, anders als bei den THG_{LCA}, auf die angelegte Bilanzgrenze, wie ausführlich in Kapitel 10.1 dargestellt, zurückzuführen. Der geringere KEA in der systemdienlichen Fahrweise (gegenüber der kontinuierlichen) rührt von den signifikant geringeren Umwandlungsverlusten. Für ausführliche Erklärungen und Details sei auf die Infobox B.2 unter Kapitel 10.1 (Seite 69) verwiesen. Der noch hoch fossile energetische Anteil im Zukunftsszenario mit systemdienlichem Betrieb ist auf den Lebenszyklusansatz zurückzuführen: Die Aufwendungen für die EE-Anlagen und deren Demontage wurden noch nicht auf die zukünftigen Herstellungsprozesse angepasst; d.h., dass die Material- und Energieströme zur Herstellung bspw. einer Solaranlage noch zum großen Teil auf fossiler Basis beruhen und somit in den Ergebnissen sichtbar werden. Im weiteren Verlauf des Projektes werden die entsprechenden Anpassungen vorgenommen.

Zusätzlich zu den THG_{LCA} und KEA konnten bereits einige Materialströme, basierend auf (Deloitte Sustainability u. a. 2017), hinsichtlich ihrer Kritikalität analysiert werden. Als kritische Rohstoffe wurden Metalle der Platingruppe identifiziert. Es wird davon ausgegangen, dass die Verwendung von Ruthenium bis 2050 um 40 % reduziert werden kann. Die Platinbeladung wird dabei halbiert.

(B) POWER-TO-GAS-METHAN (PTG(METHAN)) ALS SYNTHETISCHER VERFLÜSSIGTER KRAFTSTOFF

Systembeschreibung

Die Systemgrenzen der PtG(Methan)-Prozesskette entsprechen im Wesentlichen den in Kapitel 10.1 festgelegten Grundsätze und ist schematisch in Abbildung C.22 und Abbildung C.23 dargestellt.

Die funktionelle Einheit ist mit 1 MJ bereitgestelltem verflüssigtem PtG(Methan) Kraftstoff definiert.

Zusätzliche Allokationsregeln wurden für die Bereitstellung von CO₂ aus der Biogasanlage notwendig. Die Biogasbereitstellung und Biomassetransport wird vollständig dem Biomethangehalt des Biogases zugeschrieben. Die Trennung von Biogas in Biomethan und CO₂ wird stoffmengenbezogen zwischen den beiden Stoffen allokiert (Basis). In einer Variante bleibt CO₂ vollständig unbelastet.

Die Datengrundlage für die Energie- und Stoffströme für den Betrieb der Elektrolyseure und Methanisierungs-Einheit bilden Simulationen und Experimenten der technischen P2X-Partner, ergänzt um Sekundärquellen, vor allem (Brynnolf u. a. 2018). Die korrespondierenden Wirkungsgrade bzw. Ausbeuten definieren den Bedarf an Biogas und Strom für die Elektrolyse. Die (Ressourcen- und Emissions-) Daten zur Bereitstellung von Biogas und Strom sowie der fossilen Referenz, werden ecoinvent 3.4 entnommen. Wie bereits in Kapitel 10.2 ausführlich dargelegt, weisen die vorliegenden Daten zu großen Teilen erhebliche Unsicherheiten auf. Für die Hauptprozesse ist dies die Folge des

niedrigen TRL der Technologien. Für die Hintergrundprozesse (Bereitstellung von Energieträgern, Betriebsstoffen usw.) ist dies dem zeitlichen, geographischen und technologischen Bezug zahlreicher Datensätze geschuldet. Für weitere Arbeiten werden insbesondere belastbarere Daten zu den Hauptprozessen angestrebt. Diese Daten können z.B. aus erfahrungsgestützten Abschätzungen typischer Wirkungsgraddifferenzen zwischen Laboranlagen und Industrieanlagen erhalten werden.

Als Referenzprozess wird die Bereitstellung von konventionellem (fossilem) LNG nach ecoinvent 3.4 angesetzt.

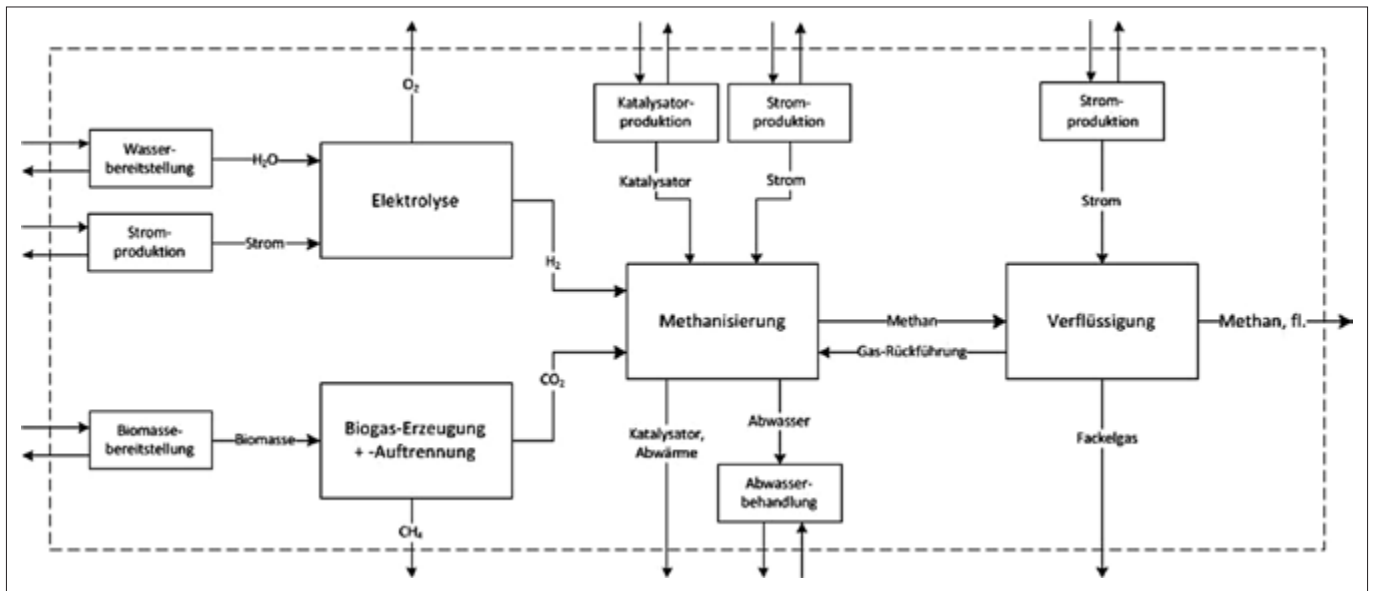


Abbildung C.22: Prozessschema des PtG(Methan) Biogas-Prozesses mit Systemgrenzen der LCA (gestrichelte Linie; Pfeile in den Kästen entsprechen Ressourcen; Pfeile aus dem Kasten entsprechen Emissionen).

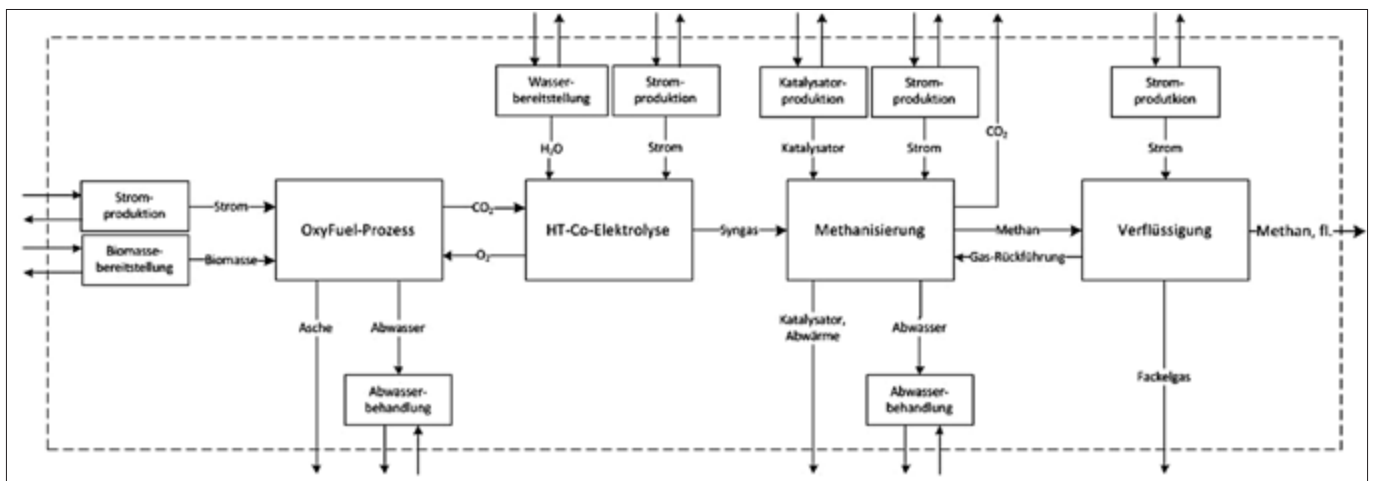


Abbildung C.23: Prozessschema des PtG(Methan) OxyFuel-Prozesses mit Systemgrenzen der LCA (gestrichelte Linie; Pfeile in den Kästen entsprechen Ressourcen; Pfeile aus dem Kasten entsprechen Emissionen).

Zwischenergebnisse

Die Auswertung der vorläufigen Ergebnisse erfolgt analog zu der in Kapitel 9 beschriebenen Differenzierung: ein Szenarios mit dem heutigen Stand der Technik und eines, welches das Entwicklungsziel widerspiegelt, beide dargestellt für den heutigen deutschen Strommix und einen zukünftigen Strommix (2050) unter kontinuierlicher (8760 h, Strommix) und systemdienlicher (3000 h, 100 % EE) Betriebsweise. Die lebenszyklusbasierten Treibhausgasemissionen (THG_{LCA}, 100 a) und der KEA für die Bereitstellung von PtG(Methan) über das Biogasverfahren und die OxyFuel-Verbrennung sind in Abbildung C.24 bzw. Abbildung C.25 dargestellt. Für die THG_{LCA} in Abbildung C.35 ist auch zu beachten, dass das als Rohstoff verwendete CO₂ zur Synthesegasherstellung nicht allokiert, sondern separat als Negativemission dargestellt wird (vgl. Kontroverse in Kapitel 23.1).

Der Vergleich der beiden PtG(Methan) Verfahren (Biogas vs. OxyFuel) zeigt, dass nach aktuellem Stand der Analysen die Bereitstellung über das Biogas-Verfahren bei den THG_{LCA} und dem KEA um einen Faktor von ca. 3 höher liegt. Diese Differenz beruht zum Teil darauf, dass für die OxyFuel-Variante bereits Simulationsdaten zur Wärmeintegration vorliegen, nicht aber für die Biogas-Variante. Die Differenz ist also eine Folge verschiedener Stände der Prozesssimulationen und damit auch der LCA-Modellierungen.

Die Bereitstellung von PtG(Methan) über das Biogas-Verfahren verursacht, bezogen auf die fossile Referenz, selbst im systemdienlichen Zukunftsszenario, höhere THG_{LCA} und einen höheren KEA. Lediglich bei Anrechnung der Negativemissionen aus dem abgetrennten CO₂ lassen sich gegenüber der fossilen Referenz Einsparungen in den THG_{LCA} erzielen.

Die Bereitstellung von PtG(Methan) über die OxyFuel-Verbrennung kommt bereits im kontinuierlichen Zukunftsszenario in die gleiche Größenordnung wie der Referenzprozess und erzielt im systemdienlichen Zukunftsszenario bereits ohne Anrechnung der Negativemissionen aus dem abgetrennten CO₂ Einsparungen in den THG_{LCA}. Der KEA liegt dabei mit der fossilen Referenz gleich auf.

ZUSAMMENFASSUNG DER ZWISCHENERGEBNISSE DER SYNTHETISCHEN GASFÖRMIGEN KRAFTSTOFFE ÜBER DIE PTX-ROUTEN

Die Zwischenergebnisse der LCA für die beiden hier betrachteten PtX-Pfade (H₂ Bereitstellung über LOHC und PtG(Methan)) geben ein von ihrer grundsätzlichen Ausrichtung übereinstimmendes Bild ab: Der Betrieb der analysierten PtX-Anlagen mit dem heutigen Strommix, sowie in einem kontinuierlichen Betrieb (der nur zum Teil aus erneuerbarem Strom gespeist wird) ist aus ökologischer Sicht keine Option, da er ressourceninten-

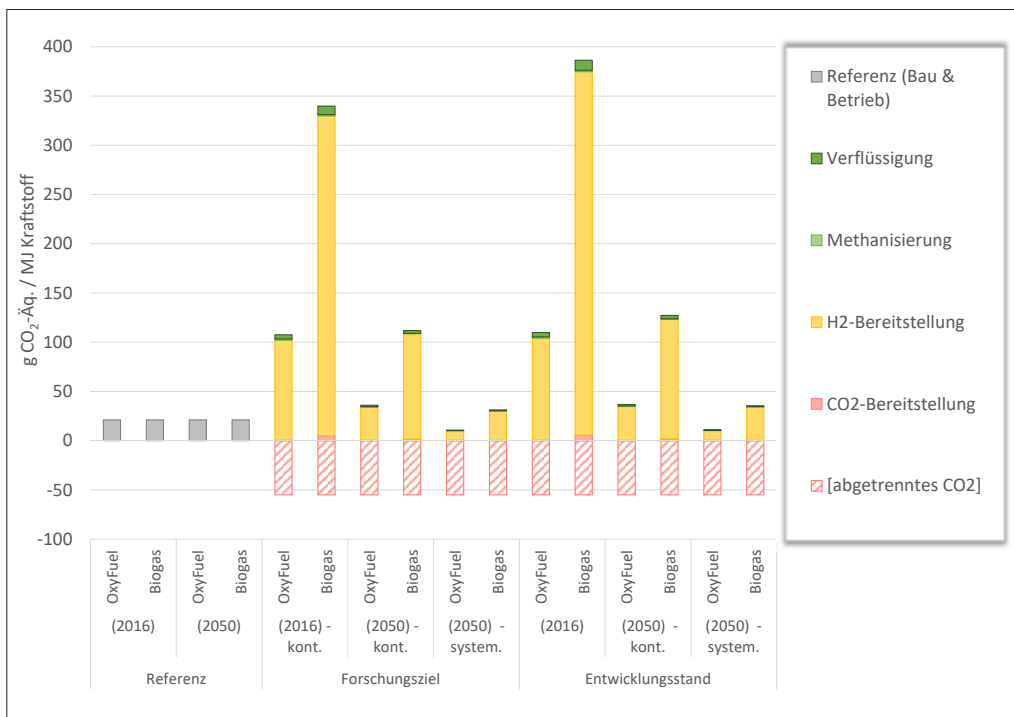


Abbildung C.24: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} (100 a) für PtG (Methan) über die PtX-Route „Biogas“ und „Oxyfuel“ für die definierten Entwicklungsstände und Betriebsfälle. Die THG_{LCA} geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier g CO₂ Äq./MJ PtG (Methan). Die Gesamt-THG_{LCA} sind entsprechend der Legende nach unterschiedlichen Komponenten aufgeschlüsselt, *berücksichtigt nur den Betrieb der Anlagen.

siver und klimaschädlicher ist als die jeweiligen betrachteten konventionellen Referenzprozesse. Sogar das Zukunftsszenario in systemdienlichen Fahrweise, was bereits einen sehr optimistische Fall, darstellt, führt nur im Falle der THG_{LCA} , wenn das als Rohstoff verwendete CO_2 dem Kraftstoff zugerechnet wird.

Der Energieaufwand für die PtX-Prozesspfade bleibt jedoch durchweg auf einem höheren Niveau, unabhängig davon ob der Strom aus erneuerbaren oder fossilen Quellen bereitgestellt wird. Das systemdienliche Szenario zeigt bereits die Potenziale der betrachteten PtX-Technologien, bei Erreichung bzw. sogar einer Überschreitung der angestrebten Ziele hinsichtlich der Strombereitstellung im Jahr 2050 von 95 %. Daraus zeigt sich bereits jetzt, dass die betrachteten PtX-Routen nur dann einen Beitrag zum Klimaschutz leisten und eine Reduktion des THG_{LCA} bewirken können, wenn der Energiebedarf aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird und im Fall des über die Biogas-Route bereitgestelltem PtG(Methan) die CO_2 -Gutschrift aus der Abscheidung dem Kraftstoff zugeschrieben wird. Perspektivisch verschiebt sich damit aus ökobilanzieller Sicht die Bewertung unter anderem in Richtung der Kategorien Flächen-, Wasser- und Ressourcenverbrauch als wesentliche Kenngrößen für den Ausbau erneuerbarer Energien. Eine Betrachtung dieser Kategorien ist in dem folgenden Dokument vorgesehen.

Die Einsparungen die sich beim kumulierten Energieaufwand (KEA) von der kontinuierlichen zur systemdienlichen Fahrweise ergeben (anders als bei den THG_{LCA}) sind auf die zugrunde gelegten Bilanzgrenzen zurückzuführen, wie ausführlich in Kapitel 10.1 dargelegt wurde. Die Effizienz fossil bereitgestellter Energie ist überschlagsmäßig ca. um einen Faktor 2 niedriger. Der geringere KEA in der systemdienlichen Fahrweise (gegenüber der kontinuierlichen) rührt daher von den signifikant geringeren Umwandlungsverlusten. Für ausführliche Erklärungen und Details sei auf die Infobox B.2 (Seite 69) verwiesen.

Die Ergebnisse zeigen einheitlich, dass die Gutschrift des als Rohstoff verwendeten CO_2 (aus DAC, Industrieprozessen, oder Biogasanlagen) von entscheidender Bedeutung für die THG -Bilanz synthetischer Kraftstoffe ist. Der Vorteil von PtX-Kraftstoffen lässt sich meist nur dann darstellen, wenn die Gutschrift dem Kraftstoff zugerechnet wird. Dies ist bei Nutzung von DAC-Anlagen nicht weiterhin von Bedeutung, wirft jedoch im Falle der Industrieprozesse und Biogasanlagen durchaus die Frage auf, wem die Gutschrift zuzurechnen ist, vgl. hierzu Kapitel 14.1.

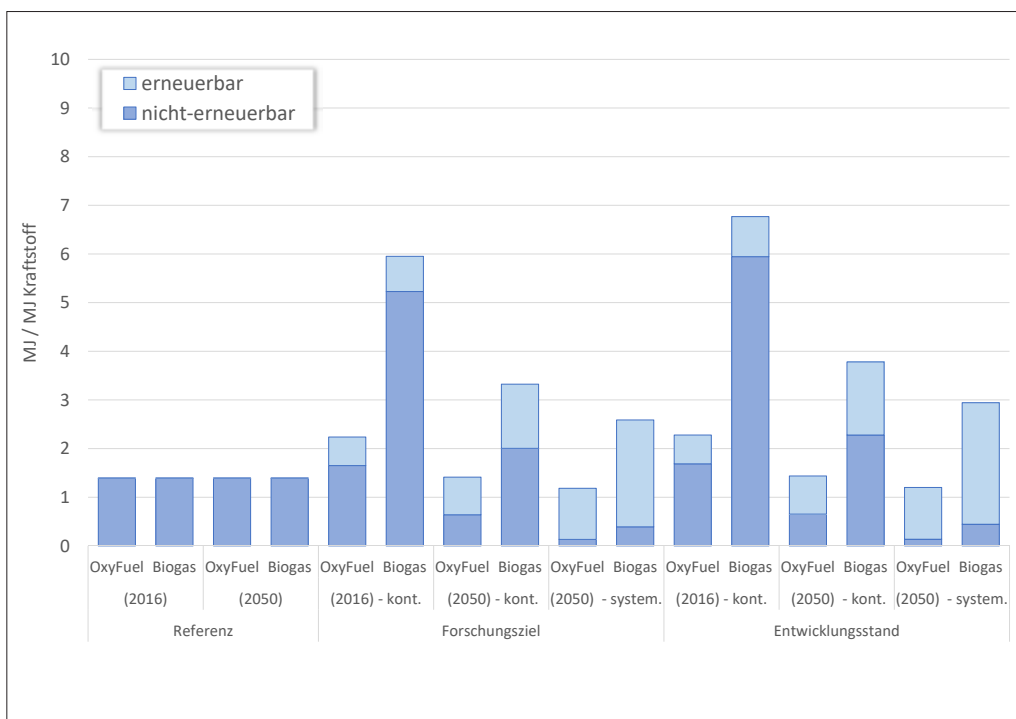


Abbildung C.25: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes für PtG (Methan) über die PtX-Route „Biogas“ und „Oxyfuel“ für die definierten Entwicklungsstände und Betriebsfälle. Der KEA ist die Gesamtheit des primären-energetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.), alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von 1 MJ PtG (Methan) benötigt werden sind aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die PtG (Methan)-Herstellung gezogenen Systemgrenzen.

16.2 Bereitstellung flüssiger synthetischer Kraftstoffe

Autoren: Sarah Deutz (RWTH-LTT), Susanne Forster (Audi), Cornelia Merz (Öko-Institut.), Andreas Patyk (ITAS), Dominik Poncette (ITAS), Jürgen Sutter (Öko-Institut)

16.2.1 Technologiebeschreibung

Als flüssige Kraftstoffe im straßengebundenen Verkehr kommen gegenwärtig fast ausschließlich fossiler Diesel und Ottokraftstoff zum Einsatz. Ziel der Forschungsarbeiten zu den flüssigen synthetischen Kraftstoffen ist es, erneuerbare elektrische Energie für unterschiedliche Bereiche des Verkehrssektors zu erschließen. Für den straßengebundenen Verkehr werden synthetischer Diesel, synthetischer Ottokraftstoff, sowie oligomere Oxymethylenether (OME_x), welche als Dieselerersatz oder -blend eingesetzt werden können, untersucht. Für den Einsatz im Flugverkehr wird an synthetischem Kerosin geforscht. Im Folgenden werden die Grundsätze der jeweiligen Technologien, sowie die im Projekt adressierten Hauptpunkte gemäß den Herstellungswegen, also der zugrundeliegenden PtX-Prozessketten dargelegt.

(A) ALTERNATIVER KEROSIN- UND DIESELKRAFTSTOFF ÜBER DEN PTX-PFAD: CO_2 -LUFTABSCHIEDUNG UND DIE FISCHER-TROPSCH-SYNTHESE

Für die Herstellung von synthetischem Diesel und Kerosin wird im ersten Schritt CO_2 direkt aus der Luft abgeschieden (Direct Air Capture = DAC) und steht der nachfolgenden Hochtemperatur-(HT)-Co-Elektrolyse als Eingangsstoff zur Verfügung. Die HT-Co-Elektrolyse (SOEC = solid oxid electrolyser cell) generiert aus diesem CO_2 und Wasserdampf ein Synthesegas. Das Synthesegas wird anschließend in mikrostrukturierten Reaktoren mittels Fischer-Tropsch-(FT)-Synthese und integriertem Hydrocracken / Isomerisieren (HC) in synthetisches Diesel und Kerosin umgewandelt. Durch die Verschaltung der einzelnen exothermen und endothermen Prozessschritte entsteht eine effiziente und autarke Anlage.

Bei der Herstellung von synthetischem Kerosin und Diesel aus CO_2 -Luftabscheidung über die Fischer-Tropsch-Synthese handelt es sich um ein vollintegriertes System, das dezentral eingesetzt werden kann, z.B. in Form eines Containers, und das autark funktioniert. Besonders relevant bei der Entwicklung der Technologie in diesem Abschnitt der Wertschöpfungskette sind das direkte / simultane Hydrocracking des FT-Produktstromes sowie

die FT-Syntheseprozesse mit variierender Zusammensetzung (einschließlich Nebenkomponten und dynamischem Betrieb). Ziel ist es die TRL von 2 bzw. 3 bei Projektbeginn auf TRL 4-5 am Ende der ersten Förderphase (2019) anzuheben. Der TRL der FT Synthesereaktoren auf Basis von Mikrostrukturtechnik war bereits zu Projektbeginn mit TRL 4-5 auf einem höheren Level und soll bis Projektende auf 7-8 angehoben werden. Ähnliche Verbesserungen im TRL müssen auch in den upstream Prozessen, der CO_2 -Abscheidung sowie der Elektrolyse, erreicht werden, sodass die Wertschöpfungskette als Ganzes eine höhere Technologiereife erreicht.

(B) BEREITSTELLUNG EINES ALTERNATIVEN DIESELKRAFTSTOFFS: OXYMETHYLENETHER (OME_x)

Die PtX-Prozesskette zur Herstellung von oligomeren Oxymethylenethern, welcher als Ersatz für fossile Dieselkraftstoffe eingesetzt werden könnte, umfasst zunächst die elektrolytische Bereitstellung von H_2 . Im zweiten Schritt wird H_2 mit CO_2 mehrstufig zu Oxymethylenethern (OME_x) umgesetzt, wobei der Index X die Kettenlänge definiert.

OME_x mit längeren Kettenlängen ($20 < x < 100$ sowie $x > 1500$) eignen sich für die Herstellung von Polymeren. Diese Polyoxymethylenkunststoffe (POM) haben sich bereits seit langem etabliert und zeichnen sich durch eine hohe Steifigkeit, Festigkeit sowie Dimensionsstabilität aus (Luftl, P. M., Sarathchandran 2014; Brostow 2007).

OME_x mit kurzen Kettenlängen ($x < 8$) stellen aufgrund ihrer chemischen und physikalischen Eigenschaften ein vielversprechendes Substitut bzw. Teilsubstitut (Blend) für konventionellen Diesel dar. Es konnte gezeigt werden, dass bereits geringe Zusätze an OME_x in Diesel eine signifikante Minderung der Rußemission bewirken (Omari, Heuser, Pischinger 2017). Dies ermöglicht eine signifikante innermotorische Reduktion der Stickoxide (NO_x), da die von konventionellem Diesel bekannte Ruß- NO_x -Schere außer Kraft gesetzt wird. Abbildung C.26 zeigt die Schwarzauchzahl (Indikator für Ruß-Emissionen) über die NO_x -Emissionen beispielhaft für verschiedene OME_1 -Diesel-Blends und konventionellen Diesel. Bereits bei einem Blend von 35 Vol-% OME_1 in Diesel können die Ruß-Emissionen um ca. 90 % reduziert werden. Damit können durch den Einsatz von OME_x die lokalen Ruß- und NO_x -Emissionen ohne Veränderung des Abgaskatalysators deutlich reduziert werden. Durch den Einsatz von CO_2 als regenerativer C1-Baustein könnte zudem der Verbrauch an fossilen Rohstoffen reduziert werden.

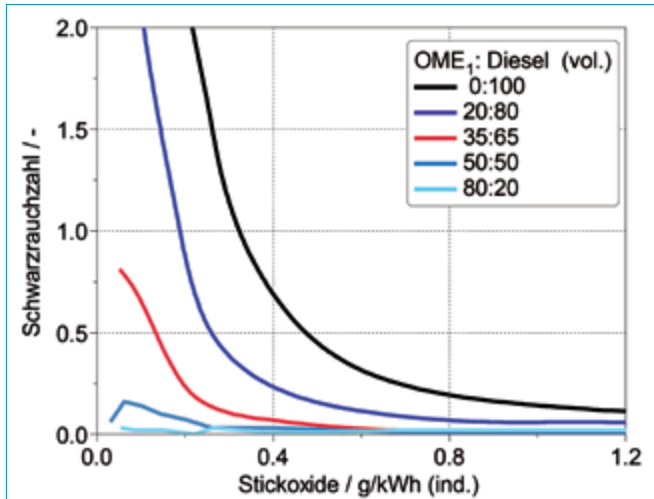


Abbildung C.26: Ruß-NO_x-Schere von OME₁ für konventionellen Diesel und verschiedene Blending-Raten (Omari, Heuser, Pischinger 2017).

Im Rahmen des Forschungsvorhabens werden verschiedene Prozessrouten für die Herstellung von OME_x ausgehend von H₂ und reinem CO₂ entwickelt. Als technologischer bzw. chemischer Benchmark dient hierbei die etablierte Route über Methanol und Formaldehyd zu OME₁ (Weidert u. a. 2017) und eine anschließende Polymerisierung von OME₁ und Trioxan zu OME_{3,5} (Omari, Heuser, Pischinger 2017). Über die etablierte Route wird OME_{3,5} bereits im industriellen Maßstab gewonnen. Auf Basis von Synthesegas wird in China OME_x über eine Kombination konventioneller Einzeltechnologien bereits produziert, sodass der TRL dieser Technologie grundsätzlich mit 9 eingestuft werden kann. Diese Herstellungsrouten sind im Sinne eines Gesamtprozesses jedoch nicht energetisch optimiert, sodass hierbei noch großes Verbesserungspotenzial besteht.

Im P2X-Projekt werden deswegen konventionelle und neue Syntheserouten zu OME_x unter Anwendung neuartiger Katalysatoren entwickelt und optimiert. Die angestrebten neuartigen Prozessketten ausgehend von CO₂ und H₂ befanden sich bei Projektbeginn noch auf einem TRL von 1, wobei sich die TRLs der einzelnen Prozessschritte im Gesamtsystem sehr unterschiedlich darstellen. So weisen einzelne Prozessschritte wie z.B. die Methanolbereitstellung aus CO₂ (heterogen-katalysiert) und Formaldehydbereitstellung aus Methanol bereits einen TRL von 8-9 auf. Neue Prozesseinheiten wie die OME₁-Herstellung über die reduktive Route (aus CO₂ und H₂ über Methylformiat als Zwischenprodukt), die Direktoxidation zu OME₁ (Synthese aus Methanol mit Formaldehyd als Zwischenprodukt in der Gasphase mittels eines Niedertemperaturverfahren) und die

DME-Herstellung aus CO₂ (homogen-katalysiert) wurden bereits experimentell nachgewiesen und konnte so auf TRL 3 angehoben werden. Zum Ende der ersten Förderphase sollen für einzelne Prozesseinheiten eine kontinuierliche Laboranlage aufgebaut und unter realen Bedingungen validiert werden. Somit können zu mindestens einzelne Prozesseinheiten auf ein TRL von 4 angehoben werden.

Zur motorischen Anwendung und späteren Nutzung im Fahrzeug werden experimentelle Untersuchungen durchgeführt, um das Potenzial von Emissions- und Verbrauchsreduktionen bei der Verbrennung zu charakterisieren. Hierzu werden Tests am Einzylindermotor durchgeführt und reale Fahrzyklen simuliert, um das gesamte Spektrum der fahrzeugseitigen Emissionen zu identifizieren. Parallel werden die Verbrennungskinetik untersucht und Reaktionsmodelle entwickelt, um Zündverzugszeiten und lokale Mischungsverhältnisse vorherzusagen. Auf Grundlage dessen kann die Motorsteuerung und die Einspritzung für OME_x-Kraftstoffe angepasst und optimiert werden.

(C) BEREITSTELLUNG VON SYNTHETISCHEM OTTOKRAFTSTOFF ÜBER DIE VERFAHREN PTL(METHANOL) UND METHANOL-TO-GASOLINE (MTG)

Die gesamte Produktionskette des synthetischen Ottokraftstoffes umfasst als Hauptprozesse die CO₂-Bereitstellung, die Elektrolyse von Wasser oder die Co-Elektrolyse von Wasser und CO₂, die Methanolsynthese aus H₂ und CO₂ oder CO, sowie die Konversion von Methanol zu Ottokraftstoff (Methanol-to-Gasoline – MtG; Gesamtprozesskette: PtL(Methanol)-MtG). Die technische Machbarkeit für verschiedene Verfahren zur Herstellung synthetischer Ottokraftstoffe aus Methanol wurde bereits mehrfach demonstriert (MtG von ExxonMobil/Sinopec, TIGAS von Haldor Topsoe). Das an der TU Bergakademie Freiberg bis 2013 in Kooperation mit der Chemieanlagenbau Chemnitz GmbH entwickelte STF-Verfahren (Syngas-to-Fuel; Spezialfall des MTG-Verfahren) unterscheidet sich von diesen Technologien in wesentlichen Verfahrensmerkmalen, wie der Art der Wärmeabfuhr, den Reaktionsbedingungen (Druck, Kreislaufgasverhältnis) und dem speziell abgestimmten Zeolith-Katalysator. Die isotherme Fahrweise bei Temperaturen von 290-320 °C und niedrige Prozessdrücke um 5-7 bar senken die Aromatenbildung und fördern gleichzeitig die Bildung hochoktaniger iso-Paraffine.

Daraus resultieren Vorteile der STF-Technologie für die Herstellung von Designer-Kraftstoffen. So lässt sich die Zusammensetzung der Kraftstoffe auf eine optimale Verbrennung im Motor im Hinblick auf geringere Schadstoffemissionen ausrichten.

Die Massenausbeute des Prozesses (hochoktaniges Benzin als Zielprodukt sowie – in geringen Mengen anfallende – verwertbare bzw. weiterverarbeitbare Nebenprodukte wie leichte Kohlenwasserstoffe und Schwerbenzin) liegt bei 37,5 % und damit im Bereich vergleichbarer Technologien. Allerdings liegt der Schwerpunkt der Technologieentwicklung weniger auf der Ausbeuteoptimierung, sondern eher auf der Erzielung qualitativ angepasster Kraftstoffqualitäten, um signifikante Emissionsminderungen bei der motorischen Verbrennung, insbesondere beim Partikelaustritt, zu erzielen.

Durch Weiterentwicklung des Reaktorkonzepts und Anpassung der Kreislaufgasführung im Hinblick auf zielproduktbegünstigende Intermediate kann eine weitere Verbesserung der Qualität der erzeugten Ottokraftstoffe erreicht werden. Die hierfür zum Einsatz kommende „STF+“-Prozesstechnologie basiert auf einem weit skalierbaren Rohrreaktorconcept (Kapazitäten: Kompaktanlagen von 100-1.000 t/a bis zu Großanlagen von 10^5 - 10^6 t/a). Auf Basis der Ottokraftstoffsynthese nach dem STF+-Verfahren können integrierte Anlagen entwickelt werden, die alle Schritte einer funktional autarken Kraftstoffherstellung beinhalten, beginnend mit der Erzeugung von Methanol aus verschiedenen fossilen oder regenerativen Ressourcen (aus Erd- oder Biogas via Steamreforming, aus CO_2 , H_2O und Strom aus erneuerbaren Energiequellen). Im P2X-Kontext ist vor allem die Herstellung von „grünem“ Methanol aus CO_2 und H_2O relevant, das als marktverfügbar angesehen wird. Experimentelle oder

theoretische Arbeiten zur Methanolbereitstellung sind daher nicht Gegenstand des Projektes. Angestrebt wird mit dem weiterentwickelten Reaktorkonzept eine verbesserte und stabilere Prozessführung, die neben der gewünschten Beeinflussung der Kraftstoffeigenschaften auch eine Erhöhung der spezifischen Durchsätze erlaubt.

Der Prozessschritt der isothermen Benzinkatalyse bestimmt gegenwärtig den technologischen Reifegrad (TRL) der gesamten Prozesskette, der sich auf dem Level 4 befindet. Die Methanolsynthese aus H_2 und CO_2 ist auf Level 8-9 bereits höher und wird im Projektverlauf weiter erhöht. Demgegenüber stehen bereits ausgereifte Prozessschritte mit TRL 9, wie die Benzinaufbereitung und Methanolrückgewinnung, sowie die Lagerung, Verteilung und Vertankung des synthetischen Ottokraftstoffs.

In Abbildung C.27 ist die Prozesskette zur Herstellung von synthetischen Ottokraftstoffen nach dem STF-Verfahren auf Basis von „grünem“ Methanol aus CO_2 / H_2O und erneuerbarem Strom dargestellt. Die hier als „STF+ Lab Test Plant“ zusammengefassten Units sollen in der Versuchsanlage realisiert werden.

16.2.2 Zwischenergebnisse der LCA

Allgemeine methodische Grundsätze und Modellierungsgrundlagen der durchgeführten LCAs sind ausführlich in Kapitel 10 beschrieben. In den folgenden Abschnitten werden lediglich die

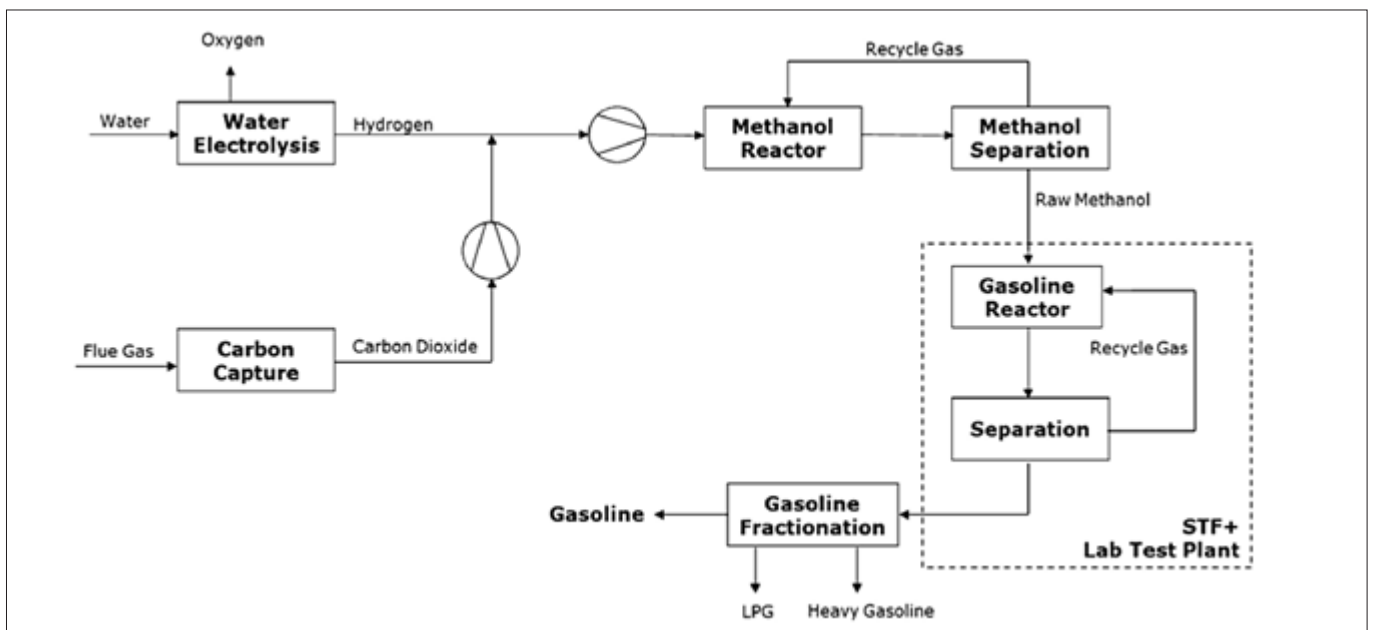


Abbildung C.27: Prozesskette zur Herstellung von Ottokraftstoff nach dem STF-Verfahren (hier PtL(Methanol)-MtG).

relevanten und technologiespezifischen Modellierungsgrundlagen kurz dargelegt und die ersten Zwischenergebnisse der Analysen präsentiert.

(A) ZWISCHENERGEBNISSE FÜR SYNTHETISCHEN DIESEL ÜBER DEN PTX-PFAD: CO₂-LUFTABSCHIEDUNG UND DIE FISCHER-TROPSCH-SYNTHESE

Systembeschreibung

Die Systemgrenzen entsprechen den Grenzen, wie sie in der allgemeinen Methodikbeschreibung in Kapitel 10.1 dargestellt werden. Es liegen bereits erste Abschätzungen für den Bau der Anlagen vor, da die Ergebnisse jedoch noch nicht geprüft sind und größeren Unsicherheiten als die Betriebsdaten unterliegen, werden diese zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht mit dargestellt.

Die Ergebnisse beziehen sich aus Gründen der Vergleichbarkeit mit den anderen Prozessketten auf eine 1 MW-Anlage, und nicht auf die 10 kW-Pilotanlage, die im Rahmen des Projektes aufgebaut werden soll. Bewertet wurde dabei sowohl der aktuelle Projektstand, als auch ein optimierter Fall als Forschungsziel.

In Abbildung C.28 sind die wesentlichen Unterschiede in der Prozessführung für die beiden Entwicklungsstände – „heute“ und „optimiert“ – dargestellt. Sowohl aus der SOEC als auch aus der Fischer-Tropsch-Synthese kann Abwärme ausgekoppelt werden.

Im heutigen Entwicklungsstand liefert die SOEC ihre Abwärme an den DAC-Prozess und erhält den benötigten Wasserdampf aus der Abwärme der Fischer-Tropsch-Synthese.

Im optimierten Fall liefert die Fischer-Tropsch-Synthese ihre Abwärme an die DAC, welche wiederum Wasserdampf an die SOEC liefert. Die Abwärme der SOEC wird in diesem Fall durch interne Rekuperation genutzt, um den Strombedarf zu reduzieren. Zusätzlich wird im optimierten Fall davon ausgegangen, dass der Wärmebedarf des Hydrocracking-Prozesses ebenfalls aus dem System selbst gedeckt werden kann und nicht, wie im heutigen Entwicklungsstand, durch eine elektrische Heizung.

In beiden Fällen führt die interne Wärmenutzung dazu, dass der Wärmebedarf der DAC-Anlage komplett gedeckt werden kann, sodass hierfür keine externe Wärmequelle nötig ist. Unter diesen Annahmen ergibt sich für das Gesamtsystem im heutigen Entwicklungsstand ein Wirkungsgrad (LHV) von ca. 50 % und im optimierten Fall ein theoretischer Wert von ca. 60 %.

Im Folgenden werden nun die Ergebnisse des Life Cycle Assessments im Vergleich zur fossilen Referenz – hier Diesel – dargestellt.

Die zugrundeliegenden Daten für das Life Cycle Assessment des synthetischen Diesels und Kerosins über Fischer-Tropsch Synthese stammen aus Simulationen, die durch die beteiligten Partner im Rahmen dieses Projektes durchgeführt wurden.

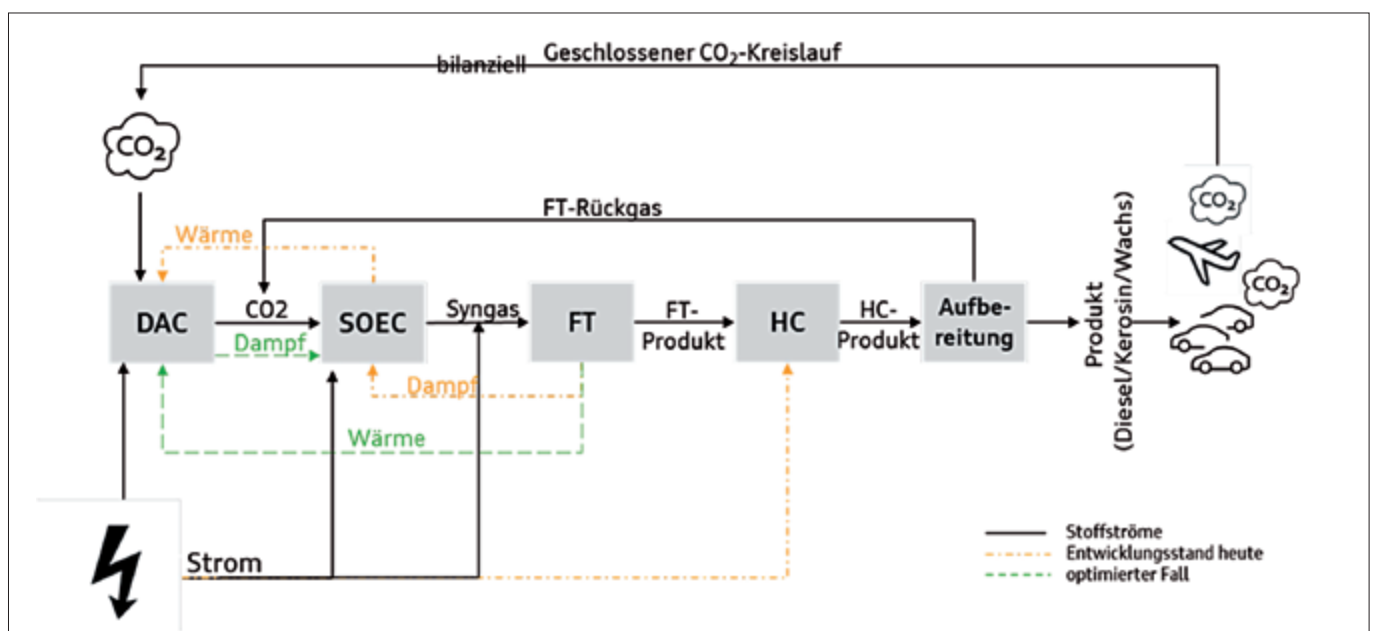


Abbildung C.28: Energie- und Stoffströme des PtX-Verfahrens im Kopernikus-Projekt.

Die funktionelle Einheit ist 1 MJ bereitgestellter synthetischer Diesel.

Der Referenzprozess ist 1 MJ bereitgestellter fossiler Diesel.

Zwischenergebnisse

Die Auswertung der vorläufigen Ergebnisse erfolgt analog zu der in Kapitel 8 beschriebenen Vorgehensweise: ein Szenario mit dem heutigen Stand der Technik und eines, welches das Entwicklungsziel widerspiegelt, beide dargestellt für den heutigen deutschen Strommix und einen zukünftigen Strommix (2050) unter kontinuierlicher (8760 h, Strommix) und systemdienlicher

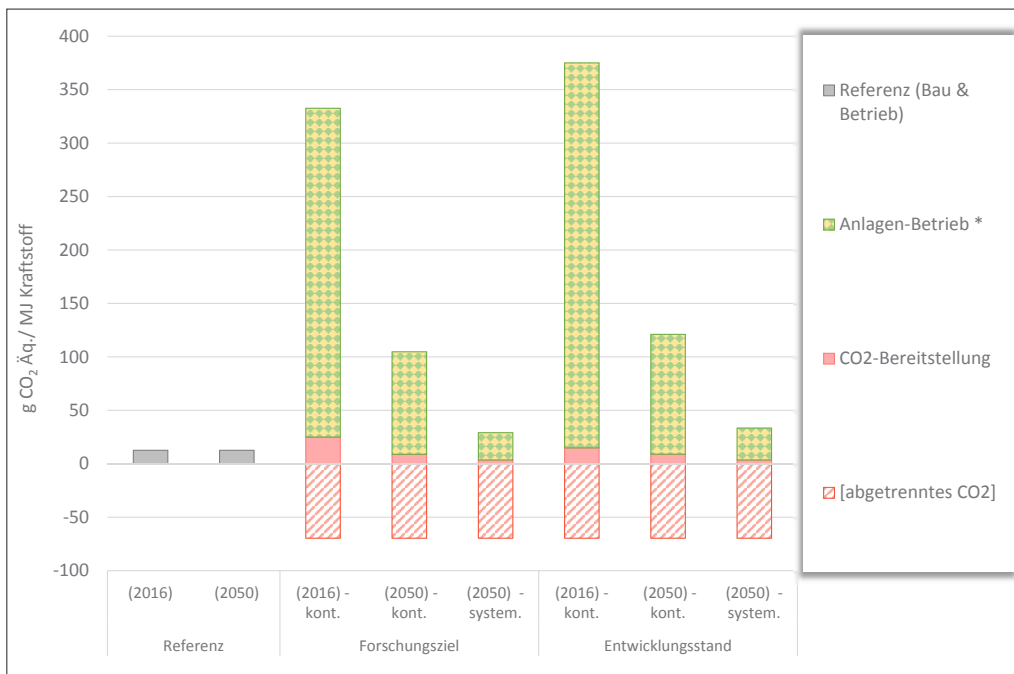


Abbildung C.29: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} (100 a) der Prozesskette DAC-SOEC-FTS-HC für die definierten Entwicklungsstände und Betriebsfälle. Die THG_{LCA} geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier g CO₂ Äq. / MJ Kraftstoffs. Die Gesamt-THG_{LCA} sind entsprechend der Legende nach unterschiedlichen Komponenten aufgeschlüsselt.

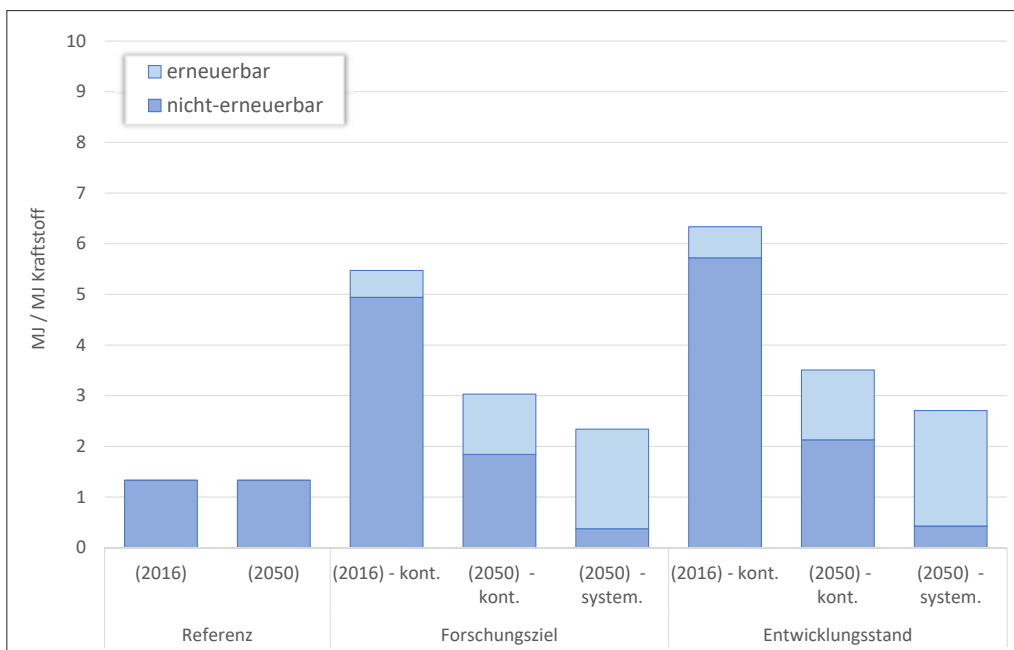


Abbildung C.30: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes (KEA) der Prozesskette DAC-SOEC-FTS-HC für die definierten Entwicklungsstände und Betriebsfälle. Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.), alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von 1MJ Kraftstoff benötigt werden sind aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die PtG (Methan)-Herstellung bezogenen Systemgrenzen.

(3000 h, 100 % EE) Betriebsweise. In Abbildung C.29 werden die Ergebnisse in einer reinen well-to-tank-Betrachtung dargestellt, beziehen sich also nur auf die Kraftstoffherstellung und schließen die Nutzung im PKW nicht mit ein. Dargestellt ist die fossile Referenz (fossiler Diesel), im Vergleich zur neuen PtX-Route für synthetischen Diesel. Das als Rohstoff eingesetzte CO_2 ist gemäß der in Kapitel 23.1 beschriebenen Kontroverse und der in Kapitel 10.1 dargelegten Grundlagen der Modellierung, gesondert als Negativemission dargestellt.

Die THG_{LCA} liegt sowohl im heutigen Stand als auch im optimierten Fall nur bei systemdienlichem Betrieb, also mit 100 % EE-Strom und Berücksichtigung des als Rohstoff genutzten CO_2 (hier als Negativemission dargestellt), unter den THG_{LCA} der fossilen Referenz. Unten den getroffenen Annahmen lässt sich nur dann eine Einsparung bei den Treibhausgasemissionen erzielen. Deutlich erkennbar sind die reduzierten Treibhausgasemissionen im optimierten Fall, in dem eine Wirkungsgradverbesserung den Strombedarf senkt, was sich positiv auf die Gesamtemissionen auswirkt.

Die Ergebnisse zum kumulierten Energieaufwand (KEA), wie Abbildung C.30 dargestellt, zeigen dass im Gegensatz zum Treibhausgaspotenzial, auch beim systemdienlichen Betrieb, die Herstellung des synthetischen Diesels/Kerosins absolut gesehen schlechter abschneidet als die fossile Referenz. Dabei hängt der Eintrag von erneuerbarer oder fossiler Energie vom gewählten Strommix ab. Durch den zugrunde gelegten erneuerbaren Strommix im Zukunftsszenario ist der Energieeintrag in die PtX-Route weitestgehend auf erneuerbare Energien zurückzuführen. Damit werden andere Aspekte der ökologischen Verträglichkeit, wie Flächeninanspruchnahme, Nutzung kritischer Rohstoffe, etc. relevanter.

(B) ZWISCHENERGEBNISSE ZUM ALTERNATIVEN DIESELKRAFTSTOFF: OXYMETHYLENETHER (OME_x)

Derzeit werden im Rahmen des P2X-Projektes drei verschiedene Routen für die OME_x -Synthese untersucht, die in Abbildung C.31 abgebildet sind und im Folgenden beschrieben werden. Die ideale Route beschreibt zusätzlich den chemisch am stärksten integrierten, theoretisch möglichen Weg und dient als Vergleichsprozess zu den anderen Routen.

Für die **etablierte Route, zur Herstellung von OME_1** (Weidert u. a. 2017) wird zunächst Methanol benötigt. Die Synthese von Methanol kann auf konventionellem Weg basierend auf Synthesegas, aber auch aus CO_2 und elektrolytischem H_2 erfolgen. Das

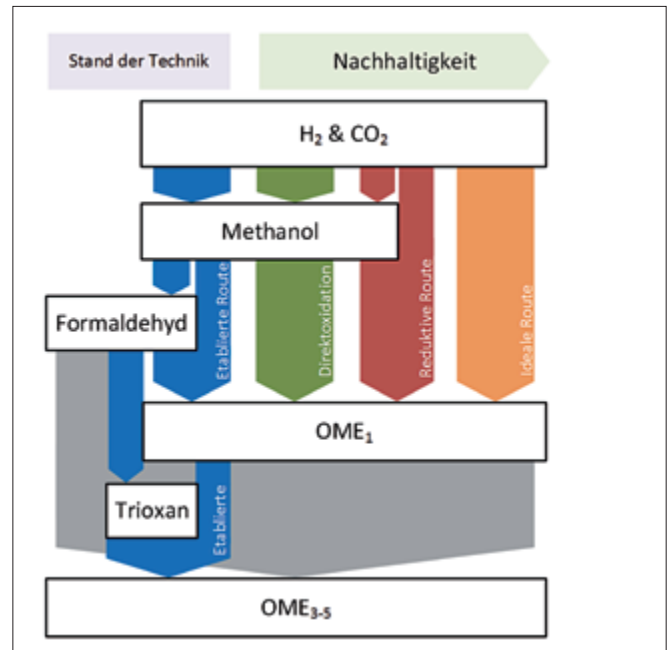


Abbildung C.31: Übersicht der untersuchten OME_x -Produktionsrouten. Die drei Routen (blau) etablierte Route, (grün) Direktoxidation und (rot) reduktive Route wurden bereits experimentell untersucht. Die ideale Route (orange) dient als theoretischer Vergleichsprozess und stellt den chemisch am stärksten integrierten Weg dar, in dem alle Zwischenprodukte *in-situ* umgesetzt werden.

benötigte H_2 kann durch die PEM-Elektrolyse gedeckt werden, wie in Kapitel 15.1.1 beschrieben. In der etablierten Route wird das als zweites Edukt benötigte Formaldehyd durch eine anteilige Oxidation von Methanol gewonnen und in der Gaswäsche mit Wasser in eine wässrige Lösung (Formalin) überführt (Reuss u. a. 2000). In einem nachgeschalteten Prozessschritt reagiert Formaldehyd mit Methanol in der Flüssigphase zu OME_1 (Weidert u. a. 2017). Formalin dient zudem als Ausgangsstoff für Trioxan (Grützner u. a. 2007), das für die Herstellung von $\text{OME}_{3,5}$ (Burger, Ströfer, Hasse 2013) aus OME_1 verwendet wird. Diese Route ist aus energetischer Sicht ungünstig, da durch die Oxidation von Methanol zu Formaldehyd die rein reduktive Route verlassen wird. Dadurch wird in der Oxidation von Methanol Wasser produziert und somit Wasserstoff verbraucht. Zudem wird bei der Gaswäsche in der Formalin-Herstellung Wasser eingesetzt, das letztendlich wieder aus dem System entfernt werden muss. Der damit verbundene zusätzliche Energieaufwand senkt folglich den Wirkungsgrad der etablierten Route.

Für die Route der **Direktoxidation zur Herstellung von OME_1** (Freveland, Hedelund o. J.) wird Methanol ebenfalls aus CO_2 und H_2 hergestellt. Allerdings wird im zweiten Schritt ein Teil des

Methanols *in-situ* zu Formaldehyd oxidiert und mit weiterem Methanol zu OME₁ kondensiert. Dieser Prozess hat mehrere Vorteile gegenüber der etablierten Route. Zum einen wird kein zusätzliches Wasser wie in der etablierten Formaldehyd-Herstellung in den Prozess geführt, zum anderen läuft die Reaktion in der Gasphase ab. Die Gasphasenreaktion wird bevorzugt, da diese deutlich schneller abläuft als die Flüssigphasenreaktion. Außerdem verspricht die Einsparung des Prozessschritts zur Formalin-Herstellung Vorteile hinsichtlich der Kapitalkosten.

Auch in der **reduktive Route zur Herstellung von OME₁** werden bei der Methanol-Herstellung CO₂ und H₂ als Ausgangsstoffe verwendet (Thenert u. a. 2016; Deutz u. a. 2018; Schieweck, Klankermayer 2017). Allerdings wird bei dieser Route CO₂ nicht nur für die Methanol-Herstellung verwendet, sondern auch als Baustein, um über das Zwischenprodukt Methylformiat *in-situ* OME₁ zu bilden. Dies ist von Vorteil, da nicht das gesamte CO₂ bis zu Methanol reduziert werden muss. Diese Route hat aktuell den geringsten H₂-Bedarfs und ist somit aus energetischer Sicht die günstigste. Es entsteht dennoch bei der Reaktion Wasser, das abgetrennt werden muss.

Die **ideale Route zur Herstellung von OME₁** beschreibt die chemisch am stärksten integrierte Syntheseroute und bezieht sich auf einen Reaktionspfad, bei dem ausgehend von CO₂ und H₂ direkt OME₁ gebildet wird. Da diese Reaktion bisher noch nicht beobachtet wurde, dient diese Route vorerst nur als theoretischer Vergleichsprozess. Ihr Reaktionspfad könnte beispielsweise über Methanol laufen, aus dem anschließend reduktiv *in-situ* Formaldehyd durch Abspaltung von H₂ entsteht. Somit würde deutlich weniger Wasser bei der Reaktion produziert werden, was die Aufreinigung der Produkte vereinfacht.

Die **Kettenverlängerung zu OME₃₋₅** verläuft bisher nach der etablierten Route über Trioxan. Da diese Route wasserfrei ist, wird die Aufreinigung der Produkte stark vereinfacht. Die Herstellung von Trioxan ist allerdings aufgrund des hohen Wärmebedarfs sehr energieaufwendig. Aktuelle Bemühungen verfolgen daher einen alternativen Weg zur Kettenverlängerung, bei dem Methanol und Formaldehyd direkt zu OME₃₋₅ umgesetzt werden. Bei dieser Reaktion entsteht jedoch Wasser, welches bei der Produktaufreinigung betrachtet werden muss.

Systembeschreibung

Die Systemgrenzen der drei untersuchten Routen (siehe Abbildung C.31) entsprechen den in Kapitel 10.1 festgelegten Grundlagen und schließen die Bereitstellung aller für den Betrieb

notwendigen Material- und Energieströme ein. Aufwendungen für den Bau und Rückbau der Anlagen, sowie die Nutzungsphase des Kraftstoffes (Verbrennung im Fahrzeug) werden zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht berücksichtigt.

Für die CO₂-Bereitstellung werden zwei Quellen betrachtet: Die Ethylenoxid-Synthese (kein Aufwand) und die Abscheidung aus der Luft (Direct Air Capture, DAC). In beiden Fällen wird das CO₂ anschließend auf 70 bar verdichtet. Ein unter Umständen nötiger Transport des CO₂ nach der Abtrennung ist nicht berücksichtigt.

Die funktionelle Einheit ist auf 1 MJ bereitgestelltes OME_x (well-to-tank) festgelegt.

Die Datengrundlage für die drei untersuchten Routen ist abhängig vom jeweiligen Entwicklungsstand und wird bei höher entwickelten Prozessschritten mit dem etablierten Prozesssimulator ASPEN Plus modelliert, bei niedrigeren TRL werden die Daten anhand von Massenbilanzen und Shortcut-Methoden (Bausa, Watzdorf, Marquardt 1998) zur Abschätzung des Trennaufwands generiert.

Für die etablierte Route wurde für jeden Teilprozess ein detailliertes Prozessmodell entwickelt, welches die komplexen Oligomer-Reaktionen von Formaldehyd mit Wasser und Methanol abbildet, sobald Formaldehyd im System vorhanden ist. Der Prozess für die Methanol-Herstellung, der auch Bestandteil der Direktoxidation und der reduktiven Route ist, basiert auf der direkten Umsetzung von CO₂ und H₂ zu Methanol (Burre, Bongartz, Mitsos 2018b). Für diesen Prozessschritt wurde eine detaillierte Reaktionskinetik implementiert. Auch für die OME₁- und OME₃₋₅-Synthese der etablierten Route wurde auf validierte Reaktionskinetiken zurückgegriffen (Drunsel, Renner, Hasse 2012; Burger, Ströfer, Hasse 2012). Die Formaldehyd-Synthese aus Methanol verläuft nach dem BASF-Prozess partiell-oxidativ (Reuss u. a. 2000) und Trioxan wird durch einen destillationsbasierten Prozess hergestellt (Grützner u. a. 2007), um die aufwendige Extraktion des konventionellen Verfahrens zu umgehen.

Da sich die Direktoxidation und die reduktive Route noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden, basieren die jeweiligen Modelle auf experimentellen Beobachtungen. Für die Direktoxidation wird ein Betrieb über der oberen Explosionsgrenze angenommen, wobei die Selektivität zu OME₁ aus Laborversuchen übertragen wurde. Als Nebenprodukte können Wasser, Methylformiat, Formaldehyd, Dimethylether

(DME) und Kohlenstoffoxide (CO_x) entstehen. Der Trenaufwand des Reaktionsgemisches wurde mit einer Shortcut-Methode (Bausa, Watzdorf, Marquardt 1998) abgeschätzt. So konnte der minimale Energiebedarf für die destillative Auftrennung berechnet werden. Da bei der reduktiven Route die Unsicherheiten über die finalen Umsätze und Selektivitäten noch hoch sind, wurde wie bei der Direktoxidation der Trenaufwand über Shortcut-Methoden (Bausa, Watzdorf, Marquardt 1998) abgeschätzt. Die Kettenverlängerung von OME_1 zu OME_{3-5} mit alternativen Formaldehydquellen unter Vermeidung von Trioxan ist Gegenstand weiterführender Arbeiten.

Als Referenzprozess gilt auch hier der fossil bereitgestellte Diesel (well-to-tank).

Zwischenergebnisse

Die OME_x -Produktion wird aufgrund des komplexen Prozesskonzepts sowie aus ökonomischen Gründen voraussichtlich im

kontinuierlichen Betrieb gefahren werden. Die PEM-Elektrolyse eignet sich hingegen aus technologischer Sicht gut für eine flexible Fahrweise. Es ergeben sich jedoch auch hier Einschränkungen, die im Rahmen der Anlagendimensionierung (örtliche Verfügbarkeit sonst nicht-integrierbarer Strommengen am Netzknoten) und der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (Anlagenkapazität, erzielbare Volllaststundenzahl des Elektrolyseurs, ggf. erhöhter Verschleiß im flexiblen Betrieb) in weiteren Arbeiten quantifiziert werden müssen.

Aufgrund der flexiblen H_2 -Produktion wird ein Speicher notwendig, um die kontinuierlich betriebene OME_x -Produktion mit H_2 zu versorgen. Da erste Abschätzungen gezeigt haben, dass der Speicher einen eher geringen Einfluss auf die bisherigen LCA-Ergebnisse der OME_x -Produktion hat, wurde dieser vorerst noch nicht in die Berechnungen einbezogen. Eine entsprechende Erweiterung der Systemgrenzen um die Konstruktion, den Betrieb und die Demontage des Speichers erfolgt in der zukünftigen Version dieses Dokuments. Die LCA des Speichers sowie des

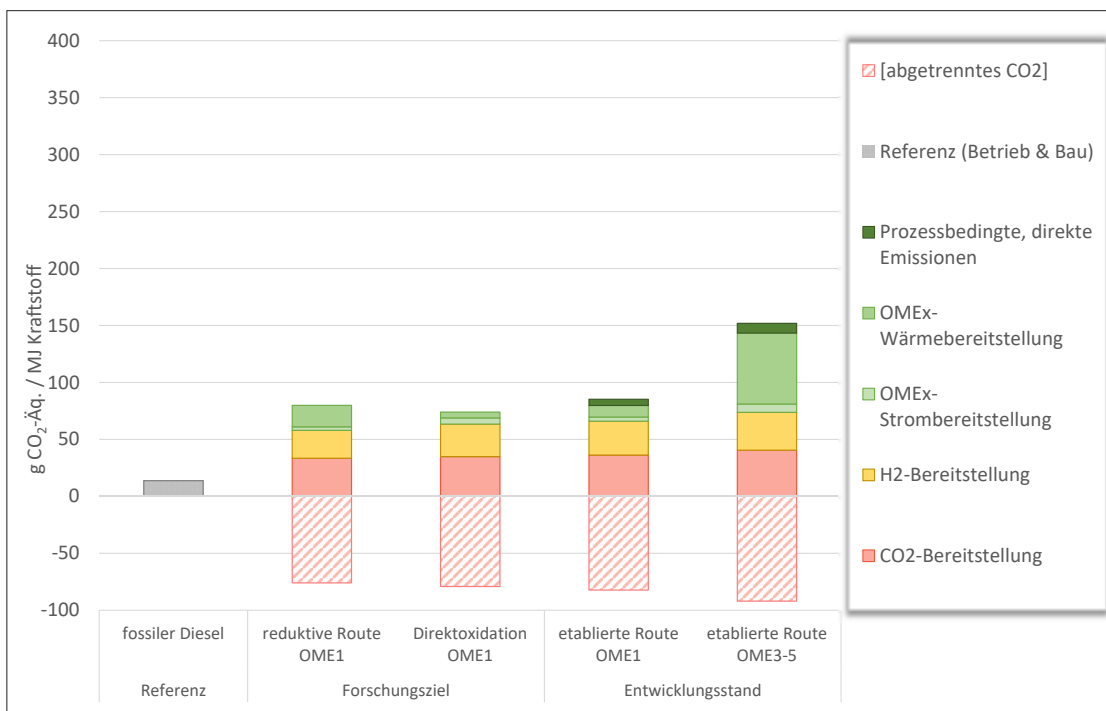


Abbildung C.32: Beitragsanalyse der direkten lebenszyklusbezogenen THG-Emissionen (THG_{LCA}) per MJ Kraftstoff für die verschiedenen OME_x -Syntheserouten im Vergleich mit fossilem Diesel. Die THG_{LCA} geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier $\text{g CO}_2 \text{ Äq. / kg OME}_x$. Die Gesamt- THG_{LCA} sind entsprechend der Legende nach unterschiedlichen Komponenten aufgeschlüsselt. Der angegebene Beitrag für die CO_2 -Bereitstellung entspricht dem Energieaufwand für DAC (Strommix 2050, kontinuierliche Betriebsweise), bei der Nutzung von CO_2 aus der Ethylenoxid-Synthese entfällt dieser Beitrag. Der Strom für die Elektrolyse wird gemäß dem systemdienlichen zukünftigen Strommix und für die OME_x -Produktion gemäß dem kontinuierlichen zukünftigen Strommix bereitgestellt.

Baus aller anderen Anlagenkomponenten wird erst im weiteren Projektverlauf erfolgen. Für die ökobilanzielle Betrachtung wird in den vorläufigen Berechnungen eine flexible Elektrolyse (Strom aus dem systemdienlichen Zukunftsszenario; PEM-Elektrolyse mit ca. 70 % Wirkungsgrad, siehe Kapitel 15.1 und eine kontinuierliche OME_x-Synthese (Prozessstrom und -wärme aus dem kontinuierlichen Zukunftsszenario) angesetzt.

Abbildung C.32 zeigt die Ergebnisse zu den THG-Emissionen für die verschiedenen OME_x-Syntheserouten.

Auch für die PtX-Routen der OME_x zeichnet sich hinsichtlich der THG-Emissionen, wie in Abbildung C.32 dargestellt, ein ähnliches Bild ab, wie für den FT-Diesel: Ohne Berücksichtigung der CO₂-Gutschrift haben alle OME_x-Prozesse höhere THG-Emissionen als fossiler Diesel. Ein relevanter Beitrag entsteht aufgrund der Abscheidung von CO₂ aus der Luft, für die keine Abwärme aus nachgeschalteten Prozessen bereitgestellt werden kann, da die betrachteten Prozesse von MeOH bis hin zu OME_x vollständig wärmeintegriert sind. Bei der Nutzung des CO₂ aus der Ethylen-

oxid-Synthese fällt der Energieaufwand für die CO₂-Abtrennung weg, dafür muss die Frage der generellen und der örtlichen Verfügbarkeit sowie der Allokation der Emissionslast berücksichtigt werden. Trotz des Einsatzes von ausschließlich erneuerbarem Strom für die Elektrolyse zeigt sich außerdem in allen Routen ein deutlicher Beitrag des Elektrolyseschritts zu den THG-Emissionen. Dies ist den Emissionen in der Herstellungsphase der PV- und Windkraftanlagen geschuldet, die erst dann ebenfalls keine THG-Emissionen verursachen, wenn in Zukunft alle Komponenten der Anlagen klimaneutral hergestellt werden können.

Durch den hohen Wärmebedarf der Trioxan-Synthese sind die THG-Emissionen bei der OME₃₋₅-Herstellung noch einmal deutlich höher als bei OME₁. Eine Reduktion des Wärmebedarfs oder die Umgehung der Trioxan-Synthese sind daher wesentliche Elemente, um diesen Pfad attraktiver zu machen.

Unter Verwendung des heutigen Strommixes liegen die THG-Emissionen für alle OME_x-Routen, auch unter Berücksichtigung des als Rohstoff verwendeten CO₂, um ein Vielfaches

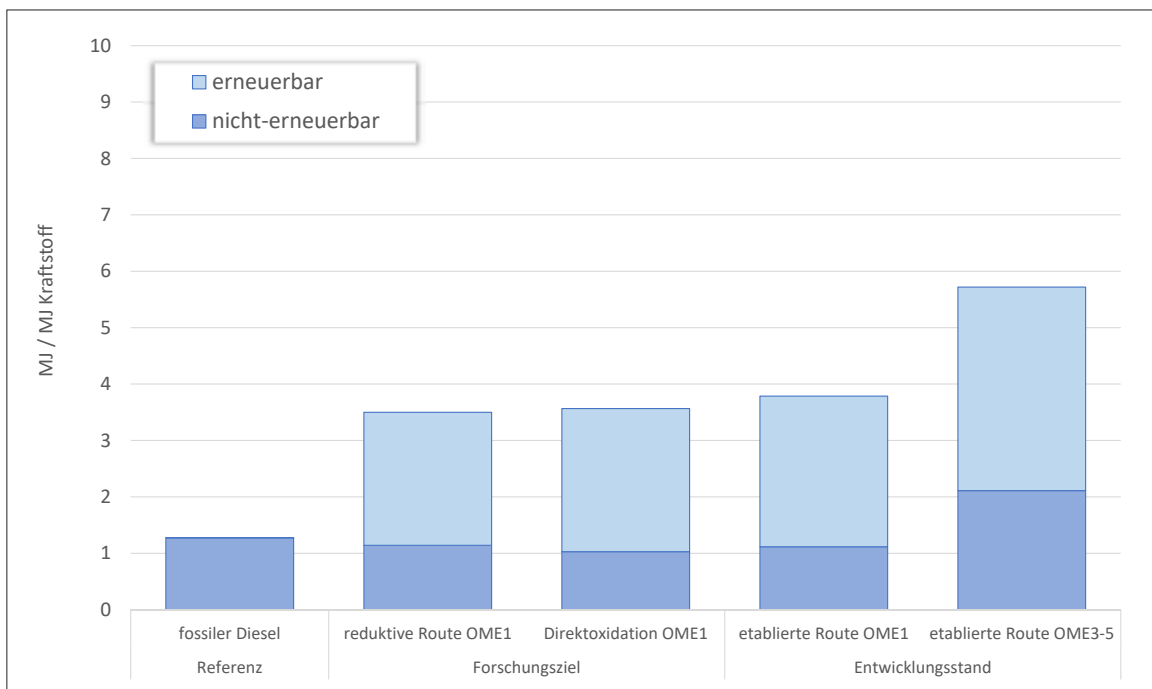


Abbildung C.33: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes (KEA) aufgeteilt in erneuerbar und nicht-erneuerbar für OME_x-Syntheserouten im Vergleich zu fossilem Diesel. Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwandes im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.). Alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von 1 kg OME_x benötigt werden sind aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die OME_x Herstellung gezogenen Systemgrenzen. Der Strom für die Elektrolyse wird gemäß der systemdienlichen Betriebsweise mit dem zukünftigen Strommix und für die OME_x-Produktion gemäß der kontinuierlichen Betriebsweise mit dem gleichen zukünftigen Strommix bereitgestellt. Die CO₂-Versorgung erfolgt mittels DAC.

über den Emissionen von konventionellem Diesel. Dies bestätigt deutlich, dass die Herstellung synthetischer Kraftstoffe nur auf Grundlage sehr hoher Anteile erneuerbarer Energien im Strom-mix einen Beitrag zur THG-Reduktion leisten kann. Die Festlegung, unter welchen Bedingungen und für welche Produktionsmengen Strommische mit hohen EE-Anteilen für die Ökobilanz angerechnet werden können, hat folglich einen sehr relevanten Einfluss auf das Ergebnis der Bewertung (Artz u. a. 2018).

Abbildung C.33 stellt den KEA dar, unter getrennter Ausweisung des nicht-erneuerbaren und des erneuerbaren Anteils.

Der vor allem durch den hohen Strombedarf für die Elektrolyse bedingte erneuerbare KEA liegt in allen betrachteten Routen über dem gesamten KEA der Dieselherstellung. Perspektivisch verschiebt sich damit aus ökobilanzieller Sicht die Bewertung unter anderem in Richtung der Kategorien Flächen-, Wasser- und Ressourcenverbrauch als wesentliche Kenngrößen für den Ausbau erneuerbarer Energien. Eine Betrachtung dieser Kategorien ist für das Folgedokument vorgesehen. Hinzu kommt in allen Fällen ein weiterhin relevanter Anteil des nicht-erneuerbaren KEA. Bei den OME₁-Routen liegt er bei ca. 80-90 % des Wertes von konventionellem Diesel. Bei der etablierten OME₃₋₅-Herstellung liegt der nicht-erneuerbare KEA um fast einen Faktor 1,7 höher als beim konventionellen Diesel. Dies ist im Wesentlichen auf den Wärmebedarf der Trioxan-Synthese zurückzuführen.

(C) ZWISCHENERGEBNISSE VON SYNTHETISCHEM OTTOKRAFTSTOFF ÜBER DIE VERFAHREN PTL(METHANOL) UND METHANOL-TO-GASOLINE (MTG)

Systembeschreibung

Die Systemgrenzen der PtL(Methanol)-MtG Prozesskette entsprechen im Wesentlichen den in Kapitel 10.1 festgelegten Grundsätzen und beinhaltet neben der Stromerzeugung, die PEM-Elektrolyse, der Bereitstellung von CO₂ aus Biogas, die Methanolherstellung und den MTG-Prozess (inkl. Fraktionierung) (siehe Abbildung C.34). Die Anlagenkapazität wird gleich 1 MW PtL(Methanol)-MtG gesetzt.

Zusätzliche Allokationsregeln waren für die Bereitstellung von CO₂ aus der Biogasanlage notwendig. Die Biogasbereitstellung und Biomasetransport wird vollständig dem Biomethangehalt des Biogases zugeschrieben. Die Trennung von Biogas in Biomehan und CO₂ wird stoffmengenbezogen zwischen den beiden Stoffen allokiert (Basis). In einer Variante bleibt CO₂ vollständig unbelastet.

Die funktionelle Einheit ist mit 1 MJ bereitgestelltem synthetischem Kraftstoff definiert.

Die Datengrundlage für die Energie- und Stoffströme für den Betrieb von Elektrolyseur, Methanolanlage, und MTG-Reaktor

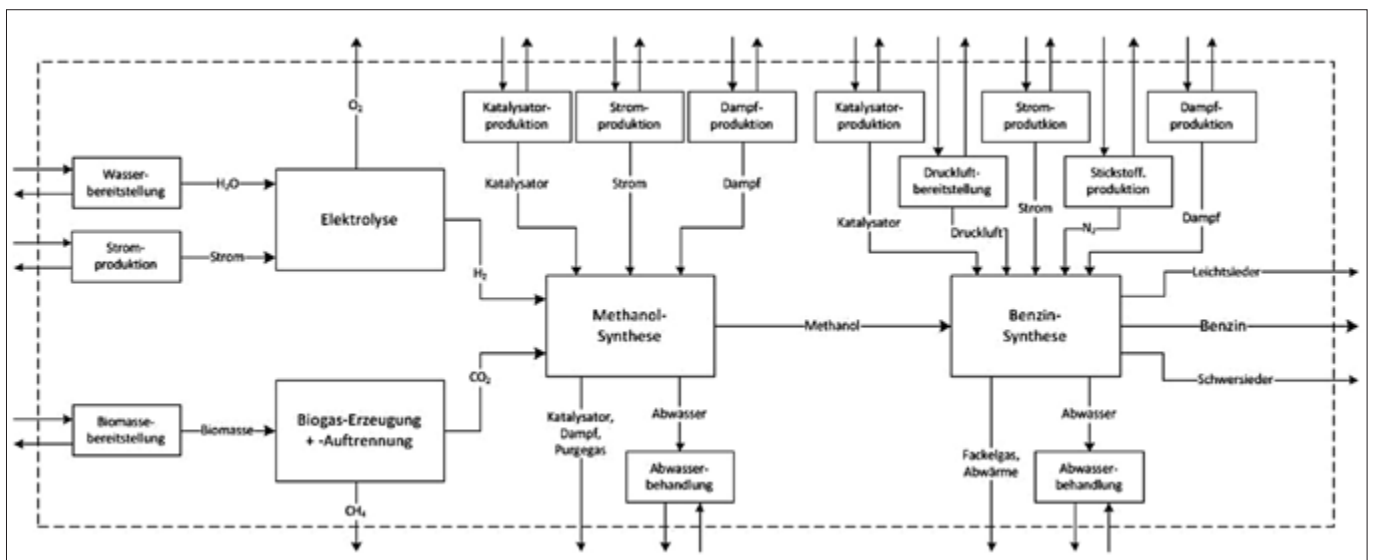


Abbildung C.34: Prozessschema des PtL(Methanol)-MtG -Prozesses mit Systemgrenzen der LCA (gestrichelte Linie; Pfeile in den Kästen entsprechen Ressourcen; Pfeile aus dem Kasten entsprechen Emissionen).

bilden Simulationen und Experimente der technischen P2X-Partner, ergänzt um Sekundärquellen, vor allem (Brynolf u. a. 2018). Die korrespondierenden Wirkungsgrade bzw. Ausbeuten definieren den Bedarf an Biogas und Strom für die Elektrolyse. Die (Ressourcen- und Emissions-) Daten zur Bereitstellung von Biogas und Strom sowie der fossilen Referenz, werden ecoinvent 3.4 entnommen. Wie bereits in Kapitel 10.2 ausführlich dargelegt, weisen die vorliegenden Daten zum großen Teil erhebliche Unsicherheiten auf. Für die Hauptprozesse ist dies die Folge des niedrigen TRL der Technologien. Für die Hintergrundprozesse (Bereitstellung von Energieträgern, Betriebsstoffen usw.) ist dies dem zeitlichen, geographischen und technologischen Bezug zahlreicher Datensätze geschuldet. Für weitere Arbeiten werden insbesondere belastbarere Daten zu den Hauptprozessen angestrebt. Diese Daten können z.B. aus erfahrungsgestützten Abschätzungen typischer Wirkungsgraddifferenzen zwischen Laboranlagen und Industrieanlagen erhalten werden.

Als Referenzprozess wird die Bereitstellung von konventionellem (fossilem) Ottokraftstoff nach ecoinvent 3.4 herangezogen.

Zwischenergebnisse

Die Auswertung der vorläufigen Ergebnisse erfolgt analog zu der in Kapitel 8 beschriebenen Differenzierung: ein Szenarios mit dem heutigen Stand der Technik und eines, welches das Entwicklungsziel widerspiegelt, beide dargestellt für den heutigen deutschen Strommix und einen zukünftigen Strommix (2050) unter kontinuierlicher (8760 h, Strommix) und systemdienlicher (3000 h, 100 % EE) Betriebsweise. Die vorläufigen Ergebnisse sind in Form der lebenszyklusbasierten Treibhausgasemissionen (THG_{LCA}, 100 a) und des KEA in Abbildung C.35 und Abbildung C.36 dargestellt. Für die THG_{LCA} ist auch zu beachten, dass das als Rohstoff verwendete CO₂ zur Synthesegasherstellung nicht allokiert, sondern separat als Negativemission dargestellt wird. Ohne diese Gutschrift liegt die Bereitstellung des synthetischen Ottokraftstoffs über die analysierte PtL(Methanol)-MtG -Route in allen untersuchten Szenarien über den THG_{LCA} der fossilen Referenz. Nur im systemdienlichen Zukunftsszenario kommt es zu Treibhausgaseinsparungen, wenn die CO₂-Gutschrift dem Kraftstoff zugerechnet wird. In allen Szenarien stammt der größte Beitrag zu den THG_{LCA} aus der Elektrolyse. In ihrer Gesamtheit werden die Relationen Referenz-

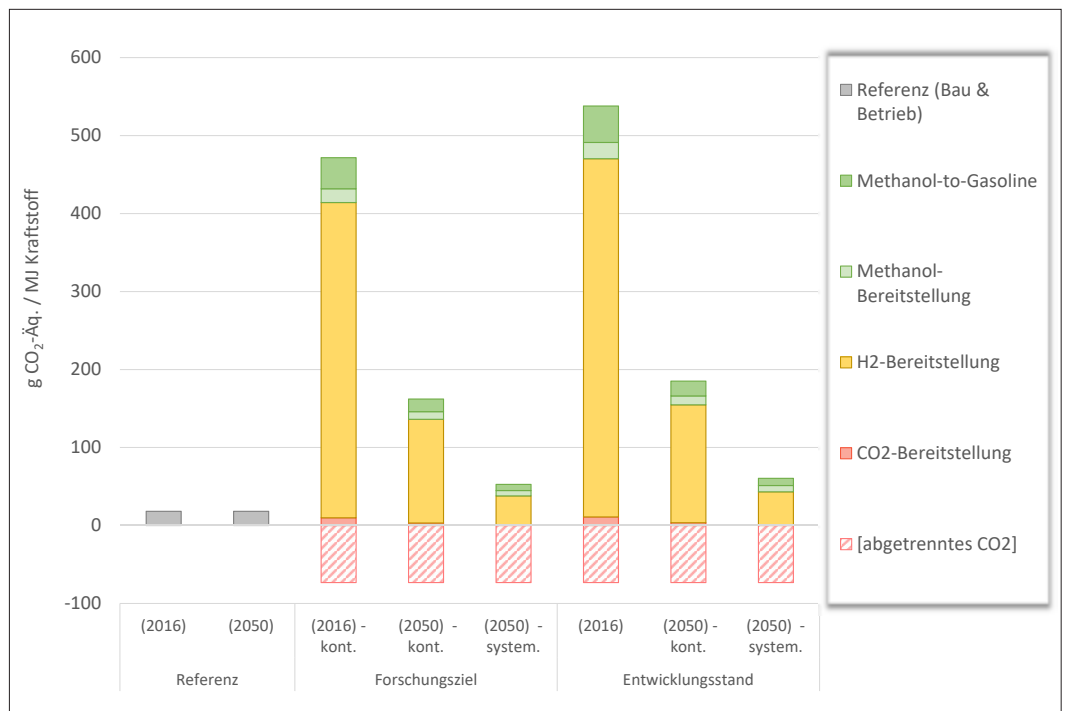


Abbildung C.35: Entwurfsstand der lebenszyklusbezogenen THG_{LCA} (100 a) der Bereitstellung von PtL(Methanol)-MtG -Ottokraftstoff. Die THG_{LCA} geben, im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (WTT, s.o.), die Summe aller treibhausrelevanten Emissionen eines Produktes wieder (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Die THG_{LCA} werden auf die funktionelle Einheit des Produktes bezogen, hier g CO₂ Äq. / kg PtL(Methanol)-MtG Ottokraftstoff. Die Gesamt-THG_{LCA} sind entsprechend der Legende nach unterschiedlichen Komponenten aufgeschlüsselt.

PtL(Methanol)-MtG durch die geringere Effizienz der elektrochemischen Kette gegenüber der petrochemischen bestimmt.

Im Falle des KEA sinkt der Aufwand im Zukunftsszenario im Vergleich zum heutigen Strommix signifikant. Jedoch ist der KEA insgesamt selbst im systemdienlichen Zukunftsszenario mehr als doppelt so hoch wie die fossile Referenz. Eine Folge der erwähnten geringeren Effizienz der PtX-Kette, die auch durch die günstige Wirkungsgradberechnung bei Windkraft und Photovoltaik nicht überkompensiert wird. Bei den Ergebnissen zu beachten ist, dass noch keine Wärmeintegration berücksichtigt ist.

ZUSAMMENFASSUNG DER ZWISCHENERGEBNISSE DER SYNTHETISCHEN KRAFTSTOFFE ÜBER DIE PTX-ROUTEN

Die Zwischenergebnisse der LCA für die drei hier betrachteten PtX-Pfade (FT-Diesel und Kerosin, STF und OME_x) geben ein von ihrer grundsätzlichen Ausrichtung übereinstimmendes Bild ab: Der Betrieb der analysierten PtX-Anlagen mit dem heutigen Strommix, sowie in einem kontinuierlichen Betrieb (der nur zum Teil aus erneuerbarem Strom gespeist wird) ist aus ökologischer Sicht keine Option, da er ressourcenintensiver und klima-

schädlicher ist als die jeweiligen betrachteten konventionellen Referenzprozesse (fossiler Diesel und Ottokraftstoff). Nur das Szenario in der systemdienlichen Fahrweise, dem 100 % EE-Strom zugrunde liegt, zeigt Potenziale zur Reduktion von THG_{LCA}-Emissionen.

Der kumulierte Energieaufwand für die PtX-Prozesspfade bleibt jedoch durchweg auf einem höheren Niveau. Das systemdienliche Szenario zeigt bereits die Potenziale der betrachteten PtX-Technologien, bei Erreichung bzw. sogar einer Überschreitung der angestrebten Ziele hinsichtlich der Strombereitstellung im Jahr 2050 von 95 %. Daraus zeigt sich bereits jetzt, dass die betrachteten PtX-Routen nur dann einen Beitrag zum Klimaschutz leisten können, wenn der Energiebedarf aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird, wobei sich die Allokation des als Rohstoff verwendeten CO₂ ebenfalls entscheidend auf das Ergebnis auswirkt. Perspektivisch verschiebt sich damit aus ökobilanzieller Sicht die Bewertung unter anderem in Richtung der Kategorien Flächen-, Wasser- und Ressourcenverbrauch als wesentliche Kenngrößen für den Ausbau erneuerbarer Energien. Eine Betrachtung dieser Kategorien ist für das Folgedokument vorgesehen.

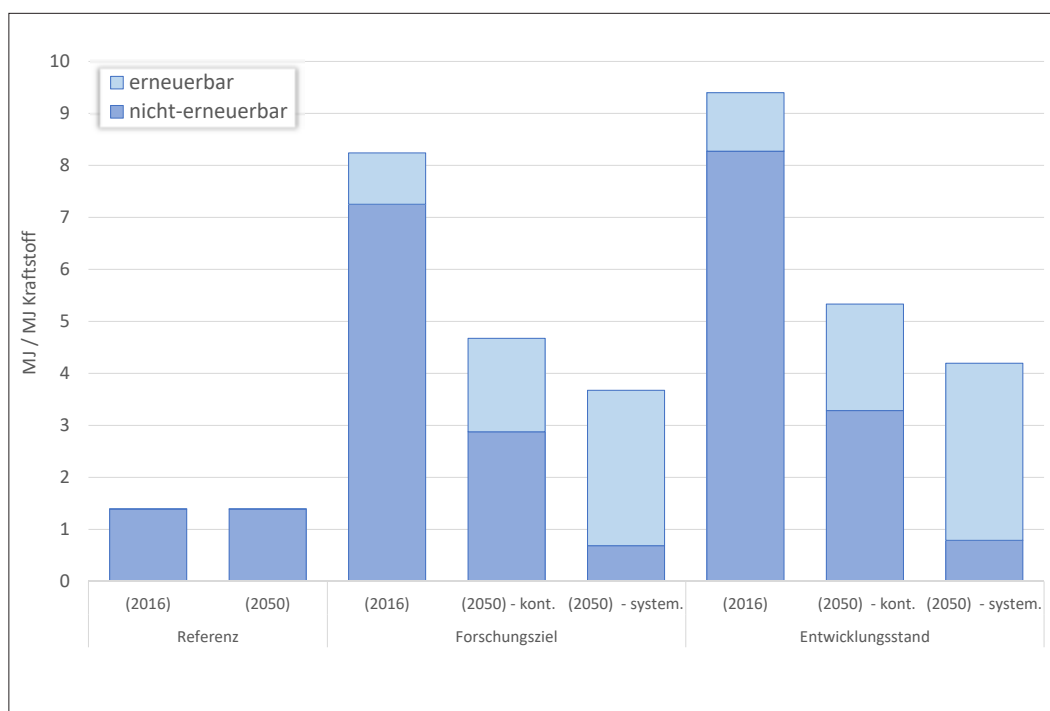


Abbildung C.36: Entwurfsstand des kumulierten Energieaufwandes (KEA) der Bereitstellung von PtL(Methanol)-MtG -Ottokraftstoff. Der KEA ist die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands im Rahmen der festgelegten Systemgrenzen (s.o.). Alle Energieaufwendungen (in MJ), die für die Herstellung von 1 kg PtL(Methanol)-MtG -Ottokraftstoff benötigt werden sind aufsummiert (vgl. Kapitel 10.1, Seite 65 f). Hinter der funktionellen Einheit verbirgt sich der Lebenszyklus, entsprechend den für die Herstellung gezogenen Systemgrenzen.

Die Einsparungen die sich beim kumulierten Energieaufwand (KEA) von der kontinuierlichen zur systemdienlichen Fahrweise ergeben (anders als bei den THG_{LCA}) sind auf die zugrunde gelegte die Bilanzgrenzen zurückzuführen, wie ausführlich in Kapitel 10.1 dargelegt. Der geringere KEA in der systemdienlichen Fahrweise (gegenüber der kontinuierlichen) rührt von den signifikant geringeren Umwandlungsverlusten der erneuerbaren Energien. Für ausführliche Erklärungen und Details sei auf die Infobox B.2 unter Kapitel 10.1 (Seite 69) verwiesen.

Die Ergebnisse zeigen einheitlich, dass die Gutschrift des als Rohstoff verwendeten CO_2 (aus DAC, Industrieprozessen, oder Biogasanlagen) von entscheidender Bedeutung für die THG-Bilanz synthetischer Kraftstoffe ist. Der Vorteil von PtX-Kraftstoffen lässt sich meist nur dann darstellen, wenn die Gutschrift dem Kraftstoff zugerechnet wird. Dies ist bei Nutzung von DAC-Anlagen nicht weiterhin von Bedeutung, wirft jedoch im Falle der Industrieprozesse und Biogasanlagen durchaus die Frage auf, wem die Gutschrift zuzurechnen ist, vgl. hierzu Kapitel 14.1.

Weiterreichende Analysen am Beispiel der OME_x -Kraftstoffe

Infobox C.1

In Abbildung C.37 sind die THG-Emissionen (well-to-wheel) für die OME_x -Synthese als Funktion der Strombereitstellung dargestellt. Für diese Berechnung wurde die CO_2 -Aufnahme in den Prozess als Gutschrift angerechnet und angenommen, dass für die Bereitstellung des CO_2 kein Energieaufwand anfällt (bspw. bei Verwendung von CO_2 aus der Ethylenoxid-Synthese). Außerdem wurde die CO_2 -Freisetzung bei der Verbrennung berücksichtigt. Für $OME_{3,5}$ ist die Abhängigkeit stärker ausgeprägt, da insbesondere die Trioxan-Synthese einen hohen Wärmebedarf hat. Die reduktive Route zeigt aufgrund des niedrigeren H_2 -Bedarfs die geringste Abhängigkeit. Für alle OME_x -Syntheserouten liegt der Schnittpunkt (Break-Even Point) mit konventionellem Diesel zwischen dem systemdienlichen und dem kontinuierlichen Zukunftsszenario: Bei abnehmender CO_2 -Intensität des verwendeten Stroms reduzieren ab dem Break-Even-Point die OME_x -Kraftstoffe die THG-Emissionen im Vergleich mit konventionellem Diesel. Die Knicke in den Linien zeigen den Technologiewechsel: Bis zu einem THG-Wert von ca. 80 g CO_2 -Äq./MJ ist es klimafreundlicher die benötigte Wärme fossil aus Erdgas bereitzustellen. Sobald die THG-Intensität des Strommixes einen niedrigeren Wert erreicht, ist es aus THG-Sicht sinnvoller, fossilen H_2 aus einer Dampfreformierung von Erdgas durch Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse zu ersetzen, die Grenze liegt bei THG-Emissionen von ca. 65 g CO_2 -Äq./MJ.

nellem Diesel (energetische Anteil von 23,5 % OME_x) über die THG-Emissionen der Strombereitstellung aufgetragen, unter denselben Annahmen wie in Abbildung C.38.

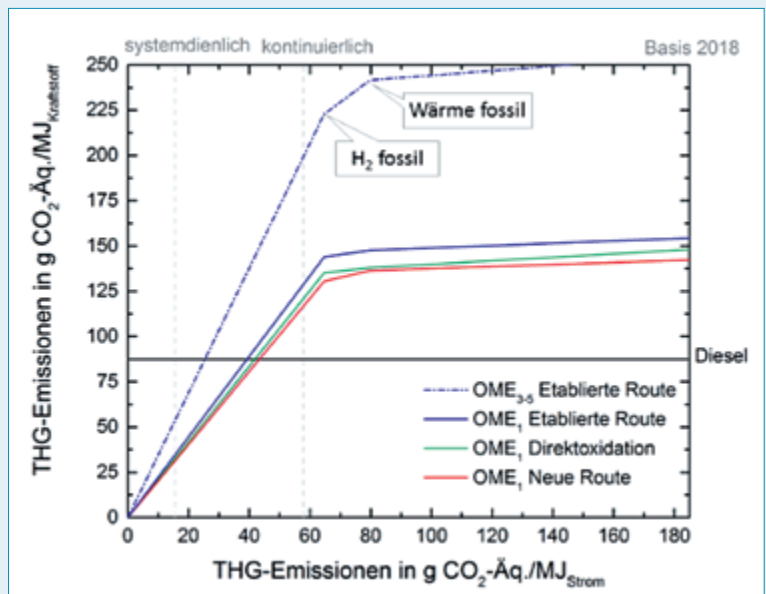


Abbildung C.37: Treibhausgasemissionen (THG) der OME_x -Syntheserouten (well-to-wheel) per MJ Kraftstoff in Abhängigkeit der THG-Emissionen der Strombereitstellung per MJ. Die schwarze Linie repräsentiert konventionellen Diesel und die blaue, rote und grüne Linie die verschiedenen Routen für OME_1 . Die gestrichelte blaue Linie zeigt die Route für $OME_{3,5}$. Die senkrechten hellgrau gestrichelten Linien zeigen die THG-Emissionen für das systemdienliche und kontinuierliche Zukunftsszenario. Der Anwendungsfall mit heutigem Strommix liegt direkt auf der rechten Y-Achse. Die Knicke repräsentieren den Technologiewechsel auf fossilen Wasserstoff via Dampfreformierung und auf Wärmebereitstellung aus Erdgas. Für diese Berechnung wurde die CO_2 -Aufnahme in den Prozess zu 100 % als Gutschrift angerechnet und unterstellt, dass für die Bereitstellung des CO_2 kein Energieaufwand anfällt bspw. bei Verwendung von CO_2 aus der EO-Synthese.

Aus Sicht der motorischen Anwendung ist ein Blend mit ca. 35 Vol-% (ca. 23,5 % energetisch) OME_x der beste Kompromiss zwischen Heizwertverlust und fahrzeugseitiger Emissionsreduktion in Bezug auf Ruß und Stickoxide (vgl. Abschnitt Kraftstoff- und Verbrennungseigenschaften Abbildung C.43). Der konventionelle Diesel-Anteil könnte ebenfalls durch den zuvor beschriebenen Fischer-Tropsch-Diesel bereitgestellt werden.

Die ersten Ergebnisse der LCA zeigen, dass die OME₁-Routen das Potenzial haben, bei sehr hohen EE-Anteilen die THG-Emissionen gegenüber konventionellem Diesel zu reduzieren. Für OME_{3,5} wird derzeit bereits an alternativen Herstellungsrouten geforscht, um möglicherweise den Trioxan-Schritt zu umgehen oder den Wärmebedarf des Pfades zu reduzieren. Des Weiteren führt die Herstellung von OME_x zu einem erhöhten KEA, der hauptsächlich auf die Strombereitstellung, v.a. für die Elektro-

lyse, zurückzuführen ist. Dies zeigt, dass die Einführung von OME_x als regenerativer synthetischer Kraftstoff einen erheblichen Ausbau an erneuerbaren Energien erfordern würde.

Eine Abschätzung der Ruß- und Stickoxidemissionen während der Nutzungsphase wurde bereits für die etablierte und die reduktive OME₁ Route auf Basis der LCA-Datenbank Gabi durchgeführt (Deutz u. a. 2018). Auf Basis dieser Datensätze zeigt sich, dass ein OME₁-Diesel-Blend über den gesamten Lebenszyklus das Potenzial hat, die Ruß- und Stickoxidemissionen erheblich zu reduzieren. Die Berechnung für alle Routen auf Basis der LCA-Daten des Roadmapping erfolgt in weiteren Arbeiten.

Derzeit beruht die gesamte Wertschöpfungskette der OME_x-Synthese auf der in Kapitel 15.1.1 beschriebenen PEM-Elektrolyse, die ebenfalls weiterentwickelt wird. Prinzipiell kann jedoch auch Synthesegas aus der HT-Co-Elektrolyse (Kapitel 15.1.1) eingesetzt werden. Dies wurde in der vorliegenden Bewertung noch nicht berücksichtigt. Im weiteren Projektverlauf ist jedoch geplant, die Betrachtung auf die gesamte Kette Hochtemperatur-Co-Elektrolyse und OME_x-Synthese auszudehnen, um mögliche Potenziale aufzudecken und eventuelle Entwicklungsfortschritte bei der OME_x-Synthese zu berücksichtigen.

Neben der ökologischen Bewertung wird zudem ein Vergleich der Routen hinsichtlich ihrer direkten Effizienz durchgeführt, insbesondere um Erkenntnisse im Hinblick auf die Prozessentwicklung abzuleiten. Dafür wird der exergetische Wirkungsgrad der Umwandlung herangezogen. Hierbei werden die einzelnen Prozessschritte isoliert voneinander betrachtet und wärmeintegriert. Durch die Skalierung auf eine bestimmte Produktmenge und die Kombination von Nettowärmeüberschuss und -bedarf können die Prozesse stofflich und energetisch miteinander gekoppelt werden. So lässt sich ein exergetischer Wirkungsgrad für die gesamte Wertschöpfungskette ausgehend von reinem CO₂ und H₂ über eine PEM-Elektrolyse zu OME₁ bzw. OME_{3,5} berechnen.

Die Ergebnisse der Exergieanalyse sind exemplarisch für die fünf Prozessschritte der etablierten Route zur Herstellung von OME_{3,5} in Abbildung C.39 dargestellt. Der Gesamtwirkungsgrad der Umwandlung von H₂ und CO₂ zu OME_{3,5} beträgt für diese Route 40 %. Wird

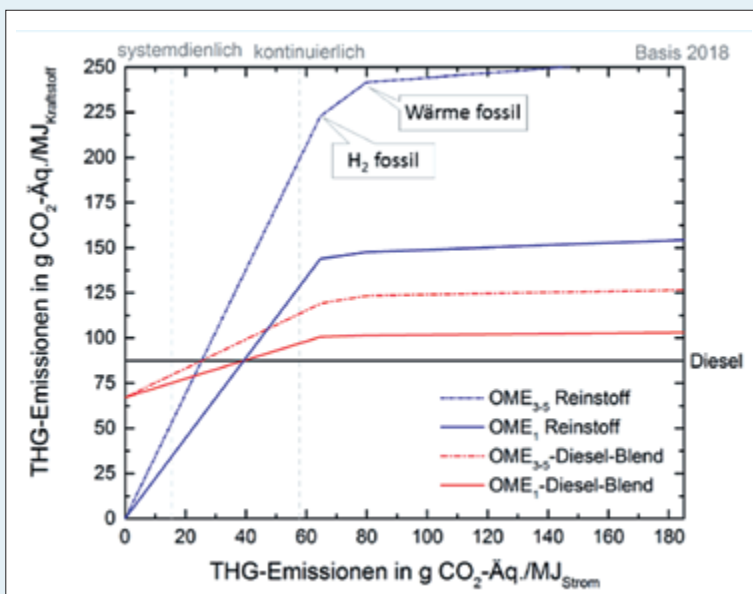


Abbildung C.38: THG-Emission der etablierten OME_x-Syntheseroute (well-to-wheel) per MJ Kraftstoff in Abhängigkeit des THG-Emissionen der Strombereitstellung per MJ als Reinstoff und als Blend mit fossilem Diesel. Die schwarze Linie repräsentiert konventionellen Diesel, die blauen Linien zeigen OME₁ und die roten Linien OME_{3,5}. Hier repräsentieren die durchgezogenen Linien die Reinstoffe und die gestrichelten Linien die OME_x-Diesel-Blends mit einem energetischen Anteil von 23,5 % OME_x. Die senkrechten hellgrau gestrichelten Linien zeigen die Treibhausgasemissionen für das systemdienliche und kontinuierliche Zukunftsszenario. Der Anwendungsfall mit heutigem Strommix liegt direkt auf der rechten Y-Achse. Die Knicke repräsentieren den Technologiewechsel auf fossilen Wasserstoff via Dampfreformierung und auf Wärmebereitstellung aus Erdgas. Für diese Berechnung wurde die CO₂-Aufnahme in den Prozess zu 100 % als Gutschrift angerechnet und unterstellt, dass für die Bereitstellung des CO₂ kein Energieaufwand anfällt bspw. bei Verwendung von CO₂ aus der EO-Synthese.

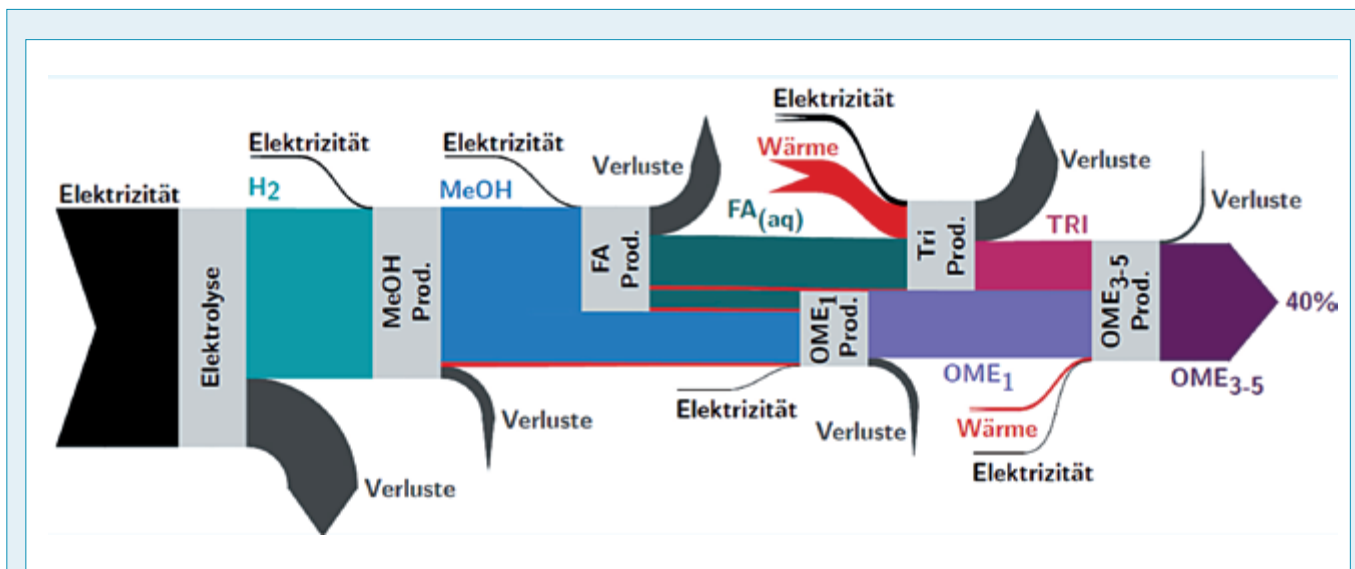


Abbildung C.39: Sankey-Diagramm der Exergieflüsse der etablierten Route zur Herstellung von OME₃ (Burre, Bongartz, Mitsos 2018a).

OME₁ hergestellt, entfallen die beiden letzten Prozessschritte und der Wirkungsgrad beträgt 53 %.

Vor allem die großen Exergieverluste bei der Elektrolyse sowie in den beiden Prozessschritten der Formaldehyd- und Trioxan-Herstellung sind für den geringen Gesamtwirkungsgrad verantwortlich. Um die Verluste zu mindern, wird in der Direktoxidation von Methanol zu OME₁ Formaldehyd während der Reaktion gebildet, somit können die Verluste der separaten Formalin-Herstellung verringert werden. Bei der reduktiven Route verläuft die OME₁-Bildung über einen anderen Reaktionspfad und ermöglicht eine Minderung der exergetischen Verluste durch einen geringen H₂-Bedarf und die Vermeidung der Oxidation zu Methanol. Im Vergleich mit

dem exergetischen Wirkungsgrad der etablierten Route bis zu OME₁ von 53 % verbessert sich der exergetische Wirkungsgrad für die Direktoxidation auf 56 % und für die neue Route auf 62 % (Deutz u. a. 2018). Der Wirkungsgradverlust für die Kettenverlängerung von OME₁ zu OME₃₋₅ ist je nach Verfahren unterschiedlich ausgeprägt. Allerdings wird durch die effizienteren Verfahren zur OME₁-Herstellung insgesamt auch die Effizienz der OME₃₋₅-Herstellung verbessert. Weitere Verbesserungen bei der OME₃₋₅-Herstellung sind zu erwarten, wenn der Schritt über Trioxan umgangen wird. Alternativ zu OME₃₋₅ könnte OME₁ auch direkt im Motor eingesetzt werden. Hierzu ist neben der ökonomischen und ökologischen Betrachtung ein Vergleich auf Anwendungsebene notwendig, der in Kapitel 17.3.2 diskutiert wird.

17. Zwischenergebnisse der Systemkompatibilität

Bei den hier untersuchten stofflichen PtX-Technologien steht die Umwandlung von Wasser und ggf. CO₂ mit Strom in chemische Grundstoffe und Kraftstoffe im Vordergrund. Der Startpunkt für die hier untersuchten stofflichen PtX-Technologien sind Elektrolyseverfahren, die elektrische Energie in chemische Energie umwandeln. Im Projekt werden die PEM-Wasserelektrolyse mit Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) als Produkte, sowie Hoch- und Niedertemperatur Co-Elektrolysen untersucht, die aus Wasser und CO₂ ein Synthesegasgemisch bestehend aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid bereitstellen.

Daraus folgt, dass sich die stofflichen PtX-Technologien auf der Seite der Ausgangsstoffe nicht nur in die sich wandelnde Energieversorgungsinfrastruktur einfügen müssen, sondern darüber hinaus ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung sowie eine kompatible CO₂- und Wasserversorgungsinfrastruktur benötigt wird. Auf Seiten des Produktes hingegen müssen die Eigenschaften kompatibel mit der Infrastruktur und dem Folgeprozess der Anwendung sein. Je besser die Systemkompatibilität auf beiden Seiten, desto besser sind die Chancen für eine erfolgreiche Integration der Technologien. Im Folgenden wird die Kompatibilität auf beiden Seiten anhand von ausgewählten Beispielen aus dem Projekt qualitativ erörtert.

17.1 Generelle Einordnung ins Energiesystem

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA), Cornelia Merz (Öko-Institut), Jürgen Sutter (Öko-Institut)

Im Rahmen der Energiewende wird der Aspekt der Sektorkopplung zunehmend an Bedeutung gewinnen, um erneuerbare Energie, im Wesentlichen aus erneuerbarer Stromerzeugung mit Windkraft und Photovoltaik, in diejenigen Teile der anderen Sektoren (Wärme, Industrie und Verkehr) zu tragen, die aktuell kaum oder nur schwer auf erneuerbare Energien umgestellt werden können. Unter dieser Prämisse muss sowohl die Nachfrage nach elektrischer Energie des klassischen Stromsektors, als auch die im Zuge der Sektorkopplung zusätzlich generierte Stromnachfrage aus den Sektoren Wärme, Industrie und Verkehr zukünftig aus der erneuerbaren Stromerzeugung gedeckt werden. Daraus resultiert ein entsprechend hoher Ausbaubedarf an Windkraft und Photovoltaik, der mit einem entsprechenden Flächen- und Rohstoffbedarf einhergeht.

Aus ökobilanzieller Sicht wurde die Gesamteffizienz verschiedener Maßnahmen z.B. in Sternberg & Bardow 2015 (Sternberg, Bardow 2015) untersucht und im Klimaschutzszenario 2050 von Öko-Institut und Fraunhofer ISI (Repenning u. a. 2015) treten PtX-Technologien erst unter den sehr ambitionierten Rahmenbedingungen des KS 95 auf. Die Analyse zur Sektorkopplung von ESYS (Ausfelder u. a. 2017) geht, unter der Annahme, dass PtX-Technologien nur fluktuierenden EE-Strom nutzen, von einem deutlich früheren Einsatz aus. Diese Quellen zeigen, dass der PtX-Pfad (insbesondere die energetische Nutzung von synthetischen Brennstoffen) auf Grund der geringen Wirkungsgrade nur für residuale Energienachfragen eingesetzt werden sollte. Diese Betrachtungen lassen aber außer Acht, dass auch unter der Annahme geringer Effizienz ggf. systemische Kosten eingespart werden, deren Gegenwert für eine weitere Treibhausgasminde- rung eingesetzt werden kann.

Da absehbar auch mittel- bis langfristig erneuerbare Energien und Geld knappe Güter sein werden, sollte ihr Einsatz einer übergeordneten Strategie folgen. So ist es bereits aus ökonomischen und Klimaschutzgründen naheliegend, bei der Erschließung von Klimaschutzpotenzialen eine Effizienzreihenfolge bezüglich der eingesparten CO₂-Emissionen pro Euro Kosten einzuhalten. Allerdings gibt es auch andere relevante Kriterien zu berücksichtigen, wie sie z.B. im Kapitel 4.3 diskutiert wurden.

Im Zuge des sich wandelnden Energiesystems wird sich die Stromversorgung zunehmend von einer nachfrageorientierten Bereitstellung durch fossile Kraftwerke zu einer zunehmend dargebotsorientierten, fluktuierenden und auch intermittierenden Versorgungsstruktur ändern. Daher müssen Strategien und Technologien entwickelt werden, die mit der dargebotsorientierten Stromversorgung umgehen können. Grundsätzlich sind die PtX-Verfahren teillastfähig, d.h. sie können mit einer fluktuierenden Stromzufuhr umgehen und passen ihre Leistung entsprechend an. Diese Anpassung steht jedoch konträr zu den Ansprüchen an Langlebigkeit und Wirtschaftlichkeit der Anlagen.

Stoffliche PtX-Technologien sind gegenwärtig und wahrscheinlich mittel- bis langfristig deutlich teurer als ihre fossilen Pendanten. Eine PtX-Anlage, die bspw. nur 3000 Volllaststunden im Jahr läuft (wie hier angenommen), wird sich nur schwer amortisieren, sodass die berechnete Frage gestellt werden muss, ob in einer freien Marktwirtschaft derartige Investitionen getätigt werden. Als Alternative steht hier die Nutzung von erneuerbaren Energien aus besonders vorteilhaften Regionen außerhalb Deutschland für deren Herstellung, da hier die Volllaststunden auf 5.000 bis 6.000 h im Jahr verdoppelt werden können (Pffening u. a. 2017).

Wird jedoch eine weitgehende Defossilisierung der anderen Sektoren (Wärme, Verkehr, Industrie) durch PtX-Technologien angestrebt, so wird die Nutzung abgeregelter erneuerbarer Energiemengen schlichtweg nicht ausreichen um den Bedarf zu decken. Für eine derartige Anwendung wird es im Gegenteil einen immensen Ausbau erneuerbarer Energiequellen benötigen, wie in einigen Studien dargelegt (Quasching 2016; Wietschel u. a. 2018).

Hinsichtlich des Wasserbedarfs für PtX-Technologien gibt es auf nationaler Ebene in Deutschland praktisch keine bedeutenden Einschränkungen, vgl. Kapitel 14.3. Im Sinne der Exportierbarkeit der Technologie muss jedoch beachtet werden, dass dies in ariden oder semiariden Regionen durchaus ein sehr kritischer Punkt sein kann.

Mit der Energiewende fallen mit den fossilen Kraftwerken zunehmend bedeutende CO₂-Punktquellen weg. Als mögliche CO₂-Quelle werden in dem P2X-Projekt folglich explizit keine fossilen Kraftwerke betrachtet, sondern Industrieprozesse (z.B. Zementherstellung), Biogaserzeugung und die direkte Abtrennung von CO₂ aus der Luft, wie ausführlich in Kapitel 14.1 dargelegt ist.

Grundsätzlich brauchen die PtX-Technologien drei „Rohstoffe“: Strom, Wasser, CO₂. Es bleibt folglich noch die Fragestellung, hinsichtlich der lokalen Verfügbarkeit aller drei „Rohstoffe“. So steht bspw. in den nördlichen windreichen Regionen Deutschlands ausreichend erneuerbarer Strom zur Verfügung, jedoch könnte die Bereitstellung von ausreichend CO₂ an dieser Stelle zu einer Herausforderung werden und ggf. eine neue Transportinfrastruktur erfordern. Eine wesentliche Herausforderung für die verfahrenstechnische Auslegung von PtX-Anlagen ist die Begrenzung durch die lokale Verfügbarkeit der drei Eingangsstoffe (Strom, Wasser, CO₂) angemessen zu berücksichtigen. Daher hat das ganze Spektrum von industriellen Großanlagen bis hin zu Containerlösungen seine Berechtigung.

Auf Seiten der Nutzung von PtX-Produkten sind die Aspekte der Systemkompatibilität so mannigfaltig wie die Anwendungen. Die im Projekt untersuchten chemischen Grundstoffe, insbesondere Synthesegas und Alkohole sind in die aktuelle (petro-) chemische Infrastruktur gut integrierbar. Wobei es insbesondere bei der Nutzung von Synthesegas die relative Dimensionierung der Folgeprozesse für die Auslegung der PtX-Kapazitäten zu berücksichtigen ist. Für die folgenden chemischen Umwandlungen sind flexible Betriebsweisen nach Möglichkeit zu vermeiden oder durch Zwischenspeicherung abzupuffern, da die Folgeprozesse

nicht im gleichen Umfang flexibel betrieben werden können und auf möglichst konstante Volumenströme ausgelegt sind.

Der Verkehrssektor ist gegenwärtig fast vollständig abhängig von fossilen flüssigen Kraftstoffen. Im Rahmen der Energiewende wird eine deutliche Reduktion von Treibhausgasemissionen im Verkehr erforderlich sein. Die möglichen Strategien umfassen: Vermeidung, Verlagerung und Verbesserung. In letztere Kategorie fallen neben der Nutzung alternative Antriebe auch alternative Kraft- und Treibstoffe. Synthetische PtX-Kraftstoffe stehen hier in Konkurrenz zu z.B. Batterie-betriebener Elektromobilität. Letztere wird insbesondere für den Individualverkehr diskutiert. Für den Schwerlastverkehr werden Oberleitungen auf Autobahnen oder der Umstieg auf Gas- und Wasserstoff-betriebene Fahrzeuge diskutiert. Für den Flug- und Schiffsverkehr gibt es auch absehbar noch keine Alternative zur Verwendung Kohlenstoff-basierter Kraft- und Treibstoffe. Fischer-Tropsch Kraftstoffe aus fossilen Verfahren sind bereits seit langer Zeit in der Anwendung bekannt. Auch die OME_x-Kraftstoffe bieten als Diesel-Substitut das Potenzial lokale Schadstoffe wie Ruß- und Stickoxidemissionen während der Verbrennung zu reduzieren. Einige offene Fragen bestehen bei OME_x-Kraftstoffe noch in Bezug auf die geringere Energiedichte, welche die Reichweite der Fahrzeuge verringert, sowie ihre Materialkompatibilität zu derzeit im Fahrzeug verwendeten Kunststoffen.

Die produktseitige Systemkompatibilität ist gemäß den jeweiligen Anwendungsbereichen recht komplex und sehr unterschiedlich. Erste Einschätzungen zu den unterschiedlichen Produktgruppen werden im Folgenden an ausgewählten Beispielen aus der Projektarbeit diskutiert.

17.2 Systemkompatibilität für chemische Grundstoffe

Autoren: Thomas Hamacher (TUM), Frank Merten (Wuppertal Institut), Konrad Schönleber (TUM)

17.2.1 Bereitstellung von Wasserstoff am Beispiel der PEM-Elektrolyse

Zur Erörterung der Frage nach der Integration von PtX-Technologien, wie der PEM-Elektrolyse in das Energiesystem sind zwei Blickwinkel sinnvoll. Zum einen ist die Frage zu klären, inwiefern physikalische und technische Restriktionen für den Betrieb der PEM-Elektrolyse vorliegen. Zum anderen ist die Wechselwirkung der PEM-Elektrolyse mit dem restlichen Energiesystem zu

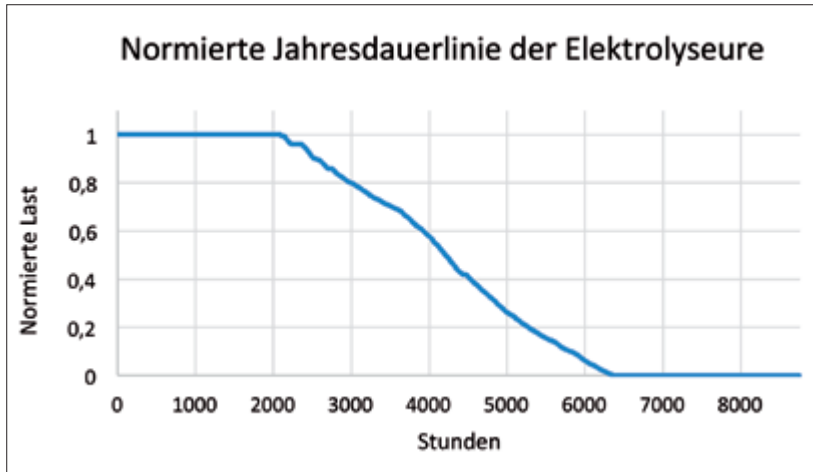


Abbildung C.40: Normierte, geordnete Jahresdauerlinie der PEM-Elektrolyseure für einen gesamtökonomisch optimierten Betrieb. Die Anlagen werden nur ca. 2000 Stunden in Volllast und ca. 4000 Stunden in Teillast betrieben und stehen 2000 Stunden still (basierend auf Energieszenario, siehe Kapitel 8).

untersuchen. Der zweite Punkt ist insbesondere relevant, wenn die PEM-Elektrolyseure in ihrer Gesamtheit einen signifikanten Anteil des Gesamtenergiebedarfs darstellen.

Für den Betrieb einer PEM-Elektrolyse werden Wasser als materielle Grundlage und elektrische Energie mit einer ausreichenden Leitungskapazität benötigt. Die Versorgung mit Wasser stellt in Deutschland kein Problem dar. Die Bereitstellung der elektrischen Energie kann auf verschiedenen Spannungsebenen erfolgen. Dies hängt von der maximalen Leistungsaufnahme ab. Dabei sind Leistungsaufnahmen von 100 MW und mehr aus dem Hochspannungsnetz durchaus möglich und stellen das europäische Stromnetz nicht vor Probleme. Auch zyklische Entnahmen wie bei Elektrostahlöfen sind schon heute üblich (Ausfelder, Seitz, Serafin 2018).

Tabelle C.6: Semiquantitative Bewertung der Systemintegration von PEM als PtX-Technologie

	++	+	-	--
Produktionsinfrastruktur		X		
Transportinfrastruktur	X			
Energieversorgungsinfrastruktur	X			
Volllast vs. Teillast geeignet	X			
Reaktionszeit bei Teillast [min]	<0,001			

++	braucht keine nennenswerte Anpassung der Infrastruktur // kann sehr gut unter Teillast agieren
+	braucht geringe Anpassung der Infrastruktur // kann zufriedenstellend unter Teillast agieren
-	braucht substantielle Anpassung der Infrastruktur // kann kaum unter Teillast agieren
--	braucht eine neue Infrastruktur // kann nicht unter Teillast agieren

Der letzte Punkt betrifft die Zugänglichkeit von Speichern. Im Fall der Weiterverarbeitung der Elektrolyseprodukte zu Kraft- und Brennstoffen ist dieses Problem nicht weiter von Bedeutung, da bereits heute gewaltige Kapazitäten solcher Speicher installiert sind. Die Speicherung von Wasserstoff ist nach heutiger Erkenntnis in Salzkavernen möglich. Hierbei könnten große Mengen an Wasserstoff vergleichsweise sehr günstig gespeichert werden. Weitere Salzkavernen könnten in Deutschland insbesondere in Norddeutschland gebaut werden, was zudem eine optimale Integration von Windstrom erlauben würde. Neben zwei existierenden industriellen Wasserstoffpipelinennetzen gibt es aktuell keine übergreifende Wasserstoffinfrastruktur.

Die Wirkung jeder PtX-Anlage auf das gesamte Energiesystem hängt stark von ihrer Betriebsweise ab. Aus Sicht des Gesamtsystems ist eine flexible Betriebsweise sinnvoll, bei der die PtX-Anlagen bevorzugt in Zeiten großen Dargebots an erneuerbaren Energien betrieben werden. Dies ist in Kapitel 8 ausführlicher beschrieben. In Abbildung C.40 ist beispielhaft die auf die Spitzenleistung normierte, geordnete Jahresdauerlinie von PEM-Elektrolyseuren in ganz Deutschland für ein kostenoptimales Gesamtstromsystem dargestellt.

Es ist ersichtlich, dass für einen optimalen Einsatz der PEM-Elektrolyseure aus Sicht des Stromsystems ein flexibler Betrieb mit einem erheblichen Anteil an Teillast-, bzw. Stillstandzeiten benötigt wird.

Bei einer die Kosten des gesamten Stromsystems minimierenden Betriebsweise ändern die Elektrolyseure an ca. 1000 Stunden im Jahr ihren Betriebszustand, wobei in etwa 250 Stunden innerhalb eines Jahres die volle Leistung geschaltet wird. PEM-Elektrolyseure erlauben einen flexiblen Betrieb in Teillast. Außerdem sind die Anfahrzeiten aufgrund der relativ geringen Betriebstemperatur kurz. Sie sind somit in der Lage, die durch die ökonomische Gesamtsystemoptimierung vorgegebene Betriebsweise zu erfüllen. Aus diesem Grund sind PEM-Elektrolyseure hervorragend in ein von erneuerbaren Energien dominiertes Stromsystem integrierbar.

Zusammenfassend werden die gewonnenen Erkenntnisse des Kapitels in Tabelle C.6 aufgeführt.

17.2.2 Bereitstellung von Synthesegas am Beispiel der Hochtemperatur-Co-Elektrolyse

Im Fokus der Arbeiten steht bisher die Analyse der stromseitigen Flexibilitätseigenschaften der Hochtemperatur-Co-Elektrolyse, die vor allem für die Beantwortung der Frage nach einem möglichen netz- oder systemdienlichen Beitrag wichtig sind. Zudem lassen sich erste Rückschlüsse zu den nötigen Strommengen aus den Entwicklungspfaden und Potenzialen ziehen. Weitere Aspekte sind noch Gegenstand von Untersuchungen.

Für die Analysen zum stromseitig flexiblen Einsatz sind netz- und systemdienliches Verhalten (Definitionen siehe Infobox B.1) und entsprechende Anforderungen zu unterscheiden. Die systemdienlichen Anforderungen basieren im Wesentlichen auf den jeweiligen regulatorischen und technischen Anforderungen für die Teilnahme an den drei Regelleistungsmärkten (Primär-(PRL) und Sekundärregelleistung (SRL) sowie Minutenreserve (MR)). Diese bedingen unterschiedliche Flexibilitätseigenschaften wie z.B. Reaktionszeiten und Rampen. Die systemdienlichen Anforderungen resultieren im Wesentlichen aus dem weiteren Ausbau von fluktuierenden erneuerbaren Energien und den komplementären Entwicklungen im gesamten Energiesystem (z.B. Netz- und Speicherausbau sowie Sektorkopplungen, zu denen auch die PtX Technologien zählen).

Das mögliche (zulässige) flexible Verhalten der HT-Co-Elektrolyse hängt von allen Systemkomponenten, ihren jeweiligen Eigenschaften, Verschaltungen und Wechselwirkungen, ab. Dabei handelt es sich im Fall des FZJ-Designs im Wesentlichen um den Elektrolyseur (SOEC: Zellen und Stack), Wärmetauscher, Verdichter, Verdampfer sowie Techniken zur Medienversorgung, Messung, Steuerung und Regelung. Je nach Auslegung und Anwendungsgebiet sind weitere Komponenten zu berücksichtigen, wie z.B. Anlagen zur Luft- und Dampftrocknung und Gasaufbereitung. Die Flexibilität des Gesamtsystems wird dabei allein von der Komponente bestimmt, die am wenigsten flexibel bzw. flexibilisierbar ist.

Die folgenden Angaben stehen unter dem Vorbehalt, dass das gegenwärtige Laborsystem nicht auf einen flexiblen Betrieb hin ausgelegt ist. Die Hochtemperatur-Co-Elektrolyse ist prinzipiell ein System, das aus technisch-ökonomischer Sicht (Effizienz bzw. Umsatz und Lebensdauer) im Elektrolysemodus vorzugsweise in einem engen Rahmen um den dafür ausgelegten „normalen“ Betriebspunkt (Thermoneutralspannung) betrieben wird. Schnelle Lastwechsel sowie ein (schneller) Wechsel in den Brennstoffzellenmodus sind aber möglich und ggf. für eine Regeneration der SOEC sogar vorteilhaft.

Die Reaktionszeit des SOEC-Stacks auf Änderungen der Stromnachfrage liegt (rein technisch gesehen) im Bereich von wenigen Millisekunden, unter Berücksichtigung einer anwendungsrelevanten Systemeinkerbung steigt diese jedoch (z.B. aufgrund der notwendigen Anpassung der Gasversorgung) deutlich an. Erste Versuche einer Leistungsreduktion zur Flexibilisierung in den Produktklassen der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve stellten für die Versuchsstacks im Labor keine Schwierigkeiten dar (siehe Abbildung C.41).

Im unteren Teil der Abbildung ist die Lastvorgabe zu sehen, die auf einem systemdienlichen Musterprofil basiert. Im oberen Teil erkennt man, dass die Zellspannungen der Vorgabe sehr schnell und gut folgen kann¹⁷. Sie fallen dabei von der betriebsüblichen Sollspannung (ca. 1,3 V) auf die Leerlaufspannung (ca. 0,85 V) ab. Dieser Spannungswechsel ist als unkritisch anzusehen. Im mittleren Teil der Abbildung sieht man eine entsprechende Änderung der Stack-Betriebstemperatur (Schwankungen um ± 2 K). Solche geringen Schwankungen werden aus Betriebs- und Stabilitäts-sicht ebenfalls als unkritisch angesehen.

¹⁷ Der zwischenzeitliche Peak bei der Zellspannung resultiert dabei aus einer separaten Betriebsänderung (Wechsel von Betriebsgas auf Schutzgas) und ist daher ohne Aussagekraft bezogen auf die gemessene Flexibilisierung.

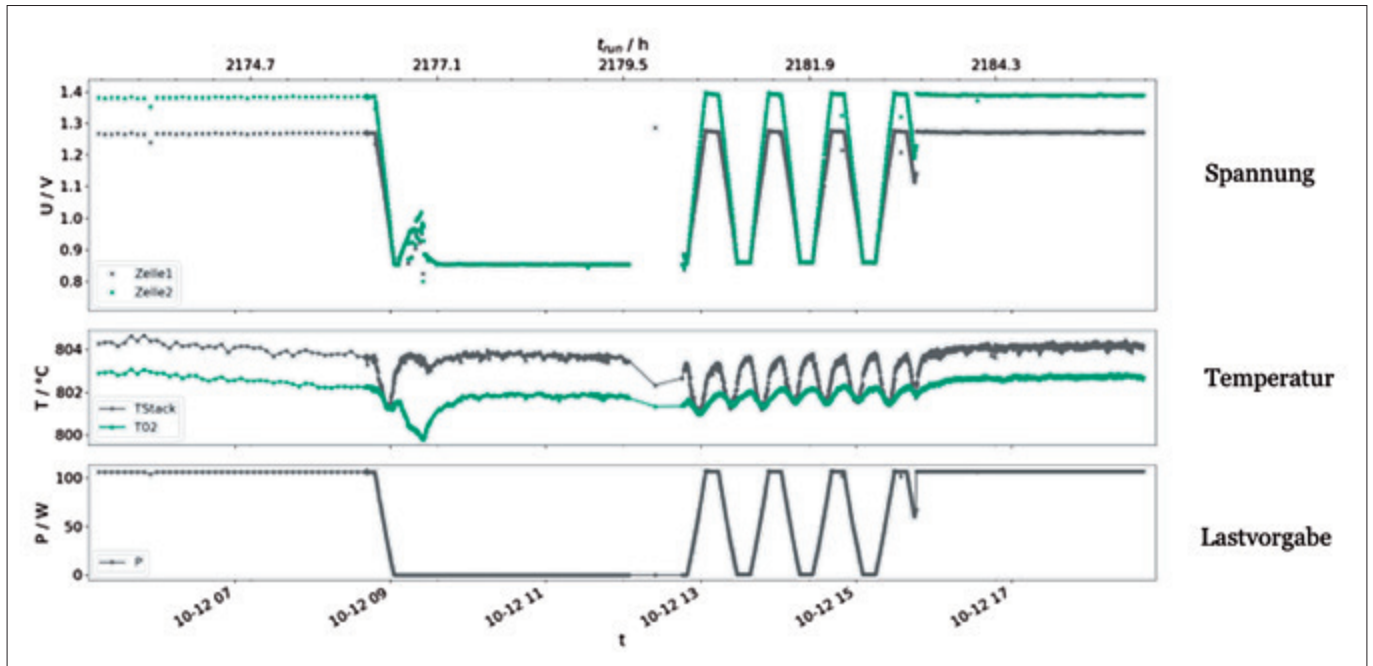


Abbildung C.41: Messergebnisse einer musterhaften systemdienlichen Einsatzweise eines HT-Co-SOEC Stacks.

Tabelle C.7: Semiquantitative Bewertung der Systemintegration von Hochtemperatur-Co-Elektrolyse als P2X Technologie.

	++	+	-	--
Produktionsinfrastruktur			X	
Transportinfrastruktur		X		
Energieversorgungsinfrastruktur		X		
Vollast vs. Teillast geeignet			X	
Reaktionszeit bei Teillast [Sek.]	20*			

++	braucht keine nennenswerte Anpassung der Infrastruktur // kann sehr gut unter Teillast agieren
+	braucht geringe Anpassung der Infrastruktur // kann zufriedenstellend unter Teillast agieren
-	braucht substantielle Anpassung der Infrastruktur // kann kaum unter Teillast agieren
--	braucht eine neue Infrastruktur // kann nicht unter Teillast agieren

* bei Lastreduktion

Schwankungen der Betriebstemperatur können zu thermomechanischen Spannungen, bis hin zu Rissen führen und sind daher möglichst zu vermeiden. Nach jetzigem Kenntnisstand sollten die Temperaturänderungen (bei einem flexiblen Einsatz) möglichst unterhalb von 20 K liegen. Es ist jedoch nicht ganz auszuschließen, dass auch häufige Zyklen mit schwachen Temperaturschwankungen zu Schädigungen in den Zellen führen können. Für einen flexiblen und dennoch unschädlichen Betrieb sind vermutlich häufige, dafür jedoch flache Zyklen (kurzfristige schnelle Lastwechsel) günstiger als starke und dafür seltene Zyklen. Dies soll mit Hilfe von weiteren und längeren Messungen noch untersucht werden.

Die Hochtemperatur-Co-Elektrolyse kann daher prinzipiell und in bestimmten Grenzen auch netz- und systemdienlich betrieben werden. Dabei kann insbesondere der Stack sehr flexibel betrieben werden, wenn die auftretenden „Nebenwirkungen“ identifiziert und eingegrenzt bzw. flexibilisiert werden können. Die kritischere Systemkomponente für einen flexiblen Einsatz, insbesondere für Lasterhöhungen, scheint der Verdampfer zu sein, da dieser im Vergleich zum Stack und zur CO₂-Gasversorgung

nur deutlich langsamer regelbar ist. Auch hier sind jedoch verschiedene Lösungsoptionen für eine Flexibilisierung denkbar.

Für eine bessere Bewertung der Flexibilitäts- und Flexibilisierungseigenschaften sind folgende weiterführende Analysen geplant:

- Weitere Messungen zum Reaktions- und etwaigen Degradationsverhalten des Stacks für netz- bzw. systemdienliche Lastvorgaben.
- Welche theoretischen Auswirkungen haben relevante Systemkomponenten wie Verdampfer und Wärmetauscher auf die Flexibilisierung der HT-Co-Elektrolyse?
- Welche theoretischen Optionen bestehen für eine bessere Flexibilisierung und welche Vor- und Nachteile (trade-offs) sind damit verbunden?

Die Gesamtbewertung der Systemkompatibilität der HT-Co-Elektrolyse ist in Tabelle C.7 dargestellt.

17.3 Systemkompatibilität für Kraftstoffe im Verkehrssektor

Autoren: Sarah Deutz (RWTH-LTT), Thomas Grube (FZJ), Peter Preuster (FAU), Martin Robinius (FZJ), Wolf-Peter Schill (DIW)

17.3.1 Gasförmige Kraftstoffe am Beispiel des Transports von Wasserstoff über LOHC-Systeme

Das System Dibenzyltoluol / Perhydro-dibenzyltoluol (Wasserstoffkapazität 6,2 Massenprozent, entspricht ca. 2,05 kWh/kg; Hydrierwärme: -65 kJ/ mol H₂) wurde unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Faktoren (z. B. Wasserstoffspeicher-Kapazität, Flüssigbereich, Reversibilität und Selektivität der Prozesse, Ökotoxikologie, Preis) als für die technische Nutzung besonders geeignet identifiziert. Wesentliches Alleinstellungsmerkmal dieses Systems ist die Tatsache, dass die Wasserstoff-arme Form, das Dibenzyltoluol, bereits seit vielen Jahrzehnten als Wärmeträgeröl im großen industriellen Maßstab genutzt wird, z.B. unter den Handelsnamen „Marlotherm SH“ oder „Farolin WF0801“. Dadurch ist nicht nur eine hervorragende technische Verfügbarkeit zu günstigen Preisen (je nach Bezugsmenge 3-8 €/kg) gegeben, es sind aus langjähriger industrieller Praxis für diese Substanz alle maßgeblichen Stoffdaten, sicherheitstechnische Merkmale sowie toxikologische und ökotoxikologische Daten bekannt. Diese unterstreichen prinzipiell die Eignung des Systems:

So kennzeichnet das aktuelle Datenblatt Dibenzyltoluol als nicht karzinogen, nicht mutagen und nicht giftig. Im Unterschied zu Diesel und Benzin ist Dibenzyltoluol für den Transport nicht als Gefahrgut klassifiziert.

Die große Ähnlichkeit der chemisch-physikalischen Eigenschaften der LOHC-Moleküle zu heutigen Kraftstoffen erleichtert die Integration in die bereits bestehende Kraftstoffinfrastruktur. Bereits vorhandene Tankfahrzeuge lassen sich ohne Weiteres für den Transport von beladenen LOHCs auf der Straße oder der Schiene verwenden. Allein dadurch ist eine hohe Systemkompatibilität der LOHC-Technologie mit der bereits vorhandenen Infrastruktur für flüssige Kraftstoffe gegeben. Wie zuvor dargestellt, ist die LOHC-Technologie hervorragend geeignet, um Wasserstoff zu transportieren. Ein Übergang zu einer Wasserstoff-basierten Energiewirtschaft wird dadurch wesentlich erleichtert. Neu aufzubauende Wasserstoff-Tankstellen könnten mit den im Rahmen von Kopernikus P2X entwickelten Technologien ausgerüstet werden. Dadurch werden diese Tankstellen deutlich flexibler. Dies gilt einerseits bezüglich der vorgehaltenen Wasserstoffmenge, da nur der ungiftige, ungefährliche LOHC in großen Mengen vorgehalten werden muss, und andererseits bezüglich der Abgabecharakteristiken, da der Wasserstoff bedarfsgerecht freigesetzt werden kann.

Wie zuvor beschrieben wird für die Produktionsinfrastruktur zwar eine hohe Kompatibilität zur bisherigen Infrastruktur angenommen, allerdings müssten diese Kapazitäten zusätzlich zu den bisherigen Planungen geschaffen werden. Daher ist auch die Kompatibilität zur Energieinfrastruktur lediglich in der zweitbesten Stufe einzuordnen. Alternativ bzw. ergänzend könnten Erneuerbare-Energien-Äquivalente in LOHC-Form auch aus anderen Ländern importiert werden, in denen das Dargebot erneuerbarer Energien höher ist. Derartige Importe würde zur bestehenden Energieversorgungsinfrastruktur ebenfalls gut passen. Die hohe Kompatibilität zur Transportinfrastruktur ergibt sich aus der einfachen Nutzung der bereits vorhandenen Strukturen zum Transport flüssiger Kraftstoffe. Die Nutzung der Hydrierung nach einer PEM-Elektrolyse bringt keinerlei Einschränkungen hinsichtlich der Systemdynamik mit sich. Die Dehydrierung an einer Tankstelle ist zwar ein vergleichsweise langsamer Prozess, allerdings ist hier der Bedarf an Wasserstoff gut planbar und das Hochdruckspeichersystem der Tankstelle dient als Puffer für die Systemdynamik.

Tabelle C.8 gibt eine Übersicht über die Bewertung der Systemkompatibilität der LOHC-Technologie.

Tabelle C.8: Bewertung der Systemkompatibilität der LOHC-Technologie

	++	+	-	--
Produktionsinfrastruktur		X		
Transportinfrastruktur	X			
Energieversorgungsinfrastruktur		X		
Vollast vs. Teillast geeignet	X			
Reaktionszeit bei Teillast [min.]	1			

++	braucht keine nennenswerte Anpassung der Infrastruktur // kann sehr gut unter Teillast agieren
+	braucht geringe Anpassung der Infrastruktur // kann zufriedenstellend unter Teillast agieren
-	braucht substantielle Anpassung der Infrastruktur // kann kaum unter Teillast agieren
--	braucht eine neue Infrastruktur // kann nicht unter Teillast agieren

Automobiltechnologie eingliedern. Generell können OME_x-Kraftstoffe gut als Dieselsubstitut eingesetzt werden. Durch den geringeren Energiegehalt verdoppelt sich jedoch die zu transportierende und speichernde Menge an Kraftstoff (bzw. halbiert sich die Reichweite bei gleichbleibendem Tankvolumen), wenn OME_x als Reinstoff verwendet wird. Grundsätzlich ließe sich OME_x jedoch auch, ähnlich wie Biodiesel dem konventionellen Blend beimischen. Kritisch ist dabei die Materialverträglichkeit von OME_x-Kraftstoffen mit einigen gängigen Kunststoffverbindungen anzumerken, so dass ihr Einsatz eine entsprechende Anpassung der Materialien in Bereichen, die in Kontakt mit dem Kraftstoff kommen, wie z.B. Dichtungsmaterialien und Kunststoffschläuche, voraussetzt.

OME_x-Kraftstoffe bieten darüber hinaus aber Vorteile gegenüber konventionellen Kraftstoffen durch ihre verbrennungstechnischen Eigenschaften, was im Folgenden kurz erläutert wird.

17.3.2 Flüssige Kraftstoffe am Beispiel von OME_x

Die Systemintegration der OME_x-Kraftstoffe wird im Folgenden hinsichtlich der produktseitigen Integrierbarkeit analysiert, d.h. inwiefern sich OME_x-Kraftstoffe oder Blends (mit konventionellem oder anderen synthetischen Kraftstoff) in die bestehende

Kraftstoffeigenschaften und Verbrennung

Das Potenzial von OME_x-basierten Kraftstoffen liegt in der Realisierung einer lokal schadstoffarmen Mobilität basierend auf etablierter Motorentechnologie und bestehender Kraftstoffinfrastruktur (Omari; Heuser, Pischinger 2017; Härtl u. a. 2015; Münz u. a. 2018; Vertin u. a. 1999). Untersuchungen am Einzylinder-Forschungsmotor zeigen, dass schon eine Teilsubstitution von konventionellem Diesel mit OME_x zu einer signifikanten Rußminderung führt. Abbildung C.42 zeigt die Schwarzauchzahl (Indikator für Rußemissionen) relativ zu Diesel in Abhängigkeit des volumetrischen OME_x-Anteils im Kraftstoff für verschiedene OME-Kettenlängen.

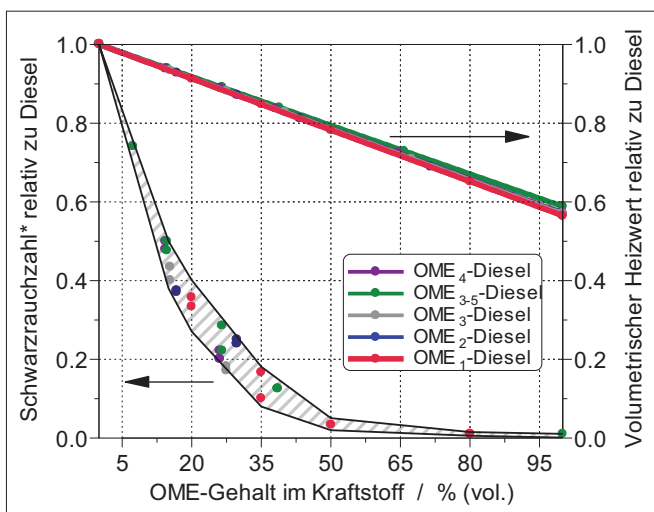


Abbildung C.42: Die Schwarzauchzahl und der volumetrische Heizwert relativ zu konventionellem Diesel über dem volumetrischen OME_x-Gehalt im Kraftstoff (ermittelt aus repräsentativen Motorbetriebspunkten).

Es ist ersichtlich, dass bereits bei einem Anteil von 35 Vol-% OME_x in konventionellem Diesel die Schwarzauchzahl lastpunktabhängig um 80 % bis 90 % reduziert wird. Gleichzeitig sinkt jedoch mit steigendem OME_x-Anteil im Blend der Heizwert des Kraftstoffs. Wird dieser Zielkonflikt berücksichtigt, lässt sich ein 35 Vol-% OME_x-Anteil im Kraftstoff als guter Kompromiss identifizieren. Der verbleibende Anteil kann schließlich durch regenerativ hergestellte Kraftstoffe mit höherem Heizwert, beispielsweise Fischer-Tropsch-Diesel, gedeckt werden. Darüber hinaus ist in Abbildung C.43 zu erkennen, dass die Rußminderung nahezu unabhängig von der OME_x-Kettenlänge ist. Dies ermöglicht eine Optimierung der Anteile verschiedener OME_x-Ket-

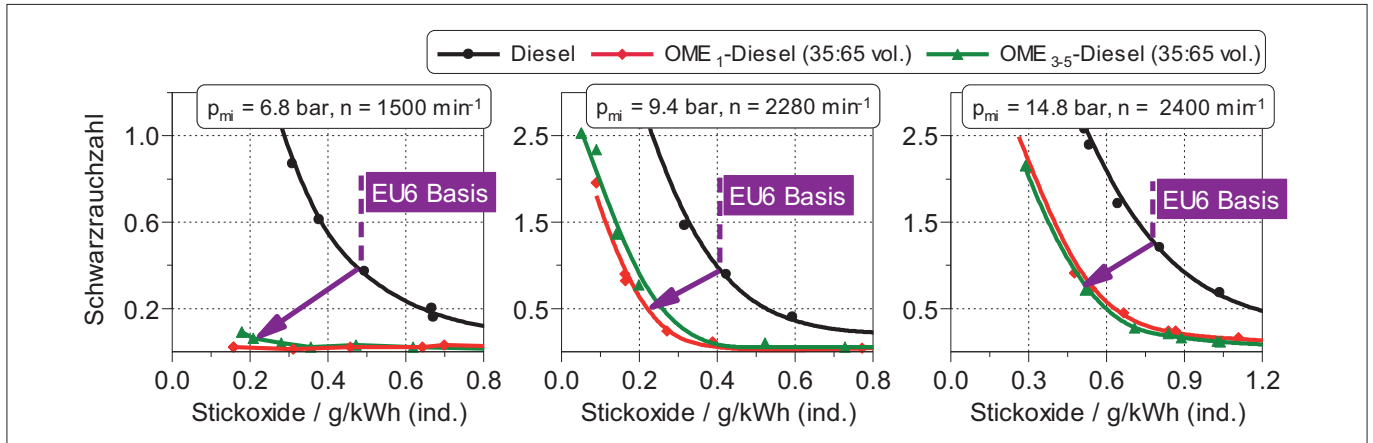


Abbildung C.43: Schwarzauchzahl aufgetragen über Stickoxidemissionen von OME_x-Diesel-Blends im Vergleich zu konventionellem Diesel für drei repräsentative Motorbetriebspunkte.

tenlängen im Blend bezüglich der Kraftstoffeigenschaften sowie eines effizienten Produktionsverfahrens.

Zusätzlich zur signifikanten Rußminderung zeigt ein 35 Vol-% OME_x-Diesel-Blend geringere Kohlenwasserstoff- (HC), Kohlenmonoxid- (CO), und Geräuschemissionen. In Summe ermöglichen diese Vorteile die Anhebung der Abgasrückführrate (AGR) und somit eine signifikante Reduzierung der NO_x-Rohemissionen um bis zu 50 %, wie in Abbildung C.43 dargestellt.

Hinsichtlich der Kraftstoffeigenschaften wie z.B. Cetanzahl, Viskosität und Schmierfähigkeit sind langkettige OME_x vorteilhaft im Vergleich zum kurzkettigen OME₁. Ein Gemisch aus

OME₃₋₅ wird bevorzugt, da wichtige Stoffeigenschaften wie Flammpunkt, Siedetemperatur und Dampfdruck auf einem vergleichbaren Niveau mit Diesel sind und somit die Nutzung der vorhandenen Kraftstoffinfrastruktur möglich ist. Der Anteil an OME₅ sollte jedoch 20 Vol-% bezogen auf das OME₃₋₅-Gemisch nicht überschreiten, um eine stabile Mischbarkeit mit Diesel zu gewährleisten. OME₁ hingegen ist wegen seines niedrigen Siedepunkts und hohen Dampfdrucks auf eine Infrastruktur vergleichbar mit Flüssiggas angewiesen, beispielsweise wie Autogas (LPG) oder Dimethylether (DME). Dies gilt ebenfalls für OME₁-Diesel-Blends. Nichtsdestotrotz soll aufgrund der energetischen Vorteile bei der Herstellung der Einsatz von OME₁ als Kraftstoff weiter betrachtet werden.

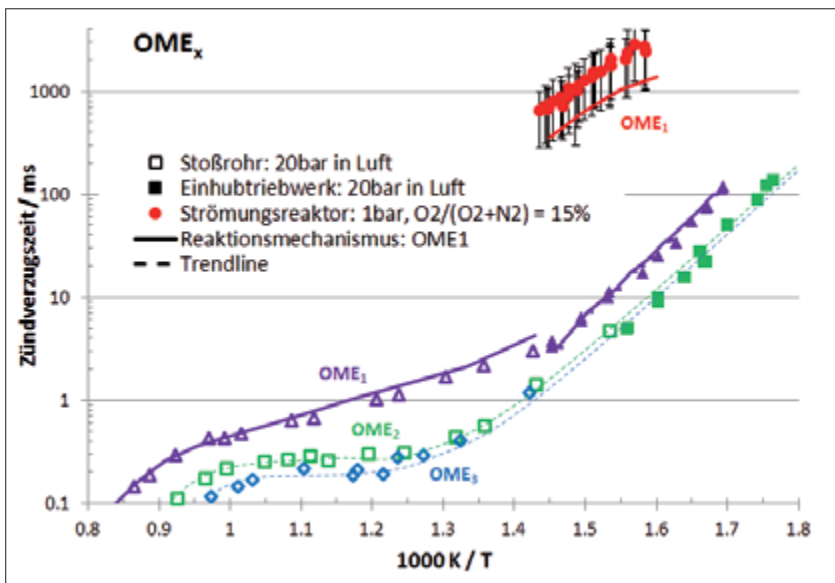


Abbildung C.44: Zündverzugszeit am Stoßrohr, Einhubtriebwerk und Strömungsreaktor unter stöchiometrischen Bedingungen ($\lambda = 1$), Vergleich mit Vorhersage durch Reaktionsmechanismus für OME₁ und der Angabe der Trendlinie für OME₂ und OME₃.

Zündcharakteristik, Reaktionskinetik und Simulation von Mischungsverhalten

Experimentelle Grundlagenuntersuchungen und numerische Simulationen sind notwendig, um ein Verständnis für lokale Mischungs- und Zündvorgänge von OME_x als Kraftstoff zu erhalten. Diese Erkenntnisse bilden die Grundlage für spätere dedizierte Brennraum- und Injektorauslegungen für OME_x-haltige Kraftstoffe.

Zündverzugszeitmessungen von OME₁₋₃ zur Identifizierung der Zündcharakteristik sind in Abbildung C.44 dargestellt. Es zeigt sich, dass eine Verlängerung der OME_x-Kettenlänge zu einer Verkürzung der chemischen Zündverzugszeit führt. OME₁₋₃ besitzt eine ähnliche Abhängigkeit der abgeleiteten Cetanzahl zur Zündverzugszeit wie fossiler Kraftstoffe jedoch bei einer höheren chemischen Reaktivität. Des Weiteren wurde ein neuer Reaktionsmechanismus entwickelt, der die Oxidation von OME₁ im Hoch- sowie im Niedertemperaturbereich gut wiedergibt. Die noch laufenden experimentellen Untersuchungen der höheren OME_x-Gruppen dienen zur Validierung der sich ebenfalls in der Entwicklung befindlichen kinetischen Mechanismen.

Experimentelle Untersuchungen in einer Hochdruckkammer mit einem Dieselinjektor zeigen, dass OME₁ aufgrund seiner geringen Siedetemperatur im Vergleich zu Diesel weniger weit in die Brennkammer eindringt. Daraus resultieren ein verändertes Mischungsverhalten und damit eine längere Zündverzugszeit, die sich auch in einer niedrigen abgeleiteten Cetanzahl widerspiegelt. Dennoch wird aufgrund der gemessenen chemischen Reaktivität von OME₁ das Potenzial gesehen, durch optimierte Injektoren und Brennraumgeometrien Zündverzugszeiten vergleichbar mit konventionellem Diesel zu erzielen.

Eine dedizierte Auslegung von Injektor und Brennraum für OME₁ wird mithilfe des neu entwickelten Reaktionsmechanismus ermöglicht. In einer dreidimensionalen numerischen Simulation der Einspritzung und Zündung von OME₁ unter motornahen Bedingungen konnten sowohl experimentell bestimmte Eindringtiefen als auch die experimentelle Zündverzugszeit gut reproduziert werden. Damit ist der Reaktionsmechanismus für OME₁ auch für anwendungsnahe Bedingungen validiert, sodass prädiktive Simulationen für verschiedene Injektorgeometrien und Einspritzstrategien zur Optimierung eines Motors für OME₁ im Folgenden möglich sind. Für vergleichbare Simulationen mit höheren OME_x werden derzeit in einem ersten Schritt Messungen der temperaturabhängigen Stoffdaten des flüssigen Kraftstoffs durchgeführt. Zusätzlich werden OME₁-Diesel-Blends hinsichtlich der Gemischbildung und Zündung untersucht.

Die allgemeine Systemkompatibilität, gemäß Kapitel 12 ist in untenstehender Tabelle C.9 dargestellt.

Tabelle C.9: Bewertung der Systemkompatibilität der OME_x-Technologie. Die OME_x-Produktion selbst wird vermutlich nicht in Teillast gefahren werden. Jedoch kann die vorgeschaltete Elektrolyse intermittierend gefahren werden, sofern ein Puffer (Speicher) eingesetzt wird, aus dem in Zeiten von zu geringer Produktionskapazitäten die OME_x-Produktion gespeist werden kann.

	++	+	-	--
Produktionsinfrastruktur		X		
Transportinfrastruktur		X		
Energieversorgungsinfrastruktur		X*		
Vollast vs. Teillast geeignet		X**		
Reaktionszeit bei Teillast [min.]	1			

++	braucht keine nennenswerte Anpassung der Infrastruktur // kann sehr gut unter Teillast agieren
+	braucht geringe Anpassung der Infrastruktur // kann zufriedenstellend unter Teillast agieren
-	braucht substantielle Anpassung der Infrastruktur // kann kaum unter Teillast agieren
--	braucht eine neue Infrastruktur // kann nicht unter Teillast agieren
* Die Kompatibilität ist an dieser Stelle ebenfalls abhängig von Anlagengröße, dem ggf. genutzten Speicher und dem Elektrolyseur	
** Die OME _x -Synthese selbst ist nicht Teillast geeignet, mit einem entsprechenden H ₂ -Speicher ließe sich jedoch die vorgeschaltete Elektrolyse als Teil des Gesamtprozesses dynamisch fahren.	

18. Zwischenergebnisse der Entwicklungspfade und Potenzialanalyse

Autor: Florian Ausfelder (DECHEMA)

Die zukünftige Bedeutung der PtX-Technologien hängt entscheidend von der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems ab. Die Hauptrolle fällt dabei der Dekarbonisierung der Stromversorgung zu, die eine Voraussetzung für die möglichst klimaneutrale Herstellung der PtX-Produkte ist. Je nach beabsichtigter Betriebsweise, systemdienlich oder kontinuierlich, der PtX-Anlagen, fällt dabei auch ein erheblicher zusätzlicher Ausbau von erneuerbarer Stromerzeugung an, der deutlich über das bisherige geplante Maß hinausgeht.

Daher wird ggf. auch der Import der Energieträger in Betracht gezogen, was implizit den Anspruch aufgibt, den zukünftigen deutschen Energiebedarf durch erneuerbare Energien in Deutschland decken zu können.

Letztlich muss die Frage beantwortet werden, wie sich ökonomisch das Wechselspiel zwischen Produktnachfrage und Systemdienstleistung darstellt. Zusätzlich kommt der Frage nach der Verfügbarkeit von CO₂-Quellen eine hohe Bedeutung zu. PtX-Technologien sind Sektorkopplungstechnologien par excellence und die Frage, ob ihr Einsatz auch regulatorisch unterstützt wird, wird eine wesentliche Rolle in ihrer Implementierung spielen.

Auf der Nachfrageseite sind die Entwicklungen der (petro-)chemischen Industrie, des Verkehrssektors und in geringerem Maße Beiträge zur Versorgungssicherheit von Strom- und Fernwärmesystemen zu berücksichtigen.

Der Industriesektor hat mit der Anwendung von Hochtemperaturwärme sowie dem stofflichen Einsatz von chemischen Feedstock und sonstige nicht-energetische Nutzung zwei Bereiche, die nur schwer oder gar nicht auf die Nutzung von kohlenstoffhaltigen Energieträgern verzichten können. Die benötigte Hochtemperaturwärmebereitstellung ist stark abhängig von den eingesetzten Verfahren und in Einzelfällen sind Substitutionen von Energieträgern unter Änderung der verwendeten Verfahren möglich. Selbst in diesen Fällen ist von einer langsamen Marktdurchdringung der neuen Verfahren auszugehen und damit auch mittel- bis langfristig von einem Bedarf an kohlenstoffhaltigen Energieträgern. Ein Verzicht von kohlenstoffhaltigen Verbindungen für chemischen Feedstock ist prinzipiell unmöglich, woraus ein langfristiger Bedarf für synthetische PtX-Chemikalien abgeleitet werden kann.

Im Verkehrssektor, insbesondere im PKW-Bereich, sind die Technologieperspektiven am offensten und je nach zugrundeliegendem Szenario variieren die Anteile der verschiedenen Antriebskonzepte und damit auch der Bedarf an flüssigen PtX-Kraftstoffen deutlich. Allgemein wird erwartet, dass zunehmend Batterie-betriebene und Brennstoffzellen-betriebene Elektromobilität die klassischen Verbrenner, nicht zuletzt aufgrund deutlich besserer Wirkungsgrade, im Bereich der PKW langfristig weitgehend ersetzen werden. Für den straßengebundenen Schwerlastverkehr gehen die Optionen von Oberleitungen auf Autobahnen bis hin zur Substitution von Dieselmotoren durch Erdgas. Flugverkehr und Schifffahrt sind in ihren Optionen stärker eingeschränkt und werden auch langfristig nicht auf kohlenstoffbasierte Energieträger verzichten können. Für Schiffsverkehr wird eine zunehmende Rolle von LNG gesehen.

Die gesicherte Versorgung von Strom und ggf. Fernwärme in einem Energiesystem mit sehr hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer elektrischer Energie ist ebenfalls eine Herausforderung, die entsprechende Speicherkapazitäten voraussetzt. Elektrische Speicher sind zwar effizient, zeichnen sich aber auch durch eine geringe Speicherdichte aus, so dass strategische Speicher, die z.B. eine Stromversorgung über einen Zeitraum von 2 Wochen während einer „Dunkelflaute“ garantieren sollen, absehbar nur über die Vorhaltung von PtX-Energieträgern möglich ist.

Der zukünftige Beitrag von PtX-Energieträgern zu den verschiedenen Anwendungen im Energiesystem ist aktuell schwierig absehbar. Eine Möglichkeit um die Größenordnungen zu erfassen, bieten Szenarien an. Im P2X-Projekt selbst werden keine Szenarien berechnet, aber einige aktuelle Szenarien zeigen die Spannbreiten auf, die für einen Einsatz von PtX-Energieträgern in Zukunft denkbar sind. Die meisten Szenarien gehen davon aus, dass PtX-Technologien erst bei sehr hohen Treibhausgasminderungszielen eine Rolle spielen, mit Ausnahme des Einsatzes von Wasserstoff im PKW Verkehr. Dabei ist zu beachten, dass es sich in der Regel um Zielszenarien handelt, deren Aussage im Sinne von „Wenn eine THG-Minderung von –XX % erreicht werden soll, kommen im Verkehrssektor in 20YY ZZ PJ PtX-Kraftstoffe zum Einsatz“. Der Beitrag von PtX-Kraftstoffen ergibt sich aus der Zielbedingung und den verfügbaren Optionen, die nach definierten Kriterien, z.B. volkswirtschaftlich kostenoptimiert, eingesetzt werden. Sie treffen in der Regel keine Aussage darüber, wie eine solche Technologie in den Markt eingeführt werden kann und betriebswirtschaftlich sinnvoll entwickelt werden kann.

Tabelle C.10 stellt verschiedene Zielszenarien und deren Projektionen für den Einsatz stofflicher PtX-Energieträger gegenüber.

Tabelle C.10: Übersicht über den prognostizierten Bedarf von PtX-Energieträger für 2050 in unterschiedlichen Anwendungsfeldern in verschiedenen Szenarien.

		(BCG, Prognos AG 2018)		(Henning, Palzer 2015)	(Repenning u. a. 2015)	(UBA 2014)*
	Angestrebte THG-Minderung in 2050	-80 %	-95 %	-85 %	-95 %	-100 %
Sektor	Anwendung	Werte in PJ				
Verkehr	Bedarf an Wasserstoff	36	101	180		
	Bedarf an synthetischem Erdgas		83			
	Bedarf an synthetischen flüssigen Energieträgern		266	98	140	545 (1362)
	Internationaler Luftverkehr		378		146	
	Internationaler Seeverkehr		137		58	250 (625)
	Davon Import		878		172	
	Herstellung in Deutschland		88		172	
Niedertemperaturwärme	Raumwärme und Warmwasser		22			197 (492)
	Davon Import		22			
Industrie	Industrielle Prozesswärme, Heizöl					
	Industrielle Prozesswärme, Erdgas					286 (716)
	Chemikalien					406 (1015)
Energieeinsatz im Umwandlungssektor	Versorgungssicherheit Strom- und Fernwärmeversorgung		392	21 (H ₂) 106 (CH ₄)		
	Davon Import		324			
	Herstellung in Deutschland		68			196 (490)
Gesamtbedarf	Alle Sektoren	36	1.379	405	344	2312 (5779)

* Die UBA-Studie Treibhausgasneutrales Deutschland gibt den Endenergieverbrauch unter Berücksichtigung des Energieeintrages von erneuerbarem Strom in die Energieträger an. Diese wurden mit einem Effizienzfaktor von 0,4 versehen, um die Daten vergleichbar zu den Angaben der anderen Studien zu machen.

18.1 Entwicklungspfade und Potenziale im Verkehrssektor

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Thomas Grube (FZJ), Frank Merten (WI), Peter Preuster (FAU), Martin Robinius (FZJ), Wolf-Peter Schill (DIW)

Die Potenziale für eine inländische Herstellung von synthetischen (flüssigen) Kraftstoffen werden in einem ersten Schritt durch eine Auswertung bestehender Szenario-Literatur erhoben. In diese werden Klimaschutzszenarien einbezogen, die mindestens das Ambitionsniveau einer Verminderung der jährlichen THG-Emissionen um 80 % gegenüber 1990 aufweisen. Die folgende Abbildung C.45 zeigt die untersuchten Szenarien mit dem jeweiligen Kraftstoffeinsatz (Endenergie) im Verkehr in den Jahren 2030, 2040 und 2050. Dabei handelt es sich um eine Reihe verschiedener Zielszenarien unterschiedlicher Institute, die somit zunächst eine hinreichende Bandbreite der Szenarien-Landschaft abbilden. Diese Auswahl und Auswertung bildet eine vorläufige Datenbasis zur Einordnung möglicher Nachfragepfade, die im Laufe des Projekts noch durch die im Rahmen der Roadmap zu erstellenden Szenarien ergänzt werden kann.

Es zeigt sich, dass alle untersuchten „80 %-Szenarien“ auch im Jahr 2050 keinen inländischen Einsatz von synthetischen Kraftstoffen vorsehen. Es muss hier jedoch eingeschränkt werden, dass sich das 80 %-Minderungsziel in den Szenarien häufig noch auf die im Kyoto-Protokoll festgelegten Sektoren beziehen, der internationale See- und Luftverkehr also ausgeklammert sind. Gerade diese beiden Sektoren wären ohne den Einsatz von synthetischen Kraftstoffen aus heutiger Sicht nur durch eine entsprechende Biomasse-Allokation zu dekarbonisieren. In den 80 %-Szenarien verbleibt in allen Fällen ein überproportional hoher Anteil an Emissionen im Sektor Verkehr, d.h. die anderen Sektoren (insbesondere Stromerzeugung sowie Haushalte und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen) mindern überproportional (nicht dargestellt). Das Fraunhofer ISE hat ein -85 %-Szenario (Henning, Palzer 2015) untersucht, in dem synthetische Kraftstoffe bereits einen Platz finden. Dies hat auch damit zu tun, dass das ISE-Modell (anders als die anderen Modell-Systeme) den Effizienzfortschritt teilweise endogenisiert, d.h. Effizienzmaßnahmen gegenüber (indirekter) Elektrifizierung wie PtL als Klimaschutzoption ökonomisch abgewogen werden.

In den Szenarien mit einer Treibhausgasmindering von über 90 % gegenüber 1990 spielen synthetische Kraftstoffe durchweg

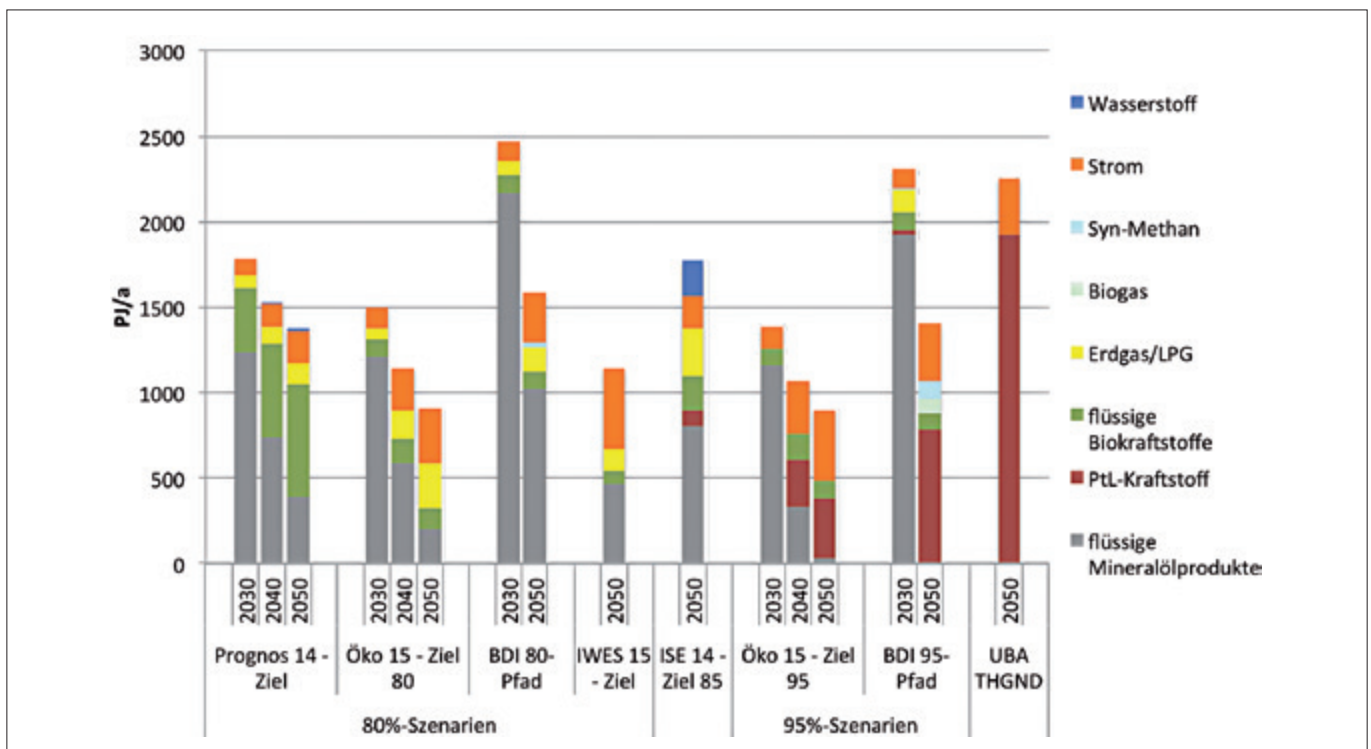


Abbildung C.45: Endenergieeinsatz im Verkehr in den untersuchten Szenarien der Meta-Analyse.

eine sehr bedeutende Rolle. Die Einführung beginnt zwischen 2030 und 2040. Für das Jahr 2050 werden 340 bis 1900 PJ pro Jahr als Nachfrage ausgewiesen und die synthetischen flüssigen Kraftstoffe erreichen somit Anteile zwischen 35 und 85 % am gesamten Endenergieeinsatz im Verkehr. Das Residuum an flüssigen Kraftstoffen wird in den Szenarien jeweils durch Biokraftstoffe gedeckt. Hier gehen die Szenarien von unterschiedlichen Potenzialannahmen aus und modellieren auch unterschiedliche Allokationen zwischen den Sektoren. Es bleibt jedoch festzuhalten, dass der Einsatz von Biomasse in den meisten dieser Szenarien eine ähnliche Größenordnung aufweist. Eine Ausnahme bilden die (schon etwas älteren) Szenarien der Energiereferenzprognose, wo Biomasseimporte explizit als Strategie genannt sind.

Die Grafik zeigt auch, dass sich Annahmen bzw. Modellergebnisse zur Effizienzentwicklung im Verkehrsbereich zwischen den Szenarien sehr deutlich unterscheiden. Auch damit lässt sich ein Teil der Unterschiede im Umfang des Synfuels-Einsatzes erklären.

Im Verkehrssektor ist die Nutzung kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe mittel- bis langfristig nicht in jeder Anwendung alternativlos. Während Luft- und Schiffsverkehr weiterhin auf kohlenstoffhaltige Kraft- und Treibstoffe in hohem Maße angewiesen sein werden, stehen im Straßen- und bisher nicht elektrifizierten Schienenverkehr Alternativen durch direkte Elektrifizierung zur Verfügung.

Der Einsatz von PtX-Kraftstoffen in diesen Bereichen wird wesentlich von der Entscheidung abhängen, wie CO₂-Emissionen aus synthetischen Kraftstoffen allokiert werden, d.h. ob die Verantwortung (und die Kosten) für die Emission rechtlich dem Fahrzeugnutzer oder der ursprünglichen CO₂-Quelle zugeordnet werden. Nur im letzten Fall, wie gegenwärtig in der RED II (Council of the European Union 2018) vorgesehen wird, kann der Einsatz synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor zu einer Minderung der THG-Emissionen im Verkehrssektor beitragen, während diese Emissionsminderung aber im Quellsektor folglich keine Anrechnung findet.

Zu hinterfragen sind hierbei, inwiefern insbes. die klimafreundliche und nachhaltige Bereitstellung des Stroms (Fläche, Ressourcenbedarf) und ggf. Wasserbedarf als limitierender Faktor zu berücksichtigen sind und im Falle von Importen eine Priorisierung der lokalen/regionalen Energiewende vorzunehmen, um einen tatsächlich nachhaltigen Beitrag zu erreichen.

Neben einer Minderung von THG-Emissionen können synthetische PtX-Kraftstoffe auch lokale Schadstoffe wie Ruß und Stick-

oxide erheblich reduzieren. So führen bereits kleinere Mengen an OME_x in einem Blend mit konventionellem Diesel zu deutlich geringeren Ruß- und Stickoxidemissionen.

Die Binnen- und Küstenschifffahrt benötigt aktuell rund 11 PJ. Dieser Energiebedarf wird sich auch in Zukunft nicht wesentlich verändern, vielleicht sogar leicht sinken. Was für einen PtX-Dieselmotorkraftstoff einen Strombedarf von rund 8 TWh bedingt und 0,8 Mio. t CO₂ benötigt. Diese Größenordnung wäre absehbar aus inländischen Quellen problemlos zu decken.

Der Schienenverkehr kann in Zukunft entweder weiter elektrifiziert werden oder auf jenen Strecken, für die sich eine Elektrifizierung nicht lohnt, z.B. alternativ auf Brennstoffzellenantriebe umsteigen. Alternativ können auch vermehrt Biokraftstoffe eingesetzt werden, wenn diese im Straßenverkehr nicht mehr benötigt werden. Ähnlich wie im Schiffsverkehr sind die Potenziale allerdings begrenzt. Ein Ersatz des fossilen Eintrages im Schienenverkehr auf aktuellem Niveau, 14 PJ, führt zu einem Strombedarf von rund 10 TWh und einem CO₂-Bedarf von rund 1 Mio. t CO₂.

Der Luftverkehr benötigt aktuell 389 PJ an Treibstoffen. In der Vergangenheit hat der Zuwachs im Luftverkehr die Effizienz einsparungen überkompensiert. Aufgrund der langen Lebensdauer der Flugzeuge führen Verbesserungen erst mit Verzögerung zu Änderungen in dem Energiebedarf und dem Emissionsverhalten. Unter der Annahme eines konstanten Verkehrsaufkommens und einer jährlichen Energieeffizienzverbesserung von 1,5 % (vgl. Kapitel 3.2.2) würde sich der Energiebedarf in 2050 auf rund 60 % des aktuellen Energiebedarfs reduzieren. Was einem Strombedarf von 165 TWh, also ungefähr dem aktuellen Ausbau an Windkraft und Photovoltaik, und einem CO₂-Bedarf von 17 Mio. t entspricht.

Die Konkurrenzsituation der verschiedenen Technologien im Straßenverkehr macht eine Abschätzung schwierig. Der heutige Bedarf wurde bereits in Tabelle A.4 (Kapitel 4.1) zusammengefasst. Eine darüber hinaus gehende Abschätzung in die Zukunft wird in den folgenden Kapiteln auf Basis externer Szenarien durchgeführt. Allerdings kann gefolgert werden, dass wenn der Straßenverkehr in großem Umfang auf PtX-Kraftstoffe zurückgreift, eine entsprechende Bereitstellung im Inland kaum möglich wäre.

18.2 Potenziale und Entwicklungspfade im Industriesektor

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA)

Der Industriesektor strebt eine weitest gehende Minimierung von Treibhausgasen an. Dies gilt sowohl für energiebedingte als auch prozessbedingte Emissionen, wobei für letztere i.d.R. eine Änderung des Prozesses notwendig ist. Auch CCS stellt eine denkbare Alternative für die Vermeidung von THG-Emissionen dar.

Der zukünftige Bedarf an Hochtemperaturwärme hängt von der Entwicklung der energieintensiven Industrien, insb. Chemie, Metallherzeugung und mineralischer Industrie ab. Die aktuell verfügbare Szenarioliteratur adressiert diesen Bereich nicht im gleichen Detaillierungsgrad wie z.B. die Entwicklung des Verkehrssektors. Die UBA-Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland“ behandelt den Industriesektor explizit und detailliert und geht im Jahr 2050 von einem Bedarf von knapp 286 PJ an synthetischem Methan für industrielle Prozesswärme und mechanische Energie aus.

Für die Bereitstellung von chemischem Feedstock über PtX-Technologien sind Kohlenstoffquellen notwendig. Eine mögliche Kohlenstoffquelle ist die emissionsintensive Industrie selbst. Die chemische Industrie verwendet ca. 437 PJ an Energieträgern (destatis 2017) als Feedstock für die stofflichen Umwandlungen. Unter der vereinfachenden Annahme, dass dies im Wesentlichen Naphtha ist, entspricht dies einem Emissionsäquivalent von 32 Mio. t CO₂ (UBA 2016). Eine Substitution chemischer Ein-

gangsstoffe durch die entsprechenden PtX-Produkte benötigt auf Basis dieser Betrachtung ca. 32 Mio. t CO₂ als Rohstoff zur Umwandlung. Zum Vergleich, der aktuelle Ausstoß aus industriellen Prozessen in 2016, der im Rahmen des EU ETS erfasst wird, beträgt 123 Mio. t (DEHSt 2017), wobei auch andere Treibhausgase des Kyoto-Protokolls erfasst wurden.

Die Emissionen der Industrieprozesse in 2016 verteilen sich wie in Abbildung C.46 dargestellt.

Die Industrie ist ebenfalls einem Wandel unterworfen und die Anstrengungen, industrielle THG-Emissionen zu reduzieren, werden als Konsequenz mittel- bis langfristig eine deutlich geringere Menge an industriellen THG-Emissionen zur Folge haben, so dass mittel- bis langfristig wahrscheinlich nicht ausreichend industrielle CO₂-Quellen im Inland zur Verfügung stehen, um die Nachfrage aus den verschiedensten Sektoren vollständig zu bedienen.

Wenn der Feedstock-Bedarf durch inländische PtX-Prozesse gedeckt werden würde, entspräche dies einem (zusätzlichen erneuerbaren) Strombedarf¹⁸ von ca. 310 TWh. Wird von einem Wachstum der chemischen Industrie im Umfang von 1 % pro Jahr ausgegangen (Bazzanella, Ausfelder 2017), so würden 2050 Energieträger im Umfang von 613 PJ eingesetzt, für deren Herstellung über PtX-Verfahren dann 44 Mio. t CO₂ und 435 TWh (zusätzlichen erneuerbaren) Strom benötigt werden würden. Diese Größenordnung wird im Inland nur schwer bereitstellen sein, so dass aus Sicht der chemischen Industrie auch mittel- bis langfristig ein Import von Rohstoffen nötig sein wird.

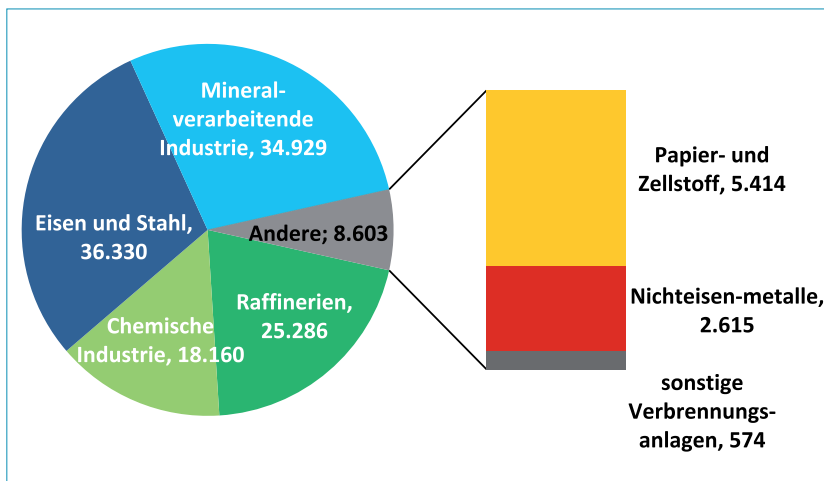


Abbildung C.46: Größe möglicher industrieller CO₂-Punktquellen nach Branche aufgeschlüsselt. Quelle: (DEHSt 2017), angegeben sind die Emissionen in 2016 in kt CO₂-Äq.

Diese einfache Extrapolation lässt außer Acht, dass nicht sämtliche Produkte der chemischen Wertschöpfungsketten auf Naphtha zurückgeführt werden müssen und ggf. höherwertige Produkte hergestellt werden können. Die chemische Industrie steht auch weiterhin vor der Herausforderung, ihre Prozesse so zu gestalten, dass sie mit der Energiewende kompatibel werden. Dazu gehört ggf. ein Wechsel der aktuellen Feedstock-Konfiguration. Unabhängig von einzelnen Lösungen, wird im Großen und Ganzen die Herausforderung aber in dieser Größenordnung liegen.

Wasserstoff als Energieträger und chemischer Feedstock hat das Potenzial zunehmend eine größere Rolle in der chemischen Industrie einzu-

18 Vereinfachend wurde eine Umwandlungseffizienz von 0,392 zugrunde gelegt (vgl. (Wagemann, Ausfelder 2017))

nehmen. Die Wasserstoffproduktion der chemischen Industrie belief sich 2016 auf knapp 400 kt (VCI 2018)¹⁹, wovon rund 110 kt elektrolytisch, als Nebenprodukt der Chlor-Alkali Elektrolyse, anfällt. Die Herstellung von Ammoniak benötigt rund 536 kt H₂; unter der Annahme, dass die Erzeugung auf Basis der Dampfformierung von Erdgas erfolgt, führt dies zu Prozessemissionen von rund 3 Mio. t CO₂. Diese Emissionen könnten langfristig mit PtX auf null reduziert werden, wenn der Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien bereitgestellt würde. Dies entspräche einem zusätzlichen erneuerbaren Strombedarf von rund 18 TWh.

Der zweite große Prozess, der Wasserstoff benötigt, ist die Methanol-Synthese, die ungefähr ein Viertel des Wasserstoffbedarfs der Ammoniakproduktion benötigt, aber auch eine Kohlenstoffquelle zur Herstellung des Synthesegases. Sie eignet sich daher besonders gut für die Co-Elektrolyseverfahren.

Zusammenfassend wird die deutsche chemische Industrie auch in Zukunft in großem Umfang kohlenstoffhaltige Energieträger als Feedstock importieren. Dieser Bedarf kann voraussichtlich nicht in vollem Umfang im Inland bereitgestellt werden, da die benötigte Menge an CO₂ aus Punktquellen mittel- bis langfristig nicht zur Verfügung stehen wird und der damit bedingte zusätzliche Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor im erforderlichen Umfang gesellschaftlich schwierig durchzusetzen wäre.

18.3 Entwicklungspfade und Potenziale synthetischer Brennstoffe in der Strom- und Fernwärmeversorgung

Autor: Florian Ausfelder (DECHEMA)

Synthetische Brennstoffe sind gegenwärtig die absehbar einzig verfügbaren erneuerbaren Langzeitspeicher für Energie. Um eine gesicherte Strom- oder Fernwärmeversorgung aufrechtzuerhalten, wenn die meteorologischen Bedingungen einen substantiellen Beitrag von Windkraft und Photovoltaik verhindern, sind Langzeitspeicher in Form von stofflichen Energieträgern, hauptsächlich gasförmig, nach gegenwärtigem Stand des Wissens unerlässlich. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Wirkungsgradverluste der verschiedenen Umwandlungen dazu führen, dass nur ein Bruchteil der ursprünglich eingebrachten Energie als Endenergie nutzbar ist. Als Speicherkapazitäten für gasförmige PtX-Energieträger bieten sich die aktuell im Erdgasnetz eingesetzten Kavernen- und Porenspeicher an. Letz-

tere sind für die Einspeicherung von Wasserstoff jedoch nicht geeignet. Für Wasserstoff können ggf. neue Kavernenspeicher in den Steinsalzformationen in Norddeutschland angelegt werden müssen.

¹⁹ Produktionszahlen für H₂, aus Chemiewirtschaft in Zahlen online, VCI, bezieht sich aber nur auf den Wasserstoff, der nicht direkt vor Ort weiterverarbeitet wird.





D. FAZIT UND AUSBLICK

19. Kernaussagen der durchgeführten Technologiebewertung

19.1 Allgemeine Restriktionen der bisherigen Technologiebewertung

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Wie in Teil A und insbesondere Kapitel 7 dargelegt, bildet das vorliegende Dokument und die darin enthaltenen Technologiebewertungen einen Zwischenstand der laufenden Arbeiten ab. Das bedeutet, dass die vorliegenden Analysen noch nicht vollständig sind. Dies liegt zum einen daran, dass sich die Arbeiten im Projekt gegenwärtig in der Halbzeit befinden, d.h. es liegen noch nicht alle, insbesondere keine abschließenden Daten als Basis für die Analysen vor, sodass mit Datenlücken und großen Unsicherheiten gearbeitet werden muss. Hinzu kommt die Herausforderung, dass sich alle zu erforschenden Technologien gegenwärtig auf teilweise noch sehr niedrigen TRLs befinden (1-4). Dies hat zur Folge, dass die vorliegenden Daten teilweise auf Simulationen, theoretischen Berechnungen und Laborwerten beruhen und somit weitere Abschätzungen nötig sind, sodass die Technologien in den Analysen auf realem (also industriellem) Maßstab bewertet werden können. Diese beiden grundsätzlichen Herausforderungen haben auf alle durchgeführten Technologiebewertungen einen großen Einfluss.

19.1.1 Nicht dargestellte Technologiebewertungen

Die techno-ökonomischen Analysen, sowie die Analyse der sozialen Akzeptanz werden über den gesamten Projektverlauf erarbeitet, jedoch sind die Arbeiten noch nicht weit genug fortgeschritten, um hieraus über alle Technologien und Wertschöpfungsketten hinweg Zwischenergebnisse präsentieren zu

können. Aus diesem Grund ist hier zwar die genutzte Methodik hinterlegt, Zwischenergebnisse hierzu werden jedoch aufgrund der noch hohen Unsicherheiten und Lücken nicht dargestellt.

19.1.2 Vorläufige Zwischenergebnisse der Technologiebewertungen

Für das Life Cycle Assessment (LCA), sowie die Systemkompatibilität und Potenzialabschätzung der Technologien konnten auf Basis von ersten Simulationen und Laborwerten und unter Zuhilfenahme von geeigneten Literaturwerten erste Zwischenergebnisse vorgestellt werden. Aufgrund der damit einhergehenden großen Unsicherheiten sind die hier dargelegten Zwischenergebnisse als Tendenzen anzusehen, die bereits eine grobe Richtung aufweisen, jedoch noch keine fundierte Grundlage für detaillierte Interpretationen geben.

Insbesondere die LCA muss um die weiteren Lebenszyklusabschnitte, die Bauphase, die Anwendung im Verkehrssektor im Fall der Kraftstoffe (inkl. des gesamten Lebenszyklus des Fahrzeugs: Bauphase, Nutzung, Verschrottung/Verwertung) und um die Rückbauphase erweitert werden. Dabei bleibt zu beachten, dass im Falle des chemischen Feedstock die Systemgrenzen auf einer cradle-to-gate Analyse verbleiben, da die Grundstoffe in unzählige unterschiedliche Produkte und Anwendungsfelder umgewandelt werden, die den Analyserahmen sprengen würden. Die Anwendung von PtX-Kraftstoffen ist jedoch auf eine überschaubare Anzahl unterschiedlicher Verkehrsträger beschränkt, sodass die Analysen um die Nutzung im jeweiligen Fahrzeug erweitert werden können.

Die Auswertung der ökologischen Auswirkungen mittels LCA muss aufgrund des Wechsels des Hauptenergieträgers ebenfalls erweitert werden. Durch die erhöhte Nutzung von erneuerbar generiertem Strom rückt die Bedeutung des CO₂-Ausstoßes

zunehmend in den Hintergrund, da die erneuerbaren Energien durch einen niedrigen CO₂-Footprint gekennzeichnet sind. Stattdessen rücken andere Umweltaspekte in den Vordergrund, die sich bspw. durch den Zubau von Windkraft- oder PV-Anlagen ergeben, wie bspw. Flächeninanspruchnahme, Verfügbarkeit kritischer Rohstoffe und seltener Erden, etc. Im Sinne einer holistischen Bewertung der Nachhaltigkeit der PtX-Technologien werden diese Kriterien relativ an Bedeutung gewinnen und in den abschließenden Technologiebewertungen entsprechend berücksichtigt werden.

Das zugrunde gelegte Energiemodell beschränkt sich momentan noch lediglich auf den unteren Wert des von der EU angestrebten Zielkorridors zur THG-Emissionsminderung. Dies kann durchaus als ein „worst-case“-Szenario bewertet werden. Gleichzeitig wurde jedoch mit dem systemdienlichen Zukunftsszenario nicht nur eine „weitgehende“, sondern vollständige THG-Neutralität im Stromsystem zugrunde gelegt, sodass diese Betriebsstrategie bereits ein Szenario widerspiegelt, indem Deutschland seine Klimaschutzziele sogar übertrifft. Die abschließenden Technologiebewertungen werden jedoch beide Grenzwerte (80 % und 95 %) enthalten (vgl. hierzu auch die bestehenden Kontroversen im Kapitel 21). Darüber hinaus wird das Energiemodell im weiteren Projektverlauf verbessert.

19.2 Grundlegende Aussagen der durchgeführten Technologiebewertung

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

19.2.1 Grundlegende Aussagen zur Rohstoffverfügbarkeit für den Betrieb

Den meisten PtX-Prozessketten (mit Ausnahme von PEM-Elektrolyse und LOHC) ist die Rohstoffbasis Wasser, CO₂ und Strom gemein, die sie für den Betrieb benötigen. Für den Betrieb einer PtX-Anlage muss folglich die Versorgungssicherheit dieser drei Rohstoffe gegeben sein. Dies kann für die Standortwahl der Anlagen durchaus eine Herausforderung werden, vor allem für modulare autarke Anlagen, die nicht in einen größeren Industriekomplex eingebunden sind.

CO₂-BEREITSTELLUNG

Für die Versorgung der PtX-Prozesse mit CO₂ stehen unterschiedliche Quellen zur Verfügung (vgl. hierzu auch Kapitel 14.1). Zum einen kann CO₂ aus Abgasströmen bestehender indust-

rieller fossiler oder biobasierter Prozesse abgetrennt und zum anderen direkt aus der Luft (per Direct Air Capture – DAC) gewonnen werden. Die wichtigsten Parameter, die es bei der Wahl der CO₂-Quelle zu berücksichtigen gilt, stellen sich wie folgt dar:

- Verfügbarkeit
 - Im Sinne hoher Volumenströme, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
 - Im Sinne des Weiteren Bestehens der Quelle. So sind bspw. fossile Kraftwerke als Quellen ungeeignet, da sie im Zuge der Energiewende sukzessive abgeschaltet werden.
- Reinheit, die möglichst hoch sein sollte, um den Aufreinigungsaufwand möglichst gering zu halten.

Grundsätzlich muss auf dieser Basis ein Matching geeigneter CO₂-Quellen und der Folgeprozesse erfolgen, da sich die unterschiedlichen Prozesse ggf. durch Effizienzmaßnahmen ergänzen können. Zudem wird u.U. eine Zwischenspeicherung von CO₂ nötig, falls der Folgeprozess (die Elektrolyse) flexibel betrieben wird.

Im P2X-Projekt kommen daher grundsätzlich die drei folgenden CO₂-Quellen in Frage: DAC, CO₂ aus Biogasanlagen und einem Industrieprozess (gegenwärtig am Beispiel der Ethylenoxid-Synthese). Dabei werden die Quellen nicht für jede PtX-Prozesskette gleichermaßen eingesetzt, sondern vor der detaillierten LCA, oder techno-ökonomischen Bewertung bereits ein „Matching“ vorgenommen, sodass die möglichst realistischste CO₂-Quelle modelliert wird.

STROMBEREITSTELLUNG

Im Sinne der Energiewende sollten die PtX-Anlagen mit erneuerbarem Strom betrieben werden, um eine Reduktion der THG-Emissionen zu erwirken. Folglich sollten die Anlagen entweder eine eigene erneuerbare Strombereitstellungsanlage besitzen oder den fluktuierenden erneuerbaren Teil aus dem Stromsystem ausnutzen. Dabei sind sowohl die technischen Anforderungen, als auch die Wirtschaftlichkeit für solch einen intermittierenden Betrieb von großer Bedeutung. Die Betriebsweise geht mit der Kontroverse einher, nach welchen Anforderungen die PtX-Anlage dimensioniert und betrieben werden soll (vgl. Kontroverse in Kapitel 24).

Für eine erste Sichtung der Zusammenhänge und Größenordnungen im Energiesektor wurden die gegenwärtigen Energiebedarfe der größten abnehmenden Sektoren für 2016 gelistet und daraus der zusätzliche Strombedarf errechnet, wenn diese

Bedarfe über PtX gedeckt werden müssten. Auf eine komplexe Zukunftsprognose, wie sich die Bedarfe in Zukunft (2050) darstellen, wurde absichtlich verzichtet, da dieses zum einen mit großen Unsicherheiten behaftet ist und es zum anderen das Ziel war, den Fokus auf die Entwicklung zu legen, die es benötigt um die Klimaschutzziele zu erreichen, statt von einer definierten geänderten Zukunft auszugehen.

Eine Substitution durch PtX-Produkte bei gegenwärtigen Energiebedarfen würde einen immensen Ausbau an erneuerbaren Energien benötigen. Vor dem Hintergrund, dass die Versorgung der bisherigen Stromnachfrage über erneuerbare Energien bereits eine Herausforderung darstellt, ist der zusätzliche Ausbau in den dargestellten Dimensionen nicht möglich (vgl. 14.2, S. 82). Demnach kann nur ein kleinerer Teil des Bedarfs durch PtX-Anlagen im Inland gedeckt werden. Als Option sollten daher dezidierte Anlagen an begünstigten Standorten, sowie der Import von PtX-Produkten betrachtet werden. Dabei sollten die Anwendungen zunächst im Fokus liegen, für die gegenwärtig noch kaum andere Alternativen existieren, wie die Schifffahrt, der Flugverkehr oder die Versorgung der chemischen Grundstoffindustrie.

WASSERVERSORGUNG

Eine weitere ausschlaggebende Ressource für die PtX-Produktionsrouten stellt Wasser dar (vgl. Kapitel 14.3). Das benötigte Wasser muss zunächst gemäß den jeweiligen Reinheitsanforderungen aufgereinigt werden. Im weiteren Verfahrensschritt entsteht Abwasser, welches mit Chemikalien verunreinigt ist und entsprechend behandelt werden muss, möglichst mit dem Ziel einer Kreislaufführung.

Grundsätzlich stellt das Thema Wasserverfügbarkeit in Deutschland zwar kein Problem dar, jedoch stellt sich im Zusammenhang mit den PtX-Prozessketten die Frage nach der Verfügbarkeit am jeweiligen Standort. Der Wasserbedarf, sowie die notwendige Reinigung im Anschluss kann signifikante Mengen erreichen, für die ein gesondertes Wassermanagement und -infrastruktur benötigt werden. Diese Frage ist wiederum für PtX-Anlagen, die in einen Industrieverbund mit vorhandener Infrastruktur eingebaut werden weniger bedeutend, nimmt jedoch für autarke modulare Anlagen an Bedeutung zu, da hier auf keine Infrastruktur zurückgegriffen werden kann.

Bisher fehlt es jedoch an konkreten Analysen, inwiefern der Bedarf in Deutschland tatsächlich Standort-unabhängig gedeckt werden kann. Da dies jedoch eine sehr Standort-spezifische Fra-

gestellung ist, lässt sich dies erst zu einem späteren Zeitpunkt auf realistische Weise beantworten, wenn erste Demonstrationsanlagen (mit mindestens 50 kt Jahresproduktion) aufgestellt werden. Erste Abschätzungen hierzu werden in den folgenden Arbeiten zur LCA getroffen.

19.2.2 Grundlegende Aussagen der LCA (Anlagenbetrieb)

Die hier dargestellten Zwischenergebnisse der LCA sind als Tendenzen anzusehen, die bereits eine Richtung aufweisen, jedoch noch keine fundierte Grundlage für detaillierte Interpretationen geben, da die bisherigen Analysen:

- noch nicht den gesamten Lebensweg abbilden, sondern lediglich den Betrieb der PtX-Anlagen, sodass Bau und Demontage der Anlagen sowie, im Falle von PtX-Kraftstoffen, der gesamte Lebensweg des Fahrzeugs (Bau, Nutzung, Demontage) fehlen;
- die verwendeten Daten in weiten Teilen auf Schätzungen, Simulationen, einzelnen Werten oder Literaturstellen beruhen, was zum einen in den niedrigen TRLs der Technologie und zum anderen in dem frühen Stadium der Bewertungsarbeiten begründet liegt.

Folglich sind die Zwischenergebnisse durch hohe Unsicherheiten gekennzeichnet und unvollständig. Dennoch bieten sie die Möglichkeit, erste Tendenzen und kritische Punkte identifizieren zu können, was der Unterstützung der andauernden Bewertungsarbeiten dient.

Die Zwischenergebnisse der LCA werden für den aktuellen Technologiestand, sowie für das angestrebte Forschungsziel prospektiv berechnet. Die grundsätzliche Ausrichtung der Zwischenergebnisse gibt ein übereinstimmendes Bild ab. So ist der kumulierte Energieaufwand (KEA) für alle PtX-Produkte höher als der der fossilen Referenz. Der größte Treiber im Stromverbrauch ist die Elektrolyse. Wird der Strom aus dem deutschen Netz bezogen, welcher in weiten Teilen noch auf fossiler Bereitstellung basiert, so wirkt sich dies direkt auf die THG-Emissionen aus. Somit hat die Elektrolyse, durch den hohen Stromverbrauch in den meisten Fällen ebenfalls den größten Einfluss auf die THG-Emissionen. Wird der Strom aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt, verschiebt sich die Relevanz der unterschiedlichen Umweltauswirkungen stärker hin zu anderen Umwelteinflüssen, wie Flächeninanspruchnahme, Wasserverbrauch, Verbrauch kritischer Rohstoffe usw. Dies liegt darin begründet, dass erneuerbare Energiequellen signifikant weniger THG-Emissionen

induzieren, jedoch häufig bspw. mit einem höheren Flächenverbrauch (bspw. für PV- und Windparks) einhergehen. Folglich nehmen andere Umweltauswirkungen relativ an Bedeutung zu und werden entsprechend in den folgenden Analysen verstärkt untersucht und nächsten Version dieses Dokuments veröffentlicht.

Die lebenszyklusbasierten THG-Emissionen ($\text{THG}_{\text{LCA}}, 100 \text{ a}$) geben über die verschiedenen Wertschöpfungsketten mitunter ein unterschiedliches Bild ab. Die Wertschöpfungsketten bis zur Bereitstellung des chemischen Feedstock (d.h. inkl. des Elektrolyseschritts) können bei dem zukünftigen Strommix von 2050 und einer systemdienlichen Fahrweise THG_{LCA} -Minderungen erreichen. Werden die Wertschöpfungsketten erweitert um bspw. die untersuchten Kraftstoffe bereitzustellen, so verursachen die zusätzlichen Prozessschritte weitere Verluste. Unter der Annahme einer fossilen Herstellung von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (Wind/PV), sorgt dies im systemdienlichen Betrieb (ausschließlich Wind- und PV-Strom) für signifikant höhere THG_{LCA} Emissionen als die der jeweiligen Referenz. Einzige Ausnahme hierzu bildet die Bereitstellung von PtG (Methan) über das OxyFuel-Verfahren, welches, nach gegenwärtigem Stand, im systemdienlichen Betrieb bereits THG_{LCA} -Minderungen erzielt. Dies hat zur Folge, dass die Bereitstellung von PtX-Kraftstoffen eine Zurechnung der vermiedenen Emissionen bei der Verbrennung für den Nachweis von THG-Einsparungen sehr wichtig ist. Wie in Kapitel 23.1 beschrieben, wird dies bewusst keinem Prozess zugeordnet, sondern als Negativemission separat ausgewiesen.

Des Weiteren haben die bisherigen Analysen gezeigt, dass die Aufwendungen durch die Bereitstellung des abgeschiedenen CO_2 einen relevanten Einfluss auf die Gesamtergebnisse haben (sowohl für KEA als auch THG_{LCA}). So zeigt die DAC die größten Aufwendungen, während die CO_2 -Bereitstellung aus Biogas und Industrieabgasen den geringsten Impact aufweist. Folglich spielt die Wahl der CO_2 -Quelle eine signifikante Rolle im Gesamtsystem, was ggf. weitere Folgen für die Standortwahl der Anlage hat.

19.2.3 Grundlegende Aussagen der Systemkompatibilität

Im Rahmen der Sektorkopplung, welche im Zuge der Energiewende zunehmend an Bedeutung gewinnen soll, werden PtX-Technologien eingesetzt, um fossile Energieträger in anderen Sektoren (z.B. Wärme, Verkehr, Industrie) an den Stellen zu ersetzen, an denen auf absehbare Zeit kaum oder nur sehr schwer auf andere erneuerbare Energieträger umgestellt werden kann. Für eine möglichst schnelle und reibungslose Implementierung der PtX-Technologien ist es von Vorteil, wenn diese sich in bereits bestehende Infrastrukturen integrieren

können, d.h. im besten Fall würde keine neue Infrastruktur gebraucht, sondern die alte könnte ohne Anpassungen weitergeführt werden. Die Eingliederung in die Infrastruktur muss dabei sowohl auf der Erzeugungsseite, als auch auf der Produktseite gegeben sein.

Neben diesen grundlegenden Einschätzungen zur Integrierbarkeit in bestehende Infrastrukturen wurden ebenfalls erste Einschätzungen zu den unterschiedlichen Produktgruppen anhand von ausgewählten Beispielen untersucht. Im Folgenden werden lediglich die allgemeingültigen Einschätzungen zusammengefasst; für detailliertere Untersuchungen einzelner Beispiele sei auf die Kapitel 17.2 und 17.3 verwiesen.

EINGLIEDERUNG IN BESTEHENDE INFRASTRUKTUREN – ERZEUGUNGSSEITIG

Erzeugungsseitige Integration bedeutet, dass sich die PtX-Technologie in das bestehende bzw. sich ändernde Stromsystem eingliedert, sowie eine reibungslose Zufuhr benötigter Ausgangsstoffe wie Wasser und CO_2 , etc., gewährleistet ist. Die Herausforderung dabei liegt in einer möglichen Begrenzung durch die lokale Verfügbarkeit der drei Eingangsstoffe (Strom, Wasser, CO_2). Daher hat das ganze Spektrum von industriellen Großanlagen bis hin zu Containerlösungen ihre Berechtigungen. Dabei bleibt zu beachten, dass im Fall der Eingliederung in bestehende industrielle Großanlagen im Regelfall auf eine bereits bestehende industrielle Infrastruktur zurückgegriffen werden kann, die ggf. nur geringfügig angepasst werden muss. Bei zusätzlich hohem Strombedarf wie beim einem Elektrolyseur oder großem Bedarf an reinem CO_2 könnten aber auch hier Anpassungen nötig sein.

Hinsichtlich der Stromversorgung ist hervorzuheben, dass sich das Energiesystem zunehmend von einer nachfrageorientierten kontinuierlichen Bereitstellung durch fossile Kraftwerke, zu einer dargebotsorientierten fluktuierenden Bereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien ändert. Grundsätzlich sind die Elektrolysen teillastfähig, d.h. sie können mit einer fluktuierenden Stromzufuhr umgehen und passen ihre Leistung entsprechend an. Diese Anpassung steht jedoch konträr zu den Ansprüchen an Langlebigkeit und Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Durch Platzierung der PtX-Technologien an besonders begünstigte Standorte außerhalb Deutschlands, hinsichtlich extrem hoher Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms, kann diese Einschränkung abgeschwächt oder sogar aufgehoben werden. Dabei bleibt zu beachten nach welchem Kriterium die Anlage ausgelegt werden soll, wie in der Kontroverse in Kapitel 24 dargelegt.

EINGLIEDERUNG IN BESTEHENDE INFRASTRUKTUREN – PRODUKTSEITIG

Die produktseitige Systemkompatibilität ist gemäß den jeweiligen Anwendungsbereichen recht komplex und sehr unterschiedlich.

Die im Projekt untersuchten chemischen Grundstoffe, insbesondere Synthesegas und Alkohole sind in die aktuelle (petro-) chemische Infrastruktur gut integrierbar, wobei insbesondere bei der Nutzung von Synthesegas die relative Dimensionierung der Folgeprozesse für die Auslegung der PtX-Kapazitäten zu berücksichtigen ist. Für die nachfolgenden chemischen Umwandlungen sind flexible Betriebsweisen nach Möglichkeit zu vermeiden, oder, durch Zwischenspeicherung abzupuffern, da diese Folgeprozesse nicht im gleichen Umfang flexibel betrieben werden können, sondern auf möglichst konstante Volumenströme ausgelegt sind.

Im Anwendungsfeld des Verkehrssektors müssten die PtX-Kraftstoffe für eine reibungslose Integration mit der bestehenden Tankstelleninfrastruktur und den bestehenden Fahrzeugen kompatibel sein. Synthetische flüssige, sowie einige gasförmige Kraftstoffe lassen sich an dieser Stelle ohne weitreichende Änderungen in der Tankinfrastruktur und Fahrzeugtechnik integrieren. Auch OME_x (als Dieseleratz oder Blend) eignen sich voraussichtlich für die Nutzung in der vorhandenen Infrastruktur und in den jetzigen Fahrzeugen. Allerdings besteht hier noch Untersuchungsbedarf hinsichtlich der Materialkompatibilität von gängigen Kunststoffen, die sowohl in der Tankstelleninfrastruktur, als auch in den Fahrzeugen beispielsweise als Dichtungen vorzufinden sind, sodass hier ggf. materialeitige Anpassungen erforderlich sind. Gleichzeitig bieten OME verbesserte Verbrennungseigenschaften, mit einer Reduzierung der Stickoxid- und Rußemissionen (vgl. Kapitel 17.3.2), bei jedoch verringerter Energiedichte.

Für die Bereitstellung von Wasserstoff über LOHC, können zwar herkömmliche Tanklastwagen (und Schiffe) verwendet werden, darüber hinaus ist jedoch eine neue Infrastruktur, sowie eine alternative Antriebstechnologie der Fahrzeuge nötig, da dieser Kraftstoff nicht für Verbrennungsmotoren, sondern für Brennstoffzellenfahrzeuge eingesetzt wird. Dies erleichtert zwar den Bau einer Infrastruktur, verhindert die Notwendigkeit des Neubaus jedoch nicht. Der Anteil der Brennstoffzellenfahrzeuge bewegt sich gegenwärtig noch im Promillebereich, laut KBA waren zum Jahresbeginn 2016 196 Pkw mit Brennstoffzelle in Deutschland gemeldet (KBA 2017b), wobei 89 der Pkw als

Prototypen- und Kleinserienfahrzeuge im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) betrieben werden. Die Statistiken des KBA zeigen auf, dass der Markt für Brennstoffzellenfahrzeuge erst noch erschlossen werden müsste, sodass sich die produktseitige Integration von LOHC sehr unterschiedlich darstellt.

19.2.4 Grundlegende Aussagen der Entwicklungspfade und Potenziale

Die zukünftige Bedeutung der PtX-Technologien hängt entscheidend von der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems ab. Die Hauptrolle fällt dabei der Defossilisierung der Stromversorgung zu, die eine Voraussetzung für die möglichst klimaneutrale Herstellung der PtX-Produkte ist. Darüber hinaus sind die Entwicklungen in den Anwendungsbereichen, insbesondere vor dem Hintergrund weiterer klimapolitischer Ziele, für die Durchsetzung von PtX-Technologien von großer Bedeutung. PtX-Technologien sind Sektorkopplungstechnologien und die Frage, ob ihr Einsatz auch regulatorisch unterstützt wird, wird eine wesentliche Rolle in ihrer Implementierung spielen.

Der zukünftige Beitrag von PtX-Energieträgern zu den verschiedenen Anwendungen im Energiesystem ist aktuell schwierig absehbar. Die meisten Szenarien gehen davon aus, dass PtX-Technologien erst bei Minderungszielen von größer 80 % eine Rolle spielen. Dabei ist zu beachten, dass es sich in der Regel um Zielszenarien handelt. Der Beitrag von PtX-Kraftstoffen ergibt sich aus der Zielbedingung und den verfügbaren Optionen, die nach definierten Kriterien, z.B. volkswirtschaftlich kostenoptimiert, eingesetzt werden. Sie treffen in der Regel keine Aussage darüber, wie eine solche Technologie in den Markt eingeführt und betriebswirtschaftlich sinnvoll entwickelt werden kann.

PTX-KRAFTSTOFFE IM VERKEHR

Auf Basis der Analyse einer Reihe von Szenarien unterschiedlicher Institute konnte eine vorläufige Datenbasis zur Einordnung möglicher Nachfragepfade erarbeitet werden, die im Laufe des Projektes noch vertieft und ergänzt wird. Zusammenfassend zeigen die vorläufigen Auswertungen, dass im Verkehrssektor, insbesondere im PKW-Bereich, die Technologieperspektiven noch am offensten sind, und je nach zugrundeliegendem Szenario variieren die Anteile der verschiedenen Antriebskonzepte und damit auch der Bedarf an flüssigen PtX-Kraftstoffen deutlich. Die Alternativen für den Schwerlastverkehr, die Schifffahrt, sowie den Flugverkehr sind deutlich geringer, beziehungsweise fehlt es im letzteren Fall fast vollständig an Substitutionsmög-

lichkeiten. Die Größenordnung, die für die Bereitstellung von PtX-Kraftstoffen für die Schifffahrt nötig wäre, wäre absehbar aus inländischen Quellen problemlos zu decken (vgl. Tabelle C.10). Im Flugverkehr entspräche der Einsatz von PtX-Kraftstoffen 2050 ungefähr dem aktuellen Ausbau der Windkraft und Photovoltaik in Deutschland, wenn ein konstantes Verkehrsaufkommen bei jährlichen Effizienzsteigerungen von 1,5 % angenommen wird.

Ein Vergleich der betrachteten Energieszenarien zeigt, dass bei dem 80 %-Minderungsziel auch im Jahr 2050 kein inländischer Einsatz von synthetischen Kraftstoffen vorhergesehen wird. Es muss hier jedoch eingeschränkt werden, dass sich das 80 %-Minderungsziel in den Szenarien häufig noch auf die im Kyoto-Protokoll festgelegten Sektoren bezieht, wo der internationale See- und Luftverkehr also ausgeklammert ist.

In den Szenarien mit einer Treibhausgasminderung von über 90 % gegenüber 1990 spielen synthetische Kraftstoffe durchweg eine sehr bedeutende Rolle, wobei die Einführung zwischen 2030 und 2040 beginnt. Für das Jahr 2050 erreichen die synthetischen flüssigen Kraftstoffe Anteile zwischen 35 % und 85 % am gesamten Endenergieeinsatz im Verkehr, um das Ziel der hohen CO₂-Reduktion zu erreichen.

Im Sinne des Entwurfs der RED II wird die CO₂-Einsparung dem Kraftstoff zugeordnet (Council of the European Union 2018) (vgl. hierzu Kontroverse in Kapitel 23.1). Nur im diesem Fall kann der Einsatz synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor zu einer Minderung der THG-Emissionen in diesem beitragen (vgl. Kapitel 19.2.2). Dabei sollte jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass dies sozusagen auf Kosten der Industrie geschieht, da das CO₂, welches aus industriellen Prozessen abgetrennt und dem Verkehrssektor als Kraftstoffbasis zur Verfügung gestellt wird, in dem Fall nicht der Industrie, sondern dem Verkehr als Emissionsminderung zugerechnet wird.

PTX-PRODUKTE IN DER INDUSTRIE

Der Industriesektor hat mit der Anwendung von Hochtemperaturwärme sowie dem stofflichen Einsatz als chemischer Feedstock zwei Bereiche, die nur schwer oder gar nicht auf die Nutzung von kohlenstoffhaltigen Energieträgern verzichten können. Dies ist einerseits durch den Umstand gekennzeichnet, dass die meisten (petro-)chemischen Produkte auf Kohlenstoff basieren, sodass eine Dekarbonisierung grundsätzlich nicht möglich ist, wohl aber eine Defossilisierung, indem der benötigte Kohlenstoff aus erneuerbaren Quellen zur Verfügung gestellt

wird. Ein Ersatz von Chemieprodukten ist prinzipiell unmöglich, woraus ein langfristiger Bedarf für synthetische PtX-Chemikalien abgeleitet werden kann.

Ausgehend vom gegenwärtigen Feedstock-Bedarf von rund 437 PJ und der Annahme von 1 % Wachstum pro Jahr der chemischen Industrie (Bazzanella, Ausfelder 2017), würde sich über die Bereitstellung über PtX im Jahr 2050 der Bedarf von CO₂ auf 44 Mio. t und der Strombedarf auf 435 TWh (zusätzlichem erneuerbarem Strom) belaufen. Diese einfache Extrapolation lässt zwar außer Acht, dass mit PtX-Technologien nicht notwendigerweise erst Naphtha hergestellt werden muss, um die folgenden Produkte herzustellen, sondern dass sich ggf. Routen zur direkten Synthese ergeben könnten. Jedoch weist diese Betrachtung auf die ungefähre Größenordnung hin, die für eine Substitution des fossilen Feedstock auf Basis von PtX-Technologien notwendig wäre.

PTX-BRENNSTOFFE IN DER STROM- UND FERNWÄRMEVERSORGUNG

Die gesicherte Versorgung von leitungsgebundenem Strom und ggf. Fernwärme in einem Energiesystem mit sehr hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer elektrischer Energie ist ebenfalls eine Herausforderung, die entsprechende Speicherkapazitäten voraussetzt. Elektrische Speicher sind zwar effizient, zeichnen sich aber auch durch eine geringe Speicherdichte aus, so dass strategische Speicher, die z.B. eine Stromversorgung über einen Zeitraum von 2 Wochen während einer „Dunkelflaute“ garantieren sollen, absehbar nur über die Vorhaltung von PtX-Energieträgern möglich ist.

20. Weiterführende Arbeiten – was erwartet Sie in der Fortsetzung?

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Das vorliegende Dokument spiegelt den Arbeitsstand der Bewertungsaktivitäten im Kopernikus Projekt P2X wieder. Somit sind die hier dargestellten Zwischenergebnisse als Richtungsweiser zu verstehen, die bereits grobe Tendenzen und kritische Punkte aufzeigen. Sie stellen keine abschließende Bewertung dar, und können nicht als fundierte Grundlage für eine detaillierte Interpretation herangezogen werden.

Erst zum Ende der 1. Förderphase werden die Bewertungsarbeiten abgeschlossen sein, sodass anschließend eine aktualisierte Version veröffentlicht werden kann. Diese folgende Version wird Analysen der Ergebnisse von vollständigen LCAs, Kosten und zur sozialen Akzeptanz beinhalten, sodass die Technologien im Sinne der Nachhaltigkeit umfassend bewertet werden können. Zusätzlich werden die Ergebnisse zu der Systemkompatibilität sowie den Entwicklungspfaden und der Potenzialabschätzung konkretisiert.



E. BESTEHENDE KONTROVERSEN

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Die bisherigen Darstellungen basieren auf den Arbeiten und dem intensiven, transdisziplinären Austausch zwischen Experten aus unterschiedlichen Fachgebieten. Dies hat die einmalige Möglichkeit geboten, die Problemstellungen bei der Technologieentwicklung und ihrer Bewertung aus den jeweiligen unterschiedlichen Perspektiven betrachten zu können. Diese Vorgehensweise birgt nicht nur den Vorteil, sich gegenseitig zu ergänzen und ggf. Probleme identifizieren zu können, die aus einem rein disziplinären Blickwinkel nicht notwendigerweise in der gleichen Bedeutung wahrgenommen worden wären; sie birgt auch den „Nachteil“, dass durch die unterschiedlichen Blickwinkel und Interessen Kontroversen entstehen. Diese Kontroversen sind nicht immer leicht aufzulösen. Jedoch führt auch dieser vermeintliche Nachteil letztendlich zu einer solideren Bewertung, da eine Vielzahl an unterschiedlichen Aspekten Eingang finden kann. Darüber hinaus gibt es noch offene Punkte, die innerhalb des Projektes bislang nicht final aufgelöst werden können, wie bspw. die Frage nach der Allokation des als Rohstoff genutzten CO₂, das eine Entscheidung auf politischer und nicht auf der Projektebene bedingt.

Im Sinne der Transparenz und eines offenen Dialoges sind die relevantesten noch offenen Kontroversen in den folgenden Kapiteln detailliert dargelegt.

21. Berücksichtigung der THG-Minderungsziele

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Für 2050 gibt die europäische und nationale Politik einen Zielkorridor für die Minderung von Treibhausgasen von 80 % bis 95 % vor. Die ambitionierten Ziele des Pariser Übereinkommens, die Erderwärmung auf deutlich unter 2°C, wenn möglich 1,5°C zu beschränken, lassen sich mit dem 80 % Minderungsziel nicht erreichen. Folglich orientiert sich die deutsche Klimaschutzpolitik am Leitbild der weitgehenden Treibhausgasneutralität bis 2050 ((BMU 2016), S. 28). Der ausführliche Klimaschutzplan von 2016 gibt dafür klar definierte Ziele für alle Sektoren bis einschließlich 2030 vor (vgl. hierzu Tabelle A.3 auf Seite 50). Für das Zieljahr 2050 beschränken sich die Angaben jedoch auf die qualitative Aussage, „weitgehende“ THG-Neutralität zu erreichen. Das Fehlen eines quantitativen Zielwertes für das Jahr 2050 zieht mehrere Folgen nach sich, wovon die zwei folgenden die gravierendsten sind:

- Die qualitative Beschreibung lässt grundsätzlich Raum zur Interpretation, da hier kein konkretes Reduktionsziel abzuleiten ist, also genauso gut wie 95 % oder 80 % gemeint sein könnten. In der Tat wird dieses qualitative Ziel von den Projektpartnern unterschiedlich interpretiert.
- Um quantitative Berechnungen anstellen und daraus Schlussfolgerungen ziehen zu können, inwiefern die PtX-Technologien bspw. zur Zielerreichung beitragen können, muss das Ziel in einem konkreten Zahlenwert wiedergegeben werden.

Folglich orientieren sich die Technologiebewertungen an dem von der EU festgelegtem Zielkorridor von 80 % - 95 %, welcher laut Klimaschutzplan der Bundesregierung auch für Deutschland im Kern weiterhin gilt ((BMU 2016), S. 42).

Grundsätzlich erkennen alle Projektpartner die politisch gesetzten Ziele des Pariser Abkommens, der EU sowie der Bundesregierung für 2050 an. Es gibt jedoch Unterschiede zwischen den Projektpartnern, wie realistisch sie jeweils die Erreichung der festgeschriebenen Ziele einschätzen.

Einige Projektpartner sehen die Erreichung der gesetzten Ziele als unumstößlich, da es sich in Teilen um ratifizierte und sanktionsfähige Verträge handelt. Aktuelle Entwicklungen zeigen, dass bereits das Zwischenziel für 2020 von Deutschland klar verfehlt wird (BMU 2018). Damit steigt auch die Unsicherheit hinsichtlich der Erreichung der folgenden Zwischenziele sowie des Endziels, denn die Verfehlung des Zwischenziels zeigt, dass die bisher ergriffenen Maßnahmen unzureichend waren und nicht den gewünschten Effekt, zumindest nicht im erforderlichen Umfang erbracht haben. Um das Ziel für 2030 dennoch zu erreichen, finden gegenwärtig Beratungen in der Kohlekommission zum Kohleausstieg statt und der Koalitionsvertrag sieht vor, die Zielerreichung in Zukunft mit einem Klimaschutzgesetz sicherzustellen. Zusätzlich entspricht das deutsche Ziel für 2030 dem EU ESD Ziel, welches schon heute verbindlich und sanktionsfähig ist. Einige Projektpartner sehen diese Maßnahmen als hinreichend an, um eine Zielerreichung sicherzustellen.

Andere Projektpartner hingegen sehen die Erreichung der festgeschriebenen Ziele skeptischer. Dies ist zum Teil auf die Verfehlung des Zwischenziel Deutschlands für 2020 zurückzuführen. Entsprechend dieser Projektpartner ersetzt eine Beteuerung (bspw. durch das Festschreiben sanktionsfähiger Ziele), dass die zukünftigen Ziele eingehalten werden, keinesfalls ein aktives Einsetzen zusätzlicher Maßnahmen, die die Verfehlung des Zwischenziels kompensieren. So hatte die Bundesregierung ebenfalls das Ziel formuliert bis 2020 1 Mio. Elektroautos auf deutsche Straßen zu bringen. Aktuell beläuft sich die Zahl auf 53.861 (was 0,001 % des Gesamtbestandes entspricht), sodass das Ziel voraussichtlich weit verfehlt wird. Eine Zielsetzung (auch wenn sie sanktionsfähig wäre) kann nur dann erreicht werden, wenn ein entsprechender konkreter Plan ausgearbeitet und vor allem umgesetzt wird. Eine Sanktion greift dabei zu spät, da es lediglich die Zielverfehlung bestraft. In diesem Zusammenhang wird von einigen Projektpartnern auch die Formulierung des Ziels der Bundesregierung bis 2050 „weitgehend“ THG-Neutralität zu erreichen, als zu schwammig eingestuft. Es fehlt sowohl an konkreten Zwischenzielen ab 2030, als auch an einem konkreten Endziel bis 2050 insgesamt und für die einzelnen Sektoren, an dem die Entwicklungen gemessen werden könnten. Darüber hinaus wird von einigen Partnern angezweifelt, dass ausschließlich technologische Lösungen ausreichen, die gesteckten Klimaziele zu erreichen, wenn sich das

Konsumverhalten nicht grundlegend ändert. Aus diesen Gründen sehen einige Projektpartner die Erreichung einer „weitgehenden“ THG-Neutralität bis 2050 als gefährdet an.

Um dieser Kontroverse Rechnung zu tragen, wird der von der EU festgelegte Zielkorridor einer 80-95 % THG-Minderung zugrunde gelegt.

22. Das Energiemodell

22.1 Funktion des zugrunde gelegten Energiemodells

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Für die ökologische Nachhaltigkeitsbewertung mit Hilfe der LCA von einem möglichen zukünftigen Einsatz von PtX-Anlagen wird die Information benötigt, wie sich die zukünftige Stromerzeugung im Sinne des zukünftigen Kraftwerksparks zusammensetzt. Auf Basis dieser Information kann im Rahmen der LCA dann sowohl der erneuerbare und fossile Anteil im kumulierten Energieaufwand (KEA) ausgewiesen werden, als auch die Emissionen im Treibhausgaspotenzial (GWP), die auf die Stromerzeugung zurückzuführen sind.

Die Aufteilung in eine „systemdienliche“ und „kontinuierliche“ Betriebsweise ergibt sich daraus, ob ausreichend erneuerbare Stromerzeugung zur Verfügung steht (systemdienlich) oder ob die Anlage unabhängig von der Einspeisung erneuerbaren erzeugten Stroms betrieben wird. Die Anzahl der Stunden im systemdienlichen Betrieb sind wiederum abhängig von den gemachten Annahmen über die Volllaststunden der erneuerbaren Stromerzeugung (Windkraft und Photovoltaik). Die Anzahl der Volllaststunden im systemdienlichen Betrieb vis-à-vis dem kontinuierlichen Betrieb sind wiederum Eingangsparameter für die techno-ökonomische Betrachtung.

In diesem Sinne beschränkt sich die Funktion des Modells auf das Erheben von Parametern für die weiteren Bewertungsaktivitäten. Es besteht weder die Notwendigkeit, noch das Bestreben, dass das Modell auf möglichst realistischen Annahmen über die Struktur oder Einzelkomponenten des Gesamtenergiesystems beruht, da einzig die Zusammensetzung des Kraftwerksparks mit der gewünschten Zielsetzung konsistent sein muss und die Ergebnisse ausschließlich eine technische Funktion als Eingangsparameter für die Bewertungen erfüllen.

Im Gegensatz zu dieser Position wird der Anspruch erhoben, eine möglichst realitätsnahe Beschreibung des Gesamtenergiesystems zu verwenden. Diesem Anspruch kann nur mit einem dezidierten Energieszenario Rechnung getragen werden, wie sie für den Bereich der Politikberatung erstellt werden. Das hier verwendete Modell kann weder in Umfang noch Komplexität diesem Anspruch gerecht werden und sollte nicht verwendet werden.

22.2 Annahmen und Rahmenbedingungen des zugrunde gelegten Energiemodells vs. gängiger Energieszenarien

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

Um die Technologien in das Energiesystem einbetten und entsprechend bewerten zu können, wurden Daten aus einem bestehenden Energieszenario, dem Klimaschutzszenario 2050 (Repenning u. a. 2015), zugrunde gelegt und für die Nutzung im verwendeten Modell (urbs) angepasst (vgl. Kapitel 8.1). Dabei wurde eine Reihe von vereinfachenden Annahmen getroffen. Diese Annahmen führen zu einem, im Vergleich zu dem als Basis verwendeten Klimaschutzszenario (Repenning u. a. 2015), erhöhtem Aufkommen an abgeregelter erneuerbarer Energie.

Demnach ließe sich das verwendete Energiemodell als sehr vorteilhaftes Zukunftsszenario für die Einführung von PtX-Technologien in Deutschland darstellen. Die unterschiedlichen Szenarien sind jedoch keinesfalls als „absolut“ oder „richtig/falsch“ zu interpretieren. Gemäß der Analyse „Zur Interpretation von Energieszenarien“ (Dieckhoff u. a. 2014) stellt ein Szenario ein sprachliches Gebilde dar, in dem ausgedrückt wird, dass ein bestimmter zukünftiger Zustand oder eine zukünftige Entwicklung für möglich gehalten wird. Folglich besteht ein Szenario im Kern aus Möglichkeitsaussagen und deren Begründungen. Alle Ergebnisse und Schlussfolgerungen sind demzufolge auch nur innerhalb des Szenariorahmens und der getroffenen Annahmen gültig. Dezidierte Analysen hinsichtlich der Wahrscheinlichkeit, mit der ein Szenario eintritt, existieren weder für das verwendete Energiemodell, noch für das als Grundlage herangezogene Klimaschutzszenario (Repenning u. a. 2015).

Dem stark vereinfachten Charakter des verwendeten Energiemodells stehen eine Reihe noch unbeantworteter Fragen der „etablierten“, am häufigsten verwendeten Energieszenarien gegenüber. Letztere, wie das als Basis verwendete Klimaschutzszenario, sind Zielszenarien, d.h. sie gehen von einem festgelegten

Ziel aus, wie bspw. der Reduktion der THG-Emissionen um 95 % im Jahr 2050, bezogen auf das Jahr 1990. Unter der Einhaltung von definierten Randbedingungen berechnet ein entsprechend hinterlegtes Modell, wie dieses Ziel erreicht wird (back casting). Es erstellt also eine „Rückwärtsprognose“. Um die Ergebnisse im Anschluss zu validieren, müsste eine gegenläufige Berechnung (forecasting) stattfinden, die nicht nur die Annahmen über die Entwicklung und absehbarer Trends sowie die Ergebnisse kritisch durchleuchtet, sondern diese auch anhand realer Entwicklungen immer wieder anpasst. Die genutzten Modelle nutzen sowohl back casting als auch forecasting-Komponenten, jedoch sind Unsicherheiten über bestimmte Annahmen nicht immer transparent und Sensitivitätsanalysen decken in der Regel nur eine begrenzte Anzahl an Fragestellungen ab. Zum Beispiel hat der Vergleich des hier verwendeten Szenarios mit dem Klimaschutzszenario (Repenning u. a. 2015) gezeigt, dass der Ausbau der E-Mobilität und ihre Nutzung als virtueller Speicher einen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse zum Umfang der abgeregelten erneuerbaren Energien hat. Folgerichtig wäre dies ein Parameter, dessen Rolle im Gesamtsystem durch Sensitivitätsanalysen geprüft werden sollte. Die Validität eines Szenarios ist also auch danach zu beurteilen, ob kritische Parameter einer Sensitivitätsanalyse unterzogen wurden: Wird ein kritischer Parameter in seinem Wertebereich eingeschränkt, kann es sein, dass das (back casting) Modell zu keinem Ergebnis kommt, da die Zielfunktion mit einem zu niedrigen Parameterwert nicht erfüllt werden kann. In der Realität werden die Technologien jedoch nicht gemäß einer Zielfunktion eingeführt, da dies ein System voraussetzt, in dem jedem Teil des Systems zu jeder Zeit jede Information vorliegt und man ausschließlich gemäß der Zielfunktion (unter den definierten Randbedingungen) agiert, was in einer freien Marktwirtschaft und ohne perfekte Voraussicht nicht gegeben ist.

Hier ist die Diskussion zu führen, ob Sensitivitätsanalysen für die kritischen Parameter durchgeführt und publiziert werden, da der errechnete oder auch festgelegte Wert des Parameters für die Zielerreichung notwendig ist.

Weiterhin ist nicht eindeutig, ob und wie aktuelle Entwicklungen, wie die Verfehlung der Emissionsrichtlinien, in etablierte Zielszenarien einfließen. Fest steht jedoch, dass eine Nicht-Berücksichtigung der aktuellen Entwicklungen zu Fehleinschätzungen des jeweiligen Energieszenarios führen können und möglicherweise eine Entwicklungskurve simuliert wird, die sich von der Realität immer weiter entfernt.

Aufgrund der oben beschriebenen Gegebenheiten konnte diese Kontroverse bisher noch nicht aufgelöst werden, welche Ener-

gieszenarien die Entwicklung des Energiesystems realistischer abschätzen. Grundsätzlich muss daher an der Definition des Begriffs „Szenario“ festgehalten werden, dass ein Szenario keine Vorhersage im eigentlichen Sinne ist, sondern lediglich mögliche Folgen (oder Zukünfte) für einen definierten Satz an Annahmen und Randbedingungen aufzeigt und die Ergebnisse nur innerhalb dieses Rahmens gelten. Wie tragfähig ein Szenario ist, hängt davon ab, wie robust es gegen Störereignisse ist, d.h. welchen Einfluss Abweichungen von den angenommenen Trends und Rahmenbedingungen haben. Eine dahingehende systematische Beurteilung der bestehenden Szenarien bedarf weiterer Analyse. Szenariometanalysen stellen hier einen ersten aber unzureichenden Schritt der Validierung dar. Ein regelmäßiger Abgleich der getroffenen Annahmen und daraus resultierenden Ergebnissen mit den aktuellen Entwicklungen kann die Qualität der Aussagekraft der Szenarien verbessern. Dies ist insbesondere zu berücksichtigen, wenn die Szenarien Eingang in die Politikberatung finden (vgl. hierzu (Dieckhoff u. a. 2014)).

23. PtX-Technologien im Kontext europäischer THG-Minderungsinstrumente

Die aus politischer Willensbildung entstandene Zielsetzung, eine weitest gehende Treibhausgasreduzierung anzustreben, findet auf internationaler, europäischer und nationaler Ebene ihren Widerklang durch die entsprechenden politischen Instrumente. Auf der Ebene der europäischen Union wird die Zielsetzung über die Hauptinstrumente des EU ETS und EU ESD implementiert. In beiden Fällen werden die politisch vereinbarten Treibhausgasminderungsziele gesetzt. Im Falle des EU ETS geschieht dies über die Festlegung des Deckels in einem „marktorientierten“ System, während im Falle des EU ESD (sanktionsfähige) Ziele für die Mitgliedsstaaten existieren, die u.a. im Rahmen „ordnungspolitischer“ Vorgaben (z.B. Flottenverbrauch, EE-Quote/THG-Minderung für Kraftstoffe nach FQD und RED Recast) erreicht werden sollen.

Der Einsatz von PtX-Energieträger führt zu einer Verschiebung von Emissionen zwischen den Systemen und damit auch zu einer Verschiebung der Verantwortlichkeiten für die jeweilige Zielerreichung (vgl. Kapitel 3.3). Dies wird dadurch verkompliziert, dass im Rahmen des EU ETS direkte Emissionen erfasst werden, während die Betrachtungen im Kraftstoffsektor auf LCA-Emissionen beruhen bzw. mindestens die entsprechende Produktionsvorkette mitberücksichtigen.

Die Effekte der Verschiebung zwischen den THG-Minderungsinstrumenten durch PtX-Energieträger sind in den Regularien bisher nur ansatzweise (z.B. in dem Entwurf für die RED II) und nicht abschließend konsistent berücksichtigt.

23.1 CO₂ als Rohstoff

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA), Stephan Stollenwerk (innogy)

Für die Versorgung der PtX-Prozesse mit CO₂ stehen unterschiedliche Quellen zur Verfügung. Zum einen kann CO₂ aus Abgasströmen bestehender industrieller fossiler oder biobasierter Prozesse abgetrennt und zum anderen direkt aus der Luft (per Direct Air Capture – DAC) gewonnen werden. Im ersten Fall kommt es zu einer Verringerung des Eintrags von anthropogenem CO₂, während CO₂ bei biogenen CO₂-Quellen indirekt und bei DAC direkt aus der Luft entnommen wird. Das abgetrennte CO₂ wird in der PtX-Prozesskette als Rohstoff verwendet und erst mit zeitlicher Verzögerung in die Atmosphäre emittiert. Diese zeitliche Verzögerung stellt sich je nach PtX-Produkt und Anwendungsfeld sehr unterschiedlich dar. So sind die Gegebenheiten für einen „PtX-Kunststoff“ andere als für einen „PtX-Kraftstoff“. Während ersteres das CO₂ über längere Zeiträume binden kann und erst mit der Entsorgung wieder frei wird (bspw. bei Verbrennung in einer Müllverbrennungsanlage), wird das CO₂ aus dem PtX-Kraftstoff in vergleichsweise kürzerer Zeit im Verkehrssektor wieder freigesetzt.

Bei der Nutzung von CO₂ aus fossilen Abgasströmen besteht unter den Projektpartner weiterhin Klärungsbedarf hinsichtlich der Allokation von Gutschriften für die vermiedenen CO₂-Emissionen. Im Grundsatz besteht Einigkeit darüber, dass eine Anrechnung prinzipiell nur **einmal** ermöglicht werden darf, um Fehlanreize zu vermeiden.

Einige Projektpartner sprechen sich gegen die Handhabung und „Weitergabe“ von Gutschriften aus. Es seien die direkten, realen Emissionseinsparungen maßgeblich. Nach Ansicht dieser Partner verkomplizieren derartige Gutschriften und Verrechnungsansätze die Handhabung und können dazu führen, dass das System ausgehebelt wird, sodass am Ende die realen Emissionsminderungen geringer ausfallen. Aus Sicht der emittierenden Industrie werden durch die Abtrennung des CO₂ und dessen Umwandlung in einen PtX-Kraftstoff die eigentlichen Emissionen vermieden. Die Emissionen fallen (weiterhin) im Verkehrssektor an.

Automobilhersteller und die Mineralölindustrie sprechen sich dafür aus, dass das als Rohstoff eingesetzte CO₂ dem Kraftstoff im Sinne des aktuellen Entwurfs der RED II gutgeschrieben wird (Council of the European Union 2018). In der Gesamtsicht werden die Emissionen aus dem Industrieprozess weiterhin – wenn auch örtlich und zeitlich verlagert – an die Umwelt abgegeben. Eine Reduktion der Emissionen ist nur zu gewährleisten, da die Nutzung des PtX-Kraftstoffs den weiteren Einsatz eines fossilen Kraftstoffs mit zusätzlichen Emissionen vermeidet.

Die jeweilige Positionierung oder abschließende politische Entscheidung hat einen Einfluss darauf, wer ein Interesse an einer Abtrennung und Nutzung des CO₂ hat, bzw. wie sich die Verteilung von Anreizen zur Treibhausgasminimierung sowie Kosten und Erlöse zwischen den Akteuren darstellen.

Das Projektkonsortium enthält sich der Entscheidung, die CO₂-Gutschrift aus der Abscheidung eindeutig zu allozieren. Daher wird das abgeschiedene CO₂ in der LCA separat als Negativemission dargestellt.

23.2 CO₂ als Emission

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA), Rainer GrieBhammer (Öko-Institut), Stephan Stollenwerk (innogy)

Auch bei der Produktion von PtX-Kraftstoffen entstehen THG-Emissionen durch den Einsatz von Roh- und Hilfsstoffen sowie bei der Errichtung der Anlagen (vgl. 10.2.3). Der wesentliche Treiber für die entstehenden CO₂-Emissionen ist die eingesetzte Energie (v.a. Strom). Daher wird im Folgenden nochmals auf die Bewertung der CO₂-Emissionen für die Nutzung von Strom eingegangen.

Unter Annahme eines wirksamen europäischen Emissionshandels bedeutet – in konsequenter Fortsetzung der Analyse in Kapitel 3.3 – eine Integration von PtX-Technologien, dass bei gegebenem, weil gedeckeltem, CO₂-Ausstoß zusätzliche Energieträger erzeugt werden. In diesem Sinne führt der Betrieb der PtX-Anlage nicht zu zusätzlichen Emissionen und zwar unabhängig davon, ob die Anlage gemäß dem Erzeugungsprofil der erneuerbaren Stromerzeugung („systemdienlich“) oder kontinuierlich gefahren wird.

Der zusätzliche Strombedarf verteuert den Zertifikatspreis, wird aber so bereitgestellt, dass der Deckel der im EU ETS erfassten Gesamtemissionen eingehalten wird, z.B. durch einen Brenn-

stoffwechsel von Kohle zu Gas in konventionellen Kraftwerken. Daher führt die Implementierung von PtX-Technologien solange die Stromerzeugung durch das EU ETS reglementiert ist, nicht zu zusätzlichen Emissionen und ist daher als CO₂-neutral oder mit durchschnittlichen spezifischen Emissionen zu bewerten.

In wieweit die aktuellen Emissionsminderungsmechanismen dieser Darstellung entsprechen, ist innerhalb des Konsortiums umstritten. So ist das kürzlich erfolgte Herausnehmen von Emissionszertifikaten aus dem EU ETS ein Eingriff, der sich mit der großen Menge an verfügbaren Zertifikaten begründen lässt. Eine Veränderung der Zielsetzung ist mit diesem Eingriff allerdings auch direkt verbunden. Entsprechend wäre ein Aufstocken an Zertifikaten denkbar, wenn z.B. die Verfügbarkeit an Emissionszertifikaten die wirtschaftliche Entwicklung in der EU einschränkt. Daher hängt die Wirksamkeit des EU ETS und die „Härte“ des Emissionsdeckels letztendlich am politischen Willen der Umsetzung und steht im Zweifelsfall unter Vorbehalt der Politik.

Der Vorteil einer systemdienlichen Fahrweise ist systemischer Natur. Eine anderweitig anfallende Abregelung von erneuerbar erzeugtem Strom wird unterbunden. Daher werden in dieser Roadmap verschiedene Szenarien für den Betrieb der PtX-Technologien angewendet, um die entsprechende Bandbreite der möglichen Emissionen darstellen zu können. Die bisher dargestellten Szenarien sollen zum jetzigen Zeitpunkt jedoch nicht als Abbildung der vollständigen Bandbreite (Best/Worst-Case) verstanden werden.

Neben der Frage nach der Zuverlässigkeit der politischen Rahmenbedingungen, gibt es auch die Position, dass die Wirksamkeit des EU ETS nicht gegeben ist. Das Argument mit dem Cap gilt nur, wenn Knappheit herrscht. Zurzeit und absehbar auch noch bis 2030 gilt das nicht – das EU ETS-System hat einen großen Überschuss. So lange ein Überschuss an Zertifikaten herrscht, wird es einfach Mehremissionen im EU ETS-Sektor geben (die zwar mit einem Preis belegt sind, aber der im Zweifelsfall nicht hoch genug ist, um Emissionsvermeidung zu triggern).

Außerdem wurde mit der EU ETS-Reform dieses Jahr ein Löschemechanismus eingeführt. Etwas verkürzt funktioniert dieser wie folgt: Wenn der Überschuss im System („Allowances in Circulation“) einen gewissen Schwellenwert übersteigt, wird ein Teil der Auktionsmenge des Folgejahres nicht veräußert, sondern in die Marktstabilitätsreserve verschoben. Wenn die Marktstabilitätsreserve höher ist als die Auktionsmenge im Folgejahr, werden ab 2023 die Zertifikate, die über die Auktionsmenge hinausgehen, gelöscht. Sie können dann auch nicht mehr in Folgejahren in den

Markt kommen. D.h. es erfolgt über die Löschung eine Verschärfung des Reduktionszieles im EU ETS. Wenn jetzt Emissionen aus dem EU ESD in den EU ETS verschoben werden, dann wird weniger gelöscht und damit ist die Verschiebung nicht emissionsneutral. Die Aussage, dass es keinen Unterschied mache, ob der Strom für den Verkehrssektor aus erneuerbarer Stromerzeugung stammt oder aus konventionellen Anlagen, stimmt also nicht. Denn höhere Emissionen im Stromsektor führen zu einer geringeren Löschung aus der Marktstabilitätsreserve.

Zudem sieht die EU ETS-Richtlinie die Möglichkeit vor, dass Mitgliedsstaaten ihre Auktionsmengen kürzen können (und die entsprechenden Zertifikate stilllegen), wenn konventionelle Kraftwerke abgeschaltet werden. Wenn also zusätzliche Stromnachfrage dazu führt, dass konventionelle Stromerzeuger weiter am Markt bleiben, dann kann die Stilllegung durch Mitgliedsstaaten nicht erfolgen. (Im Gegensatz zur Löschung in der Marktstabilitätsreserve ist dies allerdings kein Automatismus – die Mitgliedsstaaten können, aber müssen nicht, stilllegen.)

Fazit ist, dass das Argument zwar formal bei einem schulbuchmäßig umgesetzten EU ETS stimmt, aber im tatsächlich bestehenden System nicht. Die Argumentation gilt nicht nur für die Frage der Stromemissionen, sondern auch für die CCU-Argumentation im Dokument. Zudem ist nicht zu vergessen, dass die Aufteilung der Budgets auf EU ESD / EU ETS ist politisch gesetzt ist und auch in der Zukunft verändert werden könnte. Die ETS-Cap ist nicht kompatibel mit dem Paris-Ziel, die Erderwärmung auf unter 2 Grad Celsius zu begrenzen, es ist deswegen eine Revisionsklausel in die Richtlinie eingebaut, damit das Ziel verschärft werden kann.

24. Funktion von PtX als Sektorkopplungstechnologie

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Hanna Dura (DECHEMA)

PtX-Verfahren sind klassische Sektorkopplungstechnologien. Sie ermöglichen den Eintrag von erneuerbarer Energie, in Form von erneuerbar erzeugtem Strom, in Wärme- und Verkehrsanwendungen. Stoffliche PtX-Technologien wandeln den Strom in chemische Energie um, die dann in den erzeugten Energieträgern für die Anwendung zur Verfügung steht. Diese Anwendungen können durch Substitution ihrer konventionellen fossilen Energieträger durch mit PtX-Technologien erzeugte Energieträger defossilisiert werden.

Andererseits können Elektrolyseverfahren als flexible Verbraucher betrieben werden und ggf. mit ihrer Flexibilität einen netzdienlichen oder systemdienlichen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes bei hohen Anteilen erneuerbarer, elektrischer Energie leisten, in dem z.B. Spitzen der erneuerbaren Stromerzeugung in die Elektrolyse umgeleitet wird.

Die Anforderungen an die PtX-Technologien unterscheiden sich in diesen beiden Betrachtungsweisen:

- › Um die Zielsetzung einer möglichst weitgehenden, kostengünstigen Defossilisierung durch Substitution eines fossilen Energieträgers in einer Anwendung durch einen stofflichen PtX-Energieträger zu erreichen, ist die Optimierung und Integration der Prozesskette auf die Produktion des gewünschten Produktes und der gewünschten Produktionsmenge sinnvoll. Es werden möglichst hohe Volllaststunden angestrebt, d.h. die Anlage wird möglichst kontinuierlich betrieben, um den Beitrag der Kapitalkosten zu den spezifischen Produktkosten zu minimieren. Die Auswahl des möglichen Standortes orientiert sich an der Verfügbarkeit der benötigten Rohstoffe (Strom, Wasser, CO₂). Bei ausreichendem Stromnetzausbau und Verfügbarkeit von Wasser, kommt dabei der Verfügbarkeit von CO₂ eine Schlüsselrolle zu.
- › Für die Nutzung von stofflichen PtX-Technologien mit dem Ziel, das Stromnetz lokal zu stabilisieren, ist es aufgrund begrenzter Produktionszeiten sinnvoll, die Investitionskosten und damit die Prozesskette möglichst kurz zu halten. Dies ist auch im Hinblick auf den in diesem Markt bestehenden Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen (Netzausbau, Speicher, direkte Sektorkopplung (z.B. Strom-Wärmeerzeuger), Nachfragemanagement, Abregelung) zu betrachten. Einer anschließenden (durch Produktspeicher verstetigten) Weiterverarbeitung der Vorprodukte steht dies nicht im Wege. Eine Elektrolyse kann negative (positive) Flexibilität bereitstellen, in dem sie von ihrem Referenzbetriebspunkt aus hochgefahren (heruntergefahren) wird. Es gibt Anlagenkonfigurationen, die zwischen dem Elektrolysemodus und Brennstoffzellenmodus hin- und herschalten können und daher sowohl als flexibler Stromverbraucher, als auch als -erzeuger im System fungieren können. Für die Bereitstellung der negativen Flexibilität ist auch das Abregeln von nicht benötigtem Strom eine, ggf. wirtschaftlich sinnvollere, Alternative. Der Referenzbetrieb ist als ein zusätzlicher Verbraucher am Stromnetz zu werten. Der Standort der PtX-Anlage würde sich an den Bedürfnissen der Netzstabilisierung, z.B. an einem besonders kritischen Netzknotenpunkt, ausrichten.

Die beiden Optionen unterscheiden sich jeweils in ihrem Produktspektrum. Im ersten Fall ist der PtX-Energieträger das Hauptprodukt, während im zweiten Fall das Anbieten von Flexibilität das Hauptprodukt ist. Dies schließt nicht aus, dass in beiden Fällen jeweils Beiträge hinsichtlich des Hauptproduktes des jeweils anderen Falls getätigt werden, aber die Auslegung, Prozesskette und die Standortwahl der Anlage werden sich in beiden Fällen fundamental unterscheiden.

25. Verwendung der Begriffe Dekarbonisierung vs. Defossilisierung

Autoren: Florian Ausfelder (DECHEMA), Rainer Grießhammer (Öko-Insitut)

Im vorliegenden Dokument wurde, mit wenigen begründeten Ausnahmen, der Begriff der „Defossilisierung“ verwendet und nicht der sonst häufig verwendete Begriff der „Dekarbonisierung“. Das übergeordnete Ziel ist die Reduzierung von Treibhausgasen und beide Begriffe beziehen sich streng genommen nur auf Kohlenstoff, bzw. von ihm abgeleitete Treibhausgase (CO_2 und CH_4) und damit auf einen Teil der bekannten Treibhausgase.

Für die Verwendung des Begriffes der „Dekarbonisierung“ (des Energiesystems), streng genommen also die Entfernung des Kohlenstoffs und seiner Verbindungen (aus dem Energiesystem), spricht, dass er weltweit verwendet wird und zwar auch für die Beschreibung von Prozessen, wie etwa die Biomassenutzung, die durchaus auch weiterhin Kohlenstoff und seine abgeleiteten Verbindungen nutzen.

Für die Verwendung des Begriffes der „Defossilisierung“ (des Energiesystems), streng genommen der weitest gehende Verzicht auf den Eintrag fossiler Kohlenstoffverbindungen, spricht, dass er nicht den Eindruck erweckt, man könne auf kohlenstoffhaltigen Verbindungen verzichten. Dafür wird es u.a. insb. in der chemischen Industrie auch zukünftig einen Bedarf geben, der nicht ausschließlich aus Biomasse gedeckt werden kann. Insbesondere ist die Nutzung von CO_2 als Baustein für die Bereitstellung von z.B. Chemikalien und Kraftstoffen, im Sinne einer erneuten Nutzung des ursprünglich (fossilen) Kohlenstoffs mit dem Begriff der Defossilisierung, nicht aber mit dem Begriff Dekarbonisierung vereinbar.

LITERATURVERZEICHNIS

- AGEB, AG Energiebilanzen e.V. (2018a). Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2017. Berlin.
Online im Internet: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ausw_30jul2018_ov.xls (Zugriff am: 14.08.2018).
- AGEB, AG Energiebilanzen e.V. (2018b). Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2016.
Online im Internet: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=bilanz16d.xls.
- AGEB, AG Energiebilanzen e.V. (2017). Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2016 (Bearbeitungsstand 10.08.2017).
Online im Internet: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=bilanz15d.xls.
- AGEB, AG Energiebilanzen e.V. (2018c). Satellitenbilanz Erneuerbare Energien 2016 (Bearbeitungsstand 11.04.2018).
Online im Internet: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=sat16.xls (Zugriff am: 14.08.2018).
- Artz, Jens u. a. (2018). Sustainable Conversion of Carbon Dioxide: An Integrated Review of Catalysis and Life Cycle Assessment.
In: *Chemical Reviews*, 118 (2018), 2, S. 434–504.
- Assen, Niklas von der u. a. (2016). Selecting CO₂ Sources for CO₂ Utilization by Environmental-Merit-Order Curves. In: *Environmental Science & Technology*, 50 (2016), 3, S. 1093–1101.
- Ausfelder, Florian u. a. (2017). Sektorkopplung - Untersuchung und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. München: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften [u.a.] (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft).
- Ausfelder, Florian u. a. (Hrsg.). (2015). Wechselwirkungen im Energiesystem: Mechanismen - Interaktionen - Beispiele. Stand: September 2014. München: acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften [u.a.] (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft).
- Ausfelder, Florian, Bazzanella, Alexis (2008). Diskussionspapier: Verwertung und Speicherung von CO₂. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
- Ausfelder, Florian, DBG, Deutsche Bunsen-Gesellschaft für physikalische Chemie e.V. (2015). Positionspapier Energiespeicher der Beitrag der Chemie. Frankfurt am Main.
- Ausfelder, Florian, Seitz, Antje, Serafin, von Roon (2018). Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie Methodik, Potenziale, Hemmnisse. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
- BAFA, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2016a). Amtliche Mineralölstatistiken für die Bundesrepublik Deutschland. Frankfurt am Main. Online im Internet: <https://www.mwv.de/wp-content/uploads/2016/09/mwv-statistiken-amtliche-mineraloelstatistiken-2016.zip>.
- BAFA, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2016b). Merkblatt zu Zusatzoptionen - Pilotprogramm Einsparzähler.
- Bareiß, Kay, Schönleber, Konrad, Hamacher, Thomas (2018). Technical Report: Szenarien für den Strom-Mix zukünftiger, flexibler Verbraucher am Beispiel von P2X-Technologien. Online im Internet: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1436016/530236.pdf> (Zugriff am: 22.05.2018).
- Bausa, Jürgen, Watzdorf, von, Rüdiger, Marquardt, Wolfgang (1998). Shortcut methods for nonideal multicomponent distillation: I. Simple columns. In: *AIChE Journal*, 44 (1998), 10, S. 2181–2198.
- Bazzanella, Alexis, Ausfelder, Florian (2017). TECHNOLOGY STUDY: Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
- BCG, The Boston Consulting Group, Prognos AG (2018). Klimapfade für Deutschland.
- BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2018). Kraftwerkspark in Deutschland - Aktueller Kraftwerkspark, Stromerzeugungsanlagen im Bau und Planung, absehbare Stilllegungen konventioneller Kraftwerke. Berlin.
- Bernt, Maximilian, Siebel, Armin, Gasteiger, Hubert A. (2018). Analysis of Voltage Losses in PEM Water Electrolyzers with Low Platinum Group Metal Loadings. In: *Journal of The Electrochemical Society*, 165 (2018), 5, S. F305–F314.
- Bertuccioli, Luca u. a. (2014). Study on development of water electrolysis in the EU. E4tech, Element Energy.
- BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2016). Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung.
- BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2018). Schätzung geht von etwa 32 Prozent Minderung bis 2020 aus. Kabinett beschließt dritten Klimaschutzbericht.
- BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2007). Verkehr und Umwelt - Herausforderungen.
- BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018a). Energiedaten: Gesamtausgabe.
Online im Internet: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>.
- BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018b). Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende „Die Energie der Zukunft“ Berichtsjahr 2016. Berlin.
Online im Internet: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.html>.
- BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; AGEE-Stat, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (2018). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (1990-2017). Online im Internet: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html.
- Brostow, W. (Hrsg.). (2007). Physical properties of polymers handbook. New York, NY: Springer.
- Brynolf, Selma u. a. (2018). Electrofuels for the transport sector: A review of production costs. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81 (2018), S. 1887–1905.

- Bundesnetzagentur, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2017). Monitoringbericht 2017 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn.
Online im Internet: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Burger, B., Bauer, C. (2007). Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Dübendorf, CH: Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories. Online im Internet: www.ecoinvent.org.
- Burger, Jakob, Ströfer, Eckhard, Hasse, Hans (2012). Chemical Equilibrium and Reaction Kinetics of the Heterogeneously Catalyzed Formation of Poly(oxymethylene) Dimethyl Ethers from Methylal and Trioxane. In: *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 51 (2012), 39, S. 12751–12761.
- Burger, Jakob, Ströfer, Eckhard, Hasse, Hans (2013). Production process for diesel fuel components poly(oxymethylene) dimethyl ethers from methane-based products by hierarchical optimization with varying model depth. In: *Chemical Engineering Research and Design*, 91 (2013), 12, S. 2648–2662.
- Burre, J., Bongartz, D., Mitsos, A. (2018a). Comparison of Processes for the Production of (Poly-)Oxymethylene Dimethyl Ether from Renewable Hydrogen and Green CO₂; Vortrag auf TMFB-Konferenz, Aachen
- Burre, J., Bongartz, D., Mitsos, A. (2018b). Modellierung eines Benchmarkprozesses zur Produktion von OME3-5 aus regenerativ erzeugtem H₂ und grünem CO₂. Frankfurt am Main: RWTH Aachen University, Aachener Verfahrenstechnik, Systemverfahrenstechnik.
- Buttler, Alexander, Spliethoff, Hartmut (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82 (2018), S. 2440–2454.
- Capros, Pantelis u. a. (2016). EU reference scenario 2016: energy, transport and GHG emissions: trends to 2050. Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- Carbon Recycling International (2017). - World's Largest CO₂ Methanol plant.
Online im Internet: <http://carbonrecycling.is/george-olah/> (Zugriff am: 03.07.2017).
- Carmo, Marcelo u. a. (2013). A comprehensive review on PEM water electrolysis. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 38 (2013), 12, S. 4901–4934.
- Chapman, Adrian u. a. (2013). Study on Critical Raw Materials at EU Level. Oakdene Hollands Research & Consulting, Fraunhofer ISI.
- Climeworks AG (2018a). Carbon Brief – The Swiss company hoping to capture 1% of global CO₂ emissions by 2025. Capturing CO₂ from air. Online im Internet: <http://www.climeworks.com/carbon-brief-the-swiss-company-hoping-to-capture-1-of-global-co2-emissions-by-2025/> (Zugriff am: 21.02.2018).
- Climeworks AG (2018b). Climeworks CO₂ Capture plant. Online im Internet: <http://www.climeworks.com/our-products/> (Zugriff am: 08.08.2018).
- Council of the European Union (2018). Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources - Analysis of the final compromise text with a view to agreement. Brüssel. Online im Internet: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CONSIL:ST_10308_2018_INIT&from=EN.
- DEHSt, Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (2017). Treibhausgasemissionen 2016 - Emissionshandlungspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2016). Berlin.
- Deloitte Sustainability u. a. (2017). Study on the review of the list of critical raw materials.
- destatis, Statistisches Bundesamt (2018a). Bruttostromerzeugung in Deutschland für 2015 bis 2017. Online im Internet: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/Bruttostromerzeugung.html> (Zugriff am: 08.08.2018).
- destatis, Statistisches Bundesamt (2018b). Ein- und Ausfuhr von Elektrizität: Deutschland, Monate, Länder (1990-2018). Online im Internet: https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/data;jsessionid=B15675D84A9495F5CD448BD45B36320A.tomcat_GO_2_1?operation=abruftabelleAbrufen&selectionname=43311-0003&levelindex=0&levelid=1328438643311&index=1 (Zugriff am: 16.08.2018).
- destatis, Statistisches Bundesamt (2017). Energieverbrauch in der Industrie im Jahr 2016 um 1,4 % gestiegen. Pressemitteilung Nr. 398. Online im Internet: https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2017/11/PD17_398_435.html (Zugriff am: 14.08.2018)
- Deutz, Sarah u. a. (2018). Cleaner production of cleaner fuels: wind-to-wheel – environmental assessment of CO₂-based oxymethylene ether as a drop-in fuel. In: *Energy & Environmental Science*, 11 (2018), 2, S. 331–343.
- Dieckhoff, Christian u. a. (2014). Zur Interpretation von Energieszenarien. München (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft).
- DIW Berlin, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (2002). DIW Berlin - Website Archive.
Online im Internet: https://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.30579.de#TAB1 (Zugriff am: 08.08.2018).
- Dorfner, Johannes u. a. (2017). tum-ens/urbs: v0.7.1 (Version v0.7.1). Zenodo. <http://doi.org/10.5281/zenodo.886952>.
- Dowson, Mark u. a. (2012). Streamlined life cycle assessment of transparent silica aerogel made by supercritical drying. In: *Applied Energy*, 97 (2012), S. 396–404.
- Drunsel, Jan-Oliver, Renner, Mario, Hasse, Hans (2012). Experimental study and model of reaction kinetics of heterogeneously catalyzed methylal synthesis. In: *Chemical Engineering Research and Design*, 90 (2012), 5, S. 696–703.
- Europäische Kommission (2018). Emission reductions by 2030: -30%. Effort sharing: Member States' emission targets.
Online im Internet: https://ec.europa.eu/clima/policies/effort_en.
- Europäische Kommission (2011). Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050. Brüssel.

- Europäische Kommission (2017). Two years after Paris - Progress towards meeting the EU's climate commitments. Brussels.
- FNR, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (2014). Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Faustzahlen. Faustzahlen Biogas. Online im Internet: <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/> (Zugriff am: 05.03.2018).
- Freveland, L.K., Hedelund, J.W. (o. J.). Process for production of methylal o. J.
- Global CCS Institute, Parsons Brinckerhoff (2011). Accelerating the uptake of CCS: industrial use of captured carbon dioxide. Docklands, Australia. Online im Internet: <http://www.globalccsinstitute.com/publications/accelerating-uptake-ccs-industrial-use-captured-carbon-dioxide>.
- Goeppert, Alain u. a. (2012). Air as the renewable carbon source of the future: an overview of CO₂ capture from the atmosphere. In: *Energy & Environmental Science*, 5 (2012), 7, S. 7833.
- Grützner, Thomas u. a. (2007). Development of a new industrial process for trioxane production. In: *Chemical Engineering Science*, 62 (2007), 18–20, S. 5613–5620.
- Haas, Thomas u. a. (2018). Technical photosynthesis involving CO₂ electrolysis and fermentation. In: *Nature Catalysis*, 1 (2018), 1, S. 32–39.
- Härtl, Martin u. a. (2015). Oxygenate screening on a heavy-duty diesel engine and emission characteristics of highly oxygenated oxymethylene ether fuel OME 1. In: *Fuel*, 153 (2015), S. 328–335.
- Henning, Hans-Martin, Palzer, Andreas (2015). Was Kostet die Energiewende? – Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE).
- Hirschberg, Hans G. (1999). Handbuch Verfahrenstechnik und Anlagenbau Chemie, Technik, Wirtschaftlichkeit. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. Online im Internet: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:1111-20131110367> (Zugriff am: 22.05.2018).
- Hirst, David (2018). Carbon Price Floor (CPF) and the price support mechanism. Online im Internet: <http://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/SN05927/SN05927.pdf>.
- Horizon 2020 - Working Programme (2014-2015) (2014). Technology Readiness level (TRL). .
- Huijbregts, Mark A. J. u. a. (2017). ReCiPe2016: a harmonised life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 22 (2017), 2, S. 138–147.
- Hüttenrauch, J. u. a. (2015). Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilnetze. In: *Energie Wasser Praxis*, 4 (2015), S. 44–49.
- IATA, International Air Transport Association (2018). Fact Sheet - Climate Change & CORSIA http://www.iata.org/pressroom/facts_figures/fact_sheets/Documents/fact-sheet-climate-change.pdf (Zugriff am 25.8.2018)
- IEA, International Energy Agency; NEA, Nuclear Energy Agency (2010). Projected costs of generating electricity 2010. Paris.
- IMO, International Maritime Organization (2014). Reduction of GHG emissions from ships - Third IMO GHG Study 2014- Final Report. London. Online im Internet: <http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Documents/Third%20Greenhouse%20Gas%20Study/GHG3%20Executive%20Summary%20and%20Report.pdf>.
- infas, Institut für angewandte Sozialwissenschaften GmbH; DLR, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Verkehrsforschung (2008). Mobilität in Deutschland - MiD 2008.
- Jon, Augestad (2007). BASF erhöht die Ethylenoxid-Kapazitäten in Europa für EO-Derivate. PROCESS – Chemie, Pharma, Verfahrenstechnik. Online im Internet: <https://www.process.vogel.de/basf-erhoeht-die-ethylenoxid-kapazitaeten-in-europa-fuer-eo-derivate-a-94315/> (Zugriff am: 16.08.2016).
- KBA, Kraftfahrtbundesamt (2015). 14.259 Kilometer: Die jährliche Fahrleistung deutscher Pkw - Erstmals Ergebnisse aus Echtzeiten. Pressemitteilung Nr. 15/2015. Online im Internet: https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2011_2015/2015/Allgemein/pm15_15_jaehrliche_fahrleistung_deutscher_pkw.html (Zugriff am: 14.08.2018).
- KBA, Kraftfahrtbundesamt (2017a). Bestand am 1. Januar 2017 nach Umwelt-Merkmalen. Online im Internet: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2017/2017_umwelt_node.html (Zugriff am: 18.08.2018).
- KBA, Kraftfahrtbundesamt (2018). Bestand am 1. Januar 2018 nach Motorisierung. Online im Internet: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Motorisierung/motorisierung_node.html (Zugriff am: 16.08.2018).
- KBA, Kraftfahrtbundesamt (2016a). Bestand an Personenkraftwagen nach Segmenten und Modellreihen am 1. Januar 2017 gegenüber 1. Januar 2016. Bestand nach Segmenten und Modellreihen (FZ 12). Online im Internet: https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2017/fz12_2017_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Zugriff am: 08.08.2018).
- KBA, Kraftfahrtbundesamt (2017b). Personenkraftwagen am 1. Januar 2016 nach ausgewählten Merkmalen. Online im Internet: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2017/2017_umwelt_node.html (Zugriff am: 17.08.2018).
- KBA, Kraftfahrtbundesamt (2016b). Verkehr in Kilometern der deutschen Kraftfahrzeuge im Jahr 2016. Online im Internet: https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/2016/2016_verkehr_in_kilometern_node.html (Zugriff am: 08.08.2018).
- Kopp, M. u. a. (2017). Energiepark Mainz: Technical and economic analysis of the worldwide largest Power-to-Gas plant with PEM electrolysis. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 42 (2017), 19, S. 13311–13320.
- LBEG, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Niedersachsen (2018). Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2017. Hannover. Online im Internet: https://www.lbeg.niedersachsen.de/download/130988/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2017.pdf.
- Luftl, Sigrid; P. M., Visakh; Sarathchandran, C. (Hrsg.). (2014). Polyoxymethylene handbook: structure, properties, applications and their nanocomposites. Hoboken, New Jersey: Scrivener Publishing/Wiley.

- Mancini, Lucia u. a. (2015). Potential of life cycle assessment for supporting the management of critical raw materials. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 20 (2015), 1, S. 100–116.
- Marheineke, T. (2002). *Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken*. Stuttgart.
- Müller, Karsten u. a. (2015). Liquid Organic Hydrogen Carriers: Thermophysical and Thermochemical Studies of Benzyl- und Dibenzyl-toluene Derivatives. In: *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 54 (2015), 32, S. 7967–7976.
- Münz, Markus u. a. (2018). OME - Partikelbewertung unter Realfahrbedingungen. In: *MTZ - Motortechnische Zeitschrift*, 79 (2018), 3, S. 16–21.
- MWV, Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2018). Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Superbenzin [€/cent/Liter]. Statistiken - Preiszusammensetzung. Online im Internet: <https://www.mwv.de/statistiken/preiszusammensetzung/>.
- Norm DIN EN ISO 14040:2009-11 (2009). *Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006)* o. J.
- Norm DIN EN ISO 14044:2018-05 (2018). *Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen (DIN EN ISO 14044:2018-05)* o. J.
- Omari, A., Heuser, B., Pischinger, S. (2017). Potential of oxymethylenether-diesel blends for ultra-low emission engines. In: *Fuel*, 209 (2017), S. 232–237.
- Peters, Max Stone, Timmerhaus, Klaus Dieter, West, Ronald Emmett (2003). *Plant design and economics for chemical engineers*. 5. ed., internat. ed. Boston: McGraw-Hill (McGraw-Hill international editions).
- Pfennig, Maximilian u. a. (2017). Mittel- und langfristige Potenziale von PtL- und H₂-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen - Teilbericht. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES).
- Quasching, Volker (2016). Sektorkopplung durch die Energiewende. In: (2016), S. 38.
- Repenning, Julia u. a. (2015). *Klimaschutzszenario 2050*. Berlin: Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI (= 2. Runde - Endbericht).
- Reuss, Günther u. a. (2000). Formaldehyde. In: *Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA (Hrsg.). Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*. Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. Online im Internet: http://doi.wiley.com/10.1002/14356007.a11_619 (Zugriff am: 03.07.2018).
- Reuß, M. u. a. (2017). Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. In: *Applied Energy*, 200 (2017), S. 290–302.
- Robinius, Martin, Otto, Alexander, Heuser, Philipp, u. a. (2017). Linking the Power and Transport Sectors – Part 1: The Principle of Sector Coupling. In: *Energies*, 10 (2017), 7, S. 956.
- Robinius, Martin, Otto, Alexander, Syranidis, Konstantinos, u. a. (2017). Linking the Power and Transport Sectors – Part 2: Modelling a Sector Coupling Scenario for Germany. In: *Energies*, 10 (2017), 7, S. 957.
- Schiebahn, Sebastian u. a. (2015). Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 40 (2015), 12, S. 4285–4294.
- Schieweck, Benjamin G., Klankermayer, Jürgen (2017). Tailor-made Molecular Cobalt Catalyst System for the Selective Transformation of Carbon Dioxide to Dialkoxymethane Ethers. In: *Angewandte Chemie International Edition*, 56 (2017), 36, S. 10854–10857.
- statista (2018a). Durchschnittlicher Preis für Superbenzin in Deutschland in den Jahren 1972 bis 2018* (Cent pro Liter). Statista - Das Statistik-Portal. Online im Internet: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/776/umfrage/durchschnittspreis-fuer-superbenzin-seit-dem-jahr-1972/> (Zugriff am: 08.08.2018).
- statista (2018b). Fahrleistung der Personenkraftwagen in Deutschland von 1970 bis 2016. Online im Internet: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/2984/umfrage/entwicklung-der-fahrleistung-von-pkw/> (Zugriff am: 16.08.2018).
- statista (2016). Statistiken zum Wasserverbrauch. Online im Internet: <https://de.statista.com/themen/153/wasserverbrauch/> (Zugriff am: 09.08.2018).
- Sternberg, André, Bardow, André (2015). Power-to-What? – Environmental assessment of energy storage systems. In: *Energy & Environmental Science*, 8 (2015), 2, S. 389–400.
- Sterner, M. (2015). *Speichertechnologien und ihre Entwicklungspfade*. Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher FENES, OTH Regensburg. Online im Internet: https://www.energieland.hessen.de/bfeh/frankfurt/Port_Dr_Michael_Sterner_Speichertechnologien_und_Entwicklungspfade.pdf.
- Stocker, Thomas (Hrsg.). (2014). *Climate change 2013: the physical science basis: Working Group I contribution to the Fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. New York: Cambridge University Press.
- Thenert, Katharina u. a. (2016). Ruthenium-Catalyzed Synthesis of Dialkoxymethane Ethers Utilizing Carbon Dioxide and Molecular Hydrogen. In: *Angewandte Chemie International Edition*, 55 (2016), 40, S. 12266–12269.
- Töpler, Johannes; Lehmann, Jochen (Hrsg.). (2014). *Wasserstoff und Brennstoffzelle*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. Online im Internet: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-642-37415-9> (Zugriff am: 18.06.2018).
- UBA, Umweltbundesamt (2016). CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. (= Climate Change). Online im Internet: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf.
- UBA, Umweltbundesamt (2017a). Emissionen der von der UN-Klimarahmenkonvention abgedeckten Treibhausgase. Online im Internet: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/01-klima_klim-01_emission-treibhausgase_abbildung_datentabelle.pdf.
- UBA, Umweltbundesamt (2017b). Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2016. (= Climate Change). Online im Internet: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-05-22_climate-change_15-2017_strommix.pdf.

- UBA, Umweltbundesamt (2014). Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Dessau-Roßlau.
Online im Internet: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_dt.pdf.
- VCI, Verband der chemischen Industrie e.V. (2018). Chemiewirtschaft in Zahlen online.
Online im Internet: <https://www.vci.de/die-branche/zahlen-berichte/chemiewirtschaft-in-zahlen-online.jsp> (Zugriff am: 17.08.2018).
- VDI, Verein Deutscher Ingenieure (2012). VDI Richtlinie 4600: Kumulierter Energieaufwand (KEA) - Begriffe, Berechnungsmethoden.
- Vertin, Keith D. u. a. (1999). Methylal and Methylal-Diesel Blended Fuels for Use in Compression-Ignition Engines. In: .
Online im Internet: <http://papers.sae.org/1999-01-1508/> (Zugriff am: 03.07.2018).
- Viebahn, Peter u. a. (2017). Teilbericht 1 - Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF Energiewende.
- Wagemann, Kurt, Ausfelder, Florian (2017). E-Fuels - Mehr als eine Option. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
- Weger, Lindsey, Abánades, Alberto, Butler, Tim (2017). Methane cracking as a bridge technology to the hydrogen economy. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 42 (2017), 1, S. 720–731.
- Weidert, J.-O. u. a. (2017). Development of an Integrated Reaction–Distillation Process for the Production of Methylal. In: *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 56 (2017), 2, S. 575–582.
- Wietschel, M. u. a. (2018). Sektorkopplung - Definitionen, Chancen und Herausforderungen. Karlsruhe.
- Wüstenhagen, Rolf, Wolsink, Maarten, Bürer, Mary Jean (2007). Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. In: *Energy Policy*, 35 (2007), 5, S. 2683–2691.
- Yang, C, Ogden, J (2007). Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 32 (2007), 2, S. 268–286.
- Zapf, Martin (2017). Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem: Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg.

ANHANG

Anhang 1: Spezifische Angaben zu berücksichtigten Systemkomponenten der PEM-Elektrolyse aus Kapitel 15.1.2

Derzeit sind folgende Komponenten des PEM-Elektrolyseurs mit einer elektrischen Leistung des Stacks von 1 MW abgebildet und werden ökobilanziell bewertet:

- PEM-Elektrolyse (Materialien)
 - Verwendet werden nur Datensätze für 2017. In zukünftigen Szenarien (2050) sind die Materialien daher übermäßig mit CO₂-Emissionen belastet.
 - Trocknung des Wasserstoffs
 - Verwendetes Verfahren: TSA mit Silica Gel
 - Allerdings unklar: Welche Trockenheit ist durch Nachfolgeprozess gefordert? Dies kann ggf. das Trocknungsverfahren ändern und dadurch Effizienz steigern und CO₂-Emissionen senken.
 - Einschränkung: Spülverluste werden aktuell noch vernachlässigt. Dies kann je nach Konzept und gefordertem Trocknungsgrad einen Wasserstoff-Verlust von bis zu 10 % oder eine erhöhte elektrische Leistung bedeuten. Der Einfluss der Trocknung ist demzufolge unterbewertet.
 - Betriebsstrom (PEM-Elektrolyseur), gemäß den zwei Strommixen und Betriebsstrategien (vgl. Kapitel 8)
- Prozesswasser
 - Verwendet wurden Werte für „ultra pure“, in kommerziellen Anlagen wird jedoch DI-Wasser verwendet. Der energetische und CO₂-Emissions-Aufwand für das Prozesswasser wird demnach überbewertet.
- Wasserstoffspeicher²⁰ (130 m³)
 - Einschränkung: Für diesen Speicher muss noch der minimale durch die Anwendung vorgegebene Druck berücksichtigt werden, da ohne Verdichter nur die Differenz zwischen Elektrolyse- und Anwendungsdruck genutzt werden kann und daher der Speicher ggf. deutlich vergrößert werden muss. Diese Abstimmung wird im weiteren Verlauf des Projektes erfolgen.
- 10 – 20 t Fundament (Beton)

Die Arbeiten befinden sich aktuell noch in einem sehr frühen Stadium und sind nicht abgeschlossen. Folgende Komponenten der Anlage mit Elektrolyseur konnten derzeit noch nicht abgebildet werden und werden im späteren Verlauf ausgewiesen.

- Trockner (Material)
- Kompressor (Annahmen für PEM-Elektrolyseur). Dieser ist jedoch nur bei bestimmten Anwendungen notwendig, wie bei der Weiterverwendung zur Herstellung von Oxymethylenethern (OME_x, Kapitel 16.2).
- Anlagenbau und -demontage (inkl. Anlagentechnik wie Verkabelung, Gebäude, Peripherie, Betriebsmittel)

²⁰ Tagesproduktion an H₂ eines 1 MW_{el} Elektrolyseurs: 0,2916 t/d, Dichte von H₂ bei 30 bar und 60 °C 2,18 kg/m³

Anhang 2: Spezifische Angaben zu berücksichtigten Systemkomponenten der LOHC-Technologie aus Kapitel 16.1.2

Die Verflüssigung wird durch eine Hydrierungsanlage durchgeführt, welche für das Jahr 2018 sowie 2050 mit den jeweiligen Einsparpotenzialen an Materialien modelliert wurde. Dabei orientiert sich die Anlagengröße an dem vorgeschalteten Prozess der PEM-Elektrolyse. Es wird davon ausgegangen, dass eine 1-MW-Hydrierungsanlage 21 kg Wasserstoff pro Betriebsstunde umsetzt. Das LOHC wird in einem 43,27 m³ großen Speicher zwischengeladen. Anschließend erfolgt der Transport des beladenen LOHC über 250 km mit einem EURO 6 Tanklastwagen zum Ziel. Der zurückkehrende Lastwagen liefert das unbeladene LOHC in einen Zwischenspeicher.

Beim Dehydrierungsprozess werden 1 kg Wasserstoff aus 16,13 kg LOHC dehydriert. Folgende Energiemengen sind dafür notwendig:

- 1,4 kWh Strom oder Erdgas²¹ für Wärmebereitstellung
- 2,8 kWh Strom für Pumpen, Mess- und Steuerungstechnik

Das geladene LOHC wird am 1-MW-Dehydrierer in einen Zwischentank eingespeichert. Das ungeladene LOHC wird aus einem Tank in den leeren Tanklastwagen eingelassen und zum Hydrierer zurücktransportiert. Auch hier wird davon ausgegangen, dass der 1-MW-Dehydrierer 21 kg Wasserstoff aus dem LOHC pro Stunde austreibt, wodurch sich die Folgenden Daten ergeben für den 1-MW-Dehydrierer:

- Transport des LOHC über 250 km mit EURO6 Tanklastwagen
- Speicher LOHC ungeladen (43,27m³)
- Speicher LOHC geladen (43,27m³)

Die Analyse des LOHC Prozesses erfolgt im Istzustand (2018) sowie hinsichtlich des Entwicklungsziels im Jahr 2050. In Tabelle 0.1 sind die Veränderungen des Materialbedarfs aufgezeigt.

Tabelle 0.1 Materialeinsparung zwischen 2018 und 2050 für eine Anlagengröße von 1 MW (bezogen auf den Wasserstoff)

	2018	2050
Stahl hochlegiert (Hydrierung)	2000 kg	1800 kg
Ruthenium (Hydrierung)	6,5 kg	3,9 kg
Stahl hochlegiert (Dehydrierung)	2000 kg	1000 kg
Platin (Dehydrierung)	0,6 kg	0,3 kg

Der Bedarf an Energie und Prozessstoffen zur Herstellung von 1 kg Wasserstoff ist in Tabelle 0.2 aufgeführt.

Tabelle 0.2 Energie und Prozessstoffe für die Herstellung von 1 kg getrocknetem Wasserstoff

Wärmebedarf	9,7 kWh/kg H ₂
Strombedarf	2,8 kWh/kg H ₂
LOHC (Verschleiß)	0,016 kg / kg H ₂

²¹ Im Anwendungsfall mit heutigem Strommix wird Erdgas verwendet, in den anderen Szenarien dagegen Strom.



IMPRESSUM

Herausgeber

Dr. Florian Ausfelder
Hanna Ewa Dura

DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik
und Biotechnologie e.V.
Theodor-Heuss-Allee 25
60486 Frankfurt am Main

Verantwortlicher im Sinne des Presserechts

Dr. Florian Ausfelder
DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik
und Biotechnologie e.V.
Theodor-Heuss-Allee 25
60486 Frankfurt am Main

Gestaltung/Satz

PM-GrafikDesign
Peter Mück, Wächtersbach

Gefördert vom
Bundesministerium für Bildung und Forschung

Betreut vom
Projekträger Jülich

Erschienen am 31. August 2018 in Frankfurt am Main
1. Auflage

ISBN: 978-3-89746-212-0

Bildnachweis:

Titel: ipopba - stock.adobe.com; S. 20: vencav - stock.adobe.com; S. 50: Leo Wolfert - stock.adobe.com; S. 78: TTstudio - stock.adobe.com;
S. 140: ipopba - stock.adobe.com; S. 148: alphaspirt - stock.adobe.com

Durch den transdisziplinären Ansatz, welcher den technologischen Fortschritt, den gesellschaftlichen Wandel und die ökonomischen Herausforderungen einschließt, sollen die Potenziale der betrachteten Technologieoptionen frühzeitig abgeschätzt werden. Dies ist in einem systematischen Roadmapping-Prozess, im Sinne der Nachhaltigkeitsbewertung, verankert, der über die Gesamtprojektlaufzeit von zehn Jahren ausgelegt ist.

LÖSUNGSANSATZ

Das Projekt ist auf eine zehnjährige Laufzeit ausgelegt und in drei Phasen gegliedert (siehe Abbildung 0.1). Dieses Dokument ist Gegenstand der 1. Phase und gibt erste Zwischenergebnisse der Arbeiten wieder. Um Synergien zu nutzen und eine Doppelung von Aktivitäten zu vermeiden, können aktuelle und während der Projektlaufzeit hinzukommende Aktivitäten im nationalen Umfeld als assoziierte Projekte in den Entwicklungsprozess eingebunden werden.

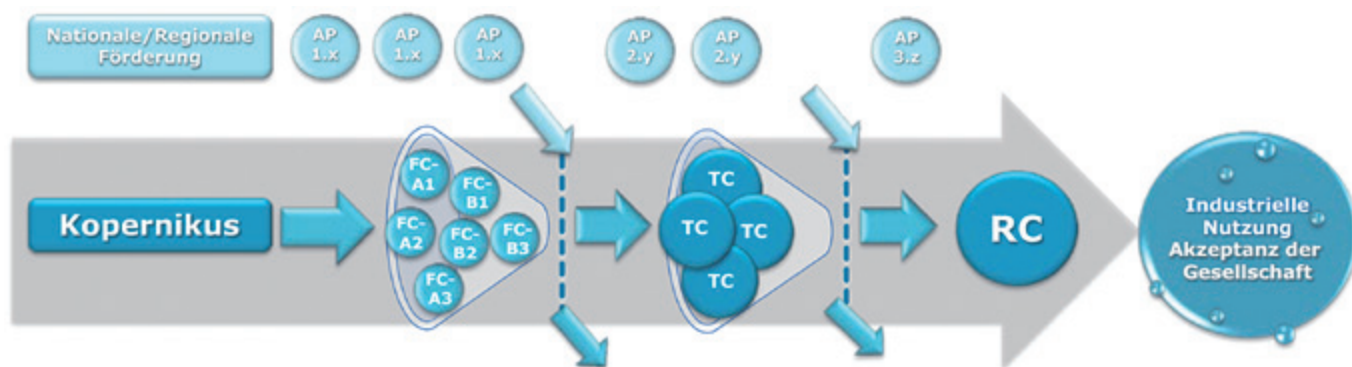


Abbildung 0.1: Schematische Darstellung der Projektlaufzeit über 10 Jahre, aufgeteilt in drei separate Forschungsphasen.

In der ersten Phase werden in insgesamt 6 Forschungsclustern die Technologien weiterentwickelt (siehe Abbildung 0.2). Quer über allen Clustern liegt der Roadmapping-Prozess, um eine fundierte Basis für eine übergreifende Systembewertung hinsichtlich technologischer, ökonomischer, ökologischer und

sozialer Kriterien der PtX-Technologien zu schaffen. Die Ergebnisse aus der Roadmap dienen der Unterstützung des Entscheidungsprozesses, welche Technologien jeweils in welcher Form in die nächsten Phasen übergehen.

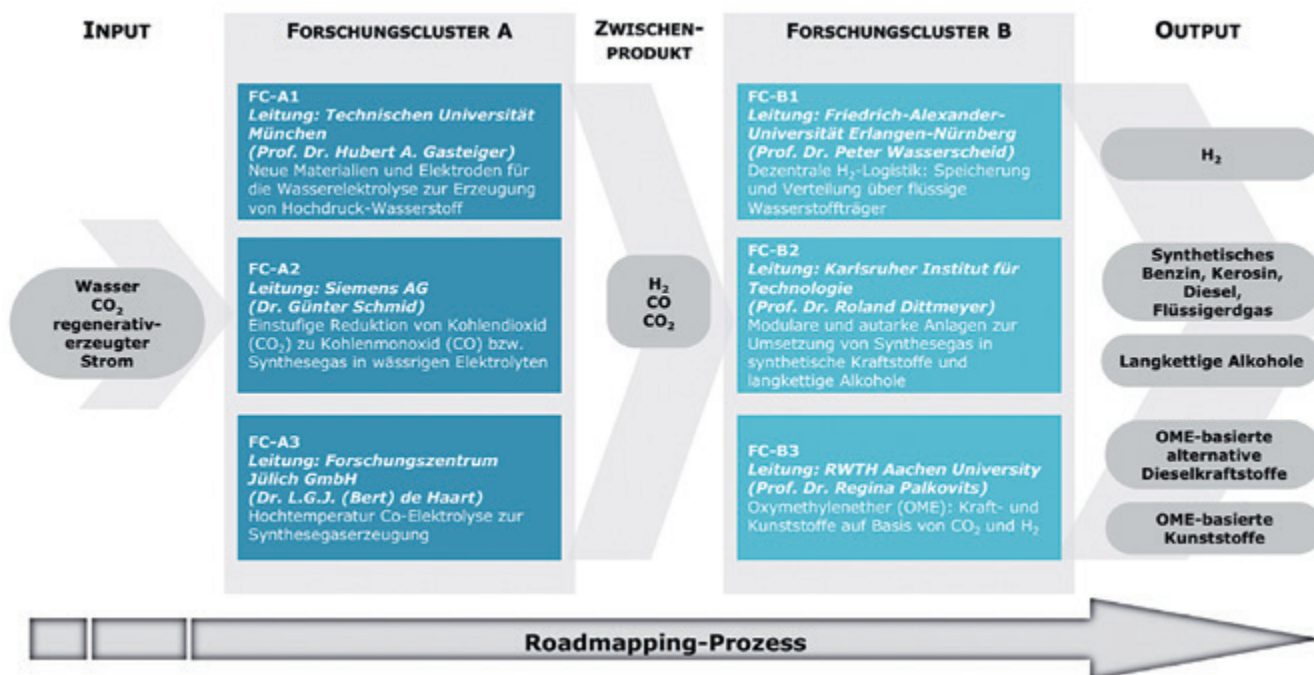


Abbildung 0.2: Schematische Darstellung des Projektaufbaus P2X der 1. Phase.

Welchen Beitrag können stoffliche Power-to-X Technologien für die Energiewende leisten?

Der Herausforderung des Klimawandels kann nur durch einen fundamentalen Umbau des Energiesystems begegnet werden. Das Ziel ist die Umgestaltung des heutigen, von fossilen Energieträgern abhängigen Systems, hin zu einem zukünftig weitestgehend Treibhausgas-neutralen Energiesystem auf der Grundlage erneuerbarer Energien. Während ein Ausbau von erneuerbarer Windkraft und Sonnenenergie die Grundlage für eine weitestgehend erneuerbare Stromerzeugung legt, werden auch in Zukunft stoffliche Energieträger und Rohstoffe für verschiedene Anwendungen, insbesondere in Industrie und Verkehr, absehbar benötigt.

Die stofflichen Power-to-X Technologien eröffnen die Möglichkeit, mit erneuerbar erzeugtem Strom stoffliche Energieträger zu substituieren und damit einen unverzichtbaren Beitrag zur Defossilisierung des Energiesystems zu leisten.

Dieses Buch stellt die Aktivitäten und den aktuellen Zwischenstand der Erkenntnisse aus dem Kopernikus-Projekt „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X) vor. Die Potenziale für stofflichen Power-to-X Energieträger werden aufgezeigt und in den Kontext des Energiesystems mit eingeordnet. Die Methodik für eine Bewertung der Fortschritte wird dargelegt und erste Ergebnisse für die verschiedenen Technologien präsentiert. Verschiedene Kontroversen demonstrieren, dass der wissenschaftliche Erkenntnisgewinn, im Sinne einer transdisziplinären Zusammenarbeit, von einem konstruktiven, lösungsorientierten Umgang mit Konflikten profitiert.



Dr. Florian Ausfelder

ist seit 2017 Teamleiter und Themensprecher für den Bereich „Energie und Klima“ in der DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. Er hat Chemie in Karlsruhe studiert und in Edinburgh in Physikalischer Chemie promoviert. Nach Post-Doc Aufhalten in den USA und Spanien trat Dr. Ausfelder 2007 als Wissenschaftlicher Mitarbeiter in die DECHEMA ein, wo er verschiedene Gremien und Forschungsprojekte im Bereich Energie und Klima betreut.



Hanna Ewa Dura

ist seit 2016 Mitarbeiterin der DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. Sie absolvierte ihr Masterstudium im Fachbereich der Umweltwissenschaften an der Universität zu Köln. Ihre Abschlussarbeit schrieb Sie im Bereich des Life Cycle Assessments für Elektromobilität. 2012 trat Frau Dura dem ITAS als wissenschaftliche Mitarbeiterin bei und übernahm die inhaltliche Verantwortung für die Technologiebewertung hinsichtlich ökologischer und ökonomischer Kriterien innerhalb des EU-Projektes AutoSuperCap.