

TEXTE

68/2020

Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien

Abschlussbericht

TEXTE 68/2020

Ressortforschungsplan des Bundesministerium für
Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 37EV 16 108 0

FB000263

Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien

Abschlussbericht

von

Axel Liebich, Thomas Fröhlich, Daniel Münter, Horst Fehren-
bach, Jürgen Giegrich, Susanne Köppen, Frank Dünnebeil,
Wolfram Knörr, Kirsten Biemann

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg

Sonja Simon, Simon Maier, Friedeman Albrecht, Thomas
Pregger, Christoph Schillings, Massimo Moser, Regine Reiß-
ner, Schwan Hosseiny

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart

Gerfried Jungmeier, Martin Beermann, Dorian Frieden, Neil
Bird

JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, LIFE
– Zentrum für Klima, Energie und Gesellschaft, Graz

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 [/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

 [/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

Ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung
Wilckensstraße 3
69120 Heidelberg

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für Technische Thermodynamik
Pfaffenwaldring 38-40
70569 Stuttgart

JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
Leonhardstraße 59
A-8010 Graz
Österreich

Abschlussdatum:

November 2019

Redaktion:

Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien
Werner Niederle

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, Mai 2020

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien

Im Zuge der Transformation zu einer treibhausgasneutralen Gesellschaft in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts wird der Einsatz von synthetischen Energieträgern diskutiert, die auf erneuerbarem Strom oder Biomasse basieren. Dieses Vorhaben bewertet die Umweltwirkungen technischer und logistischer Optionen für die Bereitstellung solcher Energieträger anhand von Umweltwirkungskategorien wie Treibhauspotenzial, Versauerung oder Flächenbedarf. Auf Basis ausgewählter Prozessschritte/Verfahren und deren aktuellen und zukünftigen technischen Daten wurde die Herstellung von fünf Produkten (Fischer-Tropsch-Kraftstoffe, Methanol, synthetisches Erdgas, Biomethan und Wasserstoff) betrachtet. Die Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen wie Wind oder PV, von Rohstoffen wie Kohlenstoff oder Wasser sowie von Transportrouten nach Deutschland bildeten die Standortfaktoren für Deutschland, Europa und den Mittelmeerraum, mittels derer die Verfahren zu Bereitstellungspfaden für diese Energieträger kombiniert wurden. Mit der Methode der Ökobilanz wurden die Umwelteffekte heute und im Jahr 2050 analysiert sowie Kosten für die Anlagenerrichtung und den Betrieb geschätzt. Demnach weisen synthetische Energieträger aufgrund der Nutzung erneuerbarer Energien in der Regel ein deutlich niedrigeres Treibhauspotenzial als heutige fossile Referenzprodukte auf. Die Herstellung der Stromerzeugungsanlagen und damit verbundene Wirtschaftsprozesse – etwa die Stahl- und die Zementproduktion – können jedoch einen relevanten Beitrag zum Treibhauspotenzial leisten, wenn sie nicht ebenfalls treibhausneutral sind. Gleichzeitig führen vor allem die Herstellung der erforderlichen Anlagen gegenüber der fossilen Referenz zu (mitunter deutlich) erhöhten Belastungen in fast allen anderen Wirkungskategorien, insbesondere im Wasser- und Flächenbedarf. Diese Studie liefert somit auch Hinweise, welche Umweltwirkungen zukünftig weiter reduziert werden müssen.

Abstract: Title

In the course of the transformation to a greenhouse gas-neutral society in the second half of the 21st century, the use of synthetic energy carriers based on renewable electricity or biomass is under discussion. This project evaluates the environmental impacts of technical and logistical options for the generation of such energy carriers on the basis of environmental impact categories such as global warming potential, acidification or land use. The production of five products (Fischer-Tropsch fuels, methanol, synthetic natural gas, biomethane and hydrogen) was examined on the basis of various process steps/procedures and their current and future technical data. By using regional factors for Germany, Europe and the Mediterranean region - like the availability of renewable energy sources such as wind or PV and of raw materials such as carbon or water as well as transport routes to Germany - these processes were combined to form supply paths for these energy carriers. Using the life cycle assessment method, the environmental effects were analysed for today and 2050. In addition, the costs for plant construction and operation were estimated. As a result, synthetic energy carriers generally have a significantly lower global warming potential than today's fossil reference products due to the use of renewable energies. However, the production of electricity generation plants and associated economic processes - such as steel and cement production - can still make a relevant contribution to the global warming potential if they are not also greenhouse neutral. At the same time, it is this production of the necessary plants that leads to (sometimes significantly) increased burdens compared with the fossil reference in almost all other impact categories, most notably in terms of water and land use. This study therefore also provides indications of which environmental impacts must be further reduced in the future.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	6
Abbildungsverzeichnis.....	7
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis	9
1 Motivation und Zielstellung	10
2 Überblick über Vorgehen und Methoden	12
2.1 Produkte, Verfahren, Strom- und Rohstoffquellen.....	12
2.1.1 Produkte.....	12
2.1.2 Herstellungsverfahren	13
2.1.3 Stromquellen	13
2.1.4 Kohlenstoffquellen.....	14
2.1.5 Biomasse	14
2.1.6 Wasseraufbereitung	15
2.1.7 Transportoptionen.....	15
2.2 Standortfaktoren.....	15
2.2.1 Wind, PV und CSP	17
2.2.2 Biomasse	17
2.2.3 CO ₂ -Quellen	19
2.2.4 Ergebnisse der vorläufigen Standortanalyse	19
2.3 Ökobilanzen	20
2.3.1 Infrastruktur und Hintergrundsystem.....	21
2.3.2 Allgemeine Festlegungen innerhalb der Bereitstellungspfade.....	22
2.3.3 Wirkungskategorien und -indikatoren.....	24
2.4 Auswahl der Bereitstellungspfade	25
2.4.1 Übersichtsökobilanzen.....	25
2.4.2 Liste der ausgewählten Bereitstellungspfade.....	26
3 Ergebnisse der Ökobilanzen	32
3.1 Analyse des Treibhauspotenzials 2015 und 2050.....	32
3.2 Dominanzanalyse - Prozesse und Materialien.....	37
3.3 Normierung.....	39
3.4 Fazit Ökobilanzen	44
4 Quellenverzeichnis	49

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Geografische Systemgrenze des EUMENA-Raums für diese Studie.....	16
Abbildung 2	Treibhauspotenzial aller Bereitstellungspfade im Jahr 2050 (Volllaststunden Syntheseanlage)	33
Abbildung 3:	Treibhauspotenzial - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz.....	35
Abbildung 4:	Dominanzanalyse aller Umweltwirkungskategorien für die Mediane über alle rein strombasierten Bereitstellungspfade 2050 (Volllaststunden Syntheseanlage)	37
Abbildung 5:	Dominanzanalyse aller Umweltwirkungskategorien für die Mediane über alle biomassebasierten Bereitstellungspfade 2050 (Volllaststunden Syntheseanlage)	38
Abbildung 6:	Rechnerische Entlastung bzw. Belastung 2050 im Vergleich zu fossilen Energieträgern, normiert auf die Situation 2016 für die Mediane über alle Pfade einer Produktgruppe (Volllaststunden Syntheseanlage)	40
Abbildung 7:	Rechnerische Entlastung bzw. Belastung 2050 im Vergleich zu fossilen Energieträgern, normiert auf die Situation 2016 für rein strombasierte FT-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage)	41
Abbildung 8:	Rechnerische Entlastung bzw. Belastung 2050 im Vergleich zu fossilen Energieträgern, normiert auf die Situation 2016 für FT-Pfade mit Bioreststoffen.....	42
Abbildung 9:	Rechnerische Entlastung bzw. Belastung 2050 im Vergleich zu fossilen Energieträgern, normiert auf die Situation 2016 für FT-Pfade mit Anbaubiomasse.....	43

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Mittlere Volllaststunden für die oberen 50 % der Volllaststundenpotenzialkurven für einige ausgewählte Länder und Technologien17
Tabelle 2:	Gruppierung der Technologiemodule nach Prozessschritten ..25
Tabelle 3:	Auswahlkriterien für die endgültigen Bereitstellungspfade.....27
Tabelle 4:	Bereitstellungspfade für Fischer-Tropsch-Kraftstoff28
Tabelle 5:	Bereitstellungspfade für Methanol29
Tabelle 6:	Bereitstellungspfade für synthetisches Erdgas30
Tabelle 7:	Bereitstellungspfade für Wasserstoff.....30
Tabelle 8:	Bereitstellungspfade für Biomethan30
Tabelle 9:	Zusätzliche Bereitstellungspfade für Fischer-Tropsch- Kraftstoff.....31
Tabelle 10:	Konventionelle Referenzprodukte und ihr Treibhauspotenzial inkl. Vorkette34

Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BtL	Konversion von Biomasse zu flüssigen Sekundärenergieträgern (engl. Bio-mass-to-Liquid)
CSP	Konzentrierende Solarkraft (engl. Concentrating Solar Power)
DAC	CO ₂ -Abscheidung aus Luft (engl. Direct Air Capture)
Destatis	Statistisches Bundesamt, Wiesbaden
EE	Erneuerbare Energien
EUMENA	Europa und MENA
FT	Fischer-Tropsch
GWP	Treibhauspotenzial (engl. Global Warming Potential)
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
LHV	Heizwert (engl. Lower Heating Value)
MENA	Region Naher Osten Nordafrika (engl. Middle East North Africa)
MeOH	Methanol
MVA	Müllverbrennungsanlage
PBtL	Konversion von Strom und Biomasse zu flüssigen Sekundärenergieträgern (engl. Power-Biomass-to-Liquid)
PEM-EL	Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (engl. Polymer Electrolyte Membrane Electrolysis)
PtG	Konversion von Strom zu gasförmigen Sekundärenergieträgern (engl. Power-to-Gas)
PtL	Konversion von Strom zu flüssigen Sekundärenergieträgern (engl. Power-to-Liquids)
PtX	Hier: Konversion von Strom zu flüssigen oder gasförmigen Sekundärenergie-trägern (engl. Power-to-X)
PV	Photovoltaik
(r)WGS	(Reverse) Wassergas-Shift-Reaktion
SNG	Synthetisches Erdgas (engl. Synthetic Natural Gas)
TRL	Technologiereifegrad (engl. Technological Readiness Level)
UBA	Umweltbundesamt

1 Motivation und Zielstellung

Die Beschlüsse des Klimagipfels von Paris im Dezember 2015 setzen nichts Geringeres als die fast vollständige Klimaneutralität unserer materiellen Wirtschaft in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts voraus. Deutschland hat sich verpflichtet, bis zum Jahr 2030 die Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % gegenüber 1990 zu senken. Das Reduktionsziel für das Jahr 2050 liegt zwischen 80 und 95 %.

Für die meisten Verbrauchssektoren stellt die direkte Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien den umweltfreundlichsten und effizientesten Weg der Energieversorgung dar. In manchen Bereichen, wie z. B. im Langstreckenverkehr (Flugverkehr, internationale Schifffahrt, Lkw, z. T. Pkw) und in der Industrie (z. B. als Rohstoff, Reduktionsmittel und Brennstoff) bleiben flüssige oder gasförmige Energieträger jedoch voraussichtlich notwendig.

Diesen Bedarf können gasförmige und flüssige Energieträger decken, die auf regenerativem Strom und in geringerem Umfang auf Biomasse basieren. Im Rahmen der UBA-Studie "Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE" [UBA 2019] wird der Bedarf an gasförmigen Energieträgern und flüssigen Kohlenwasserstoffen für das Jahr 2050 je nach Szenario auf 500 bis 1000 TWh abgeschätzt; der hierfür notwendige Nettostrombedarf beträgt schätzungsweise 1.000 bis 2.000 TWh. Der Energiebedarf ist damit mehr als doppelt so hoch wie die Stromproduktion für den direkten Stromeinsatz in den gleichen Szenarien. Die benötigte erneuerbare Strommenge ist nach aktuellen Schätzungen mangels geeigneter Standorte für eine effiziente Stromerzeugung nicht allein in Deutschland zu erzeugen. Somit muss davon ausgegangen werden, dass zukünftig auch Strom oder synthetische Energieträger für Deutschland in Drittstaaten produziert werden müssen, um den Bedarf zu decken. Dies könnte auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten vorteilhaft sein.

Trotz der Nutzung von erneuerbaren Energien entstehen bei der Bereitstellung von speicherbaren Energieträgern Umweltbelastungen, da die Herstellung der Anlagen und der Aufbau der Transportinfrastruktur mit relevanten Energie- und Ressourcenverbräuchen sowie Luft- und Wasseremissionen verbunden sind. Wird etwa auf Anbaubiomasse für die Erzeugung der speicherbaren Energieträger zurückgegriffen, so sind weitere spezifische Umweltlasten der Land- und Forstwirtschaft auf lokaler Ebene (z. B. in Bezug auf die Bodenqualität, Flächeninanspruchnahme, direkte Landnutzungsänderung) sowie überregionale Beeinträchtigungen (z. B. Eutrophierung von Gewässern, indirekte Landnutzungsänderung, THG) zu erwarten.

Im Rahmen dieses Vorhabens wurden Informationen zusammengestellt, die unterschiedliche technische und logistische Möglichkeiten beschreiben, gasförmige und flüssige Energieträger bereitzustellen, die aus regenerativem Strom oder Biomasse hergestellt werden. Dabei wurde sowohl die Produktion in Deutschland als auch im Ausland in Regionen mit günstigeren Bedingungen der regenerativen Stromerzeugung untersucht.

Die Grundlage für den Vergleich der Bereitstellungsoptionen ist die Methode der Ökobilanz, die alle relevanten Umweltwirkungen und den Ressourcenbedarf (Rohstoffe, Energie, Wasser, Fläche) für die Stützjahre 2015, 2030 und 2050 berücksichtigt. Mit den Ergebnissen des Forschungsvorhabens soll eine wissenschaftliche Grundlage für eine möglichst nachhaltige und effiziente Bereitstellung dieser Energieträger geschaffen werden. Um eine breite Übersicht über mögliche Standorte und Bereitstellungspfade zu erhalten, werden bewusst auch ökologisch ungünstige Varianten eingeschlossen. So kann es gelingen, Bandbreiten aufzuzeigen und potenziell ungünstige Entwicklungspfade zu erkennen.

Diese Studie entwirft kein Szenario für die Versorgung der deutschen Wirtschaft mit speicherbaren Energieträgern aus erneuerbaren Energien. Auch werden keine Empfehlungen für die Nutzung konkreter Standorte außerhalb Deutschlands gegeben. Ziel ist die Darstellung des Einflusses ausgewählter Energie- und Kohlenstoffquellen sowie weiterer Parameter (z. B. für Transportaufwendungen und Standortfaktoren) auf die Umwelteffekte solcher Energieträger.

Das folgende Kapitel 2 gibt einen Überblick über das Vorgehen. Kapitel 3 stellt die wichtigsten Ergebnisse vor. Details zu den einzelnen Arbeitsschritten und ausführliche Ergebnisse finden sich im Anhang zu diesem Bericht.

2 Überblick über Vorgehen und Methoden

Die Bereitstellungspfade für Wasserstoff, synthetisches Erdgas sowie synthetische flüssige Kohlenwasserstoffe auf Basis von Biomasse und Strom aus erneuerbaren Energien wurden in einem mehrstufigen Prozess beschrieben, charakterisiert und bewertet.

Zuerst wurden einzelne relevante Prozessschritte/Verfahren in Form von Modulen definiert und deren aktuelle und abgeschätzte zukünftige technische Daten dokumentiert. Die Art der betrachteten Systeme und der große Bezugszeitraum der ökobilanziellen Analyse – 2015 bis 2050 – führten zu methodischen Herausforderungen. Die Prozesse der Energiebereitstellung und -konversion sind teilweise noch in frühen Entwicklungsphasen. Die Prozessdaten sind daher zum Teil mit Unsicherheiten behaftet. So stehen bereits marktverfügbare Technologien (z. B. die Fischer-Tropsch-Synthese flüssiger Kohlenwasserstoffe aus Synthesegas) neben anderen, für die es erste Demonstrationsanlagen gibt (z. B. Direktmethanisierung von CO₂). In den abschließenden Beschreibungen der einzelnen Bereitstellungspfade sind deshalb die jeweiligen Technologiereifegrade (Technology Readiness Level (TRL)) aufgeführt.

In einem zweiten Schritt wurden Standortfaktoren betrachtet, um für die Bereitstellungspfade plausible Transportentfernungen und -routen sowie Volllaststunden der Stromquelle annehmen zu können.

Im nächsten Schritt wurden die Module zu technisch sinnvollen Pfaden kombiniert. Vereinfachte Übersichts-Ökobilanzen erlaubten dann, sowohl besonders nachteilige als auch besonders günstige Bereitstellungspfade zu identifizieren. Der modulare Aufbau ermöglichte dabei, den Einfluss unterschiedlicher Herstellungsschritte und Technologieoptionen und Kombinationsmöglichkeiten auf das Gesamtergebnis auszuloten.

Aus der Vielzahl möglicher Kombinationen wurden dann diejenigen Bereitstellungspfade ausgewählt, die ein möglichst breites Feld abdecken: Es sollen einerseits viele unterschiedliche technische Optionen untersucht werden, die Energieträger herzustellen. Andererseits sollten die Pfade miteinbezogen werden, von denen besonders große oder aber besonders geringe Umweltwirkungen zu erwarten waren.

Die ausgewählten Pfade wurden schließlich mit der Methode der Ökobilanz analysiert.

2.1 Produkte, Verfahren, Strom- und Rohstoffquellen

Eine ausführliche Darstellung der ausgewählten Technologien und aller Datenquellen, auf denen ihre Beschreibungen beruhen, findet sich in den Steckbriefen in Kapitel 2 im Anhang zu diesem Bericht.

2.1.1 Produkte

Als Produkte wurden im Rahmen dieses Projektes ausgewählt:

► Wasserstoff

Dieser wird in einer treibhausgasneutralen Wirtschaft voraussichtlich eine wichtige Rolle spielen, nämlich als Kraftstoff, Reduktionsmittel und Rohstoff.

► Fischer-Tropsch-Kraftstoff

Flüssige Kohlenwasserstoffe wie Naphtha, Diesel, Benzin und Kerosin können auch künftig überall dort eingesetzt werden, wo sie schon heute zum Einsatz kommen – als Kraftstoff, Brennstoff und als Rohstoff in der chemischen Industrie.

Da sich die Prozessschritte für die verschiedenen Produkte nur in Details unterscheiden,

werden sie zu einem durchschnittlichen Kraftstoff zusammengefasst, der nach der Fischer-Tropsch-Synthese benannt ist.

► **Methanol**

Es ist einer der wichtigsten Grundstoffe der chemischen Industrie und kann entweder direkt oder durch Weiterverarbeitung (z. B. zu Dimethylether (DME)) unter anderem als Kraftstoff genutzt werden.

► **Synthetisches Erdgas und Biomethan**

Diese Gase können durch ihre chemischen Eigenschaften nahtlos die heutige Rolle fossilen Erdgases einnehmen – als Kraftstoff, Brennstoff und als Rohstoff in der chemischen Industrie.

2.1.2 Herstellungsverfahren

Wasserstoff

Bei der Elektrolyse werden Wassermoleküle durch elektrischen Gleichstrom in gasförmigen Wasserstoff und Sauerstoff zersetzt. Wasserelektrolyseure lassen sich nach der Art der eingesetzten Elektrolyte in drei relevante Typen unterteilen:

- Die alkalische Elektrolyse (AEL) mit wässriger Kali- oder Natronlauge als Elektrolyt,
- die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) mit einer protonenleitenden Membran als Elektrolyt und
- die Feststoff-Oxid-Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) mit einer keramischen ionenleitenden Membran.

Die verschiedenen Elektrolysetechniken zeichnen sich durch unterschiedliche Technologiereifegrade aus. Daten zu Herstellung und Betrieb stammen aus der Literatur und eigenen Forschungsarbeiten der Projektnehmer.

Flüssige Kohlenwasserstoffe und Methanol

Die Module zur Bereitstellung synthetischer flüssiger Energieträger konzentrieren sich auf die beiden Technologiestränge Fischer-Tropsch-Synthese und Methanolsynthese.

Die Technologiedaten basieren weitgehend auf Projekten, die am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt durchgeführt wurden. Auf Grundlage ausgiebiger Literaturrecherche wurden die jeweiligen Prozesse mit Hilfe der Prozesssimulationssoftware AspenPlus abgebildet und durch Kopplung mit dem techno-ökonomischen Bewertungstool TEPET auch ökonomisch optimiert. Die Ergebnisse erlauben einen Vergleich der einzelnen Prozessketten, da das angewandte Verfahren auf standardisierten Methoden der chemischen Industrie beruht.

Gasförmige Kohlenwasserstoffe

Die in diesem Projekt betrachteten gasförmigen Energieträger werden entweder als Biomethan durch die Vergärungen biogener Rohstoffe und anschließende Aufbereitung gewonnen oder sie werden durch die Direktmethanisierung von CO₂ und Wasserstoff erzeugt. Für die Herstellung von Biomethan wurde eine Reihe von biogenen Substraten und Aufreinigungsverfahren betrachtet.

2.1.3 Stromquellen

Die Erzeugung der synthetischen Brennstoffe basiert zu einem Großteil auf dem Energieinput durch Strom. Es ist zu erwarten, dass die Art der Stromerzeugung einen erheblichen Einfluss auf

die Umweltwirkungen der Bereitstellungspfade hat, da sich die Stromerzeugungsanlagen stark in ihrer Herstellung und den möglichen Volllaststunden unterscheiden. Es wurde deshalb eine Reihe von Technologien einbezogen:

- ▶ Windenergieanlagen an Land (Wind Onshore)
- ▶ Windenergieanlagen auf See (Wind Offshore)
- ▶ Photovoltaik als Aufdachanlagen, monokristallin (PVDach)
- ▶ Photovoltaik als Freiflächenanlagen, polykristallin (PVfrei)
- ▶ Konzentrierende Solarkraftwerke (Concentrating Solar Power, CSP) in verschiedenen Ausführungen (Paraborinne, Solarturm, mit verschiedenen Wärmespeichern)
- ▶ Laufwasserkraftwerke Mitteleuropa
- ▶ Strom aus Geothermie Island

Daten für die Herstellung und den Betrieb der Wind- und PV-Anlagen wurden mit dem aktuellen EVUPLAN-Projekt „Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen“ [UBA 2019] abgeglichen. Andere Datenquellen sind die Ökobilanzdatenbank EcoInvent 3.5 und abgeschlossene Forschungsvorhaben der Projektnehmer.

2.1.4 Kohlenstoffquellen

Die Erzeugung synthetischer flüssiger und gasförmiger Kohlenwasserstoffe und Methanol auf Basis von erneuerbarem Strom benötigt Kohlenstoffquellen. Neben dem in Biomasse enthaltenen Kohlenstoff bietet sich vor allem Kohlenstoff in Form von CO₂ in Ab- und Rauchgasen an. Mögliche CO₂-Quellen sind Biogasanlagen, industrielle Prozesse und fossile Kraftwerke. Aber auch aus der Umgebungsluft lässt sich Kohlendioxid abscheiden.

Es wurden Daten zu folgenden Abscheidetechnologien zusammengestellt:

- ▶ CO₂-Abscheidung aus der Biogasaufbereitung mit
 - Druckwechseladsorption (PSA),
 - Druckwasserwäsche (DWW),
 - Polyglykolwäsche (Gensorb),
 - Membrantrennverfahren,
 - chemischer Wäsche (MEA).
- ▶ Großtechnische CO₂-Abscheidung aus Industrie- und Kraftwerksabgasen mit
 - chemischer Wäsche (MEA, MDEA),
 - physikalischer Wäsche (Selexol, Rectisol).
- ▶ Abscheidung aus der Luft im Adsorptionsverfahren

2.1.5 Biomasse

Eine Reihe unterschiedlicher Biomassen wurden als Substrate für die Erzeugung von Biogas durch die Vergärung und als Input für die Synthese in den (Power&)Biomass-to-Liquid-Verfahren ((P)BtL) in Betracht gezogen.

Daten zu folgenden biogenen Rest- und Abfallstoffen wurden zusammengestellt:

- ▶ Waldrestholz

- ▶ Gülle
- ▶ Stroh
- ▶ Bioabfälle
- ▶ Grünabfälle
- ▶ Altholz

Daten zu folgenden Anbaubiomassen wurden zusammengestellt:

- ▶ Silomais
- ▶ Holz aus Kurzumtriebsplantagen
- ▶ Miscanthus

Erläuterungen dazu, wie Biomasse im Rahmen dieses Projektes bezüglich der Verfügbarkeit, Transportwürdigkeit und Nachhaltigkeit betrachtet wird, finden sich in Kapitel 2.2.2.

2.1.6 Wasseraufbereitung

Die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse und die darauf aufbauende Synthese von gasförmigen und flüssigen Energieträgern benötigt größere Mengen an aufbereitetem Wasser. Außerdem erfordern die Fischer-Tropsch- und Methanolanlagen den Einsatz von Kühl- und Prozesswasser. Dieser Wasserbedarf muss entweder durch aufbereitetes Oberflächen- oder Grundwasser oder durch entsalztes Meerwasser gedeckt werden.

Im Rahmen dieses Projektes wurden Daten zu folgenden Aufbereitungstechnologien zusammengetragen:

- ▶ Wasseraufbereitung von Oberflächenwasser und Grundwasser mit Umkehrosmose und Ionentauschern,
- ▶ Meerwasserentsalzung mit Umkehrosmose.

2.1.7 Transportoptionen

Um eine Bereitstellung von Strom bzw. synthetischen Energieträgern in Deutschland ökologisch bewerten zu können, muss deren Transport berücksichtigt werden. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn sie nicht in Deutschland erzeugt werden. Grundsätzlich bestehen zwei Optionen:

- ▶ Transport von Strom nach Deutschland und Erzeugung der Energieträger vor Ort; oder
- ▶ Erzeugung der Brennstoffe im Ausland mit anschließendem Transport nach Deutschland.

Für den Stromtransport wurden Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen betrachtet, während der Transport von Brennstoffen per Schiff und LKW erfolgen kann. Der Gastransport ist zusätzlich über Pipelines möglich.

2.2 Standortfaktoren

Neben technologischen Parametern wurden auch standortspezifische Faktoren für die Definition und die Untersuchung der Bereitstellungspfade synthetischer Energieträger benötigt. Für eine Vorauswahl der zu analysierenden Bereitstellungspfade wurden deshalb wesentliche regionale Differenzierungen betrachtet, ferner eine Charakterisierung von Standortfaktoren vorgenommen, um mögliche Vorteile eines Standorts herauszuarbeiten.

Der folgende Abschnitt bietet einen kurzen Überblick über das Vorgehen. Die ausführliche Beschreibung und alle dafür herangezogenen Datenquellen finden sich in Kapitel 4 im Anhang zu diesem Bericht.

Als essenzielle Standortfaktoren wurden die Inputs Strom, Kohlenstoff – auch aus Biomasse – und Wasser identifiziert. Diese Faktoren wurden qualitativ und semi-quantitativ analysiert. Ziel der Analyse war es, Länder mit hochwertigen Standortfaktoren zu identifizieren, die als Startpunkt oder Produktionsort in einer der Bereitstellungspfade angenommen werden können.

Darüber hinaus diente die qualitative Analyse der Faktoren der genaueren Charakterisierung der Prozessketten und damit der Präzisierung von ökologischen und ökonomischen Effekten. Für die Bereitstellung erneuerbaren Stroms war die Höhe der Volllaststunden am jeweiligen Standort aus Kosten- und Ressourcensicht relevant. Bei der Ressource Wasser war die entscheidende Frage, ob es am betreffenden Standort in ausreichender Menge vorhanden ist, oder ob die Bereitstellungspfade zusätzlich eine Wassergewinnung aus dem Meer einschließen müssten.

Weniger relevant für die nachfolgenden Analysen in dieser Studie waren die absolut verfügbaren Gesamtpotenziale von Strom, Kohlenstoff und Wasser (siehe nachfolgende Kapitel): Grundsätzlich vergleicht die Studie Bereitstellungspfade, ohne auf mögliche Mengengerüste einzugehen. Ziel dieses Projektteils war es, die Standorte zu identifizieren, an denen relativ betrachtet größere Mengen der gesuchten Ressourcen verfügbar sind. Diese Standorte konnten dann Teil eines Bereitstellungspfades werden, der hinsichtlich seiner ökologischen und ökonomischen Eigenschaften bewertet wurde.

Die Betrachtung umfasst sowohl Deutschland als auch Regionen in Europa, Nordafrika und dem Nahen Osten (EUMENA) als mögliche Erzeugungsstandorte für Exporte von Strom oder PtX-Energieträgern nach Deutschland. Die geografische Abgrenzung ist in Abbildung 1 dargestellt.

Abbildung 1: Geografische Systemgrenze des EUMENA-Raums für diese Studie



Quelle: DLR

2.2.1 Wind, PV und CSP

Die größten derzeit ökonomisch erschließbaren Potenziale an erneuerbaren Energien stellen Quellen mit einer hohen räumlichen und zeitlichen Variabilität dar: Wind an Land und auf See (onshore bzw. offshore) sowie Sonnenenergie (PV und CSP).

Für die Bereitstellungspfade synthetischer Energieträger waren vorwiegend Regionen oder Standorte mit günstigen Bedingungen interessant, die sich in Form von hohen Auslastungen installierter Leistungen (hohen Volllaststunden) und folglich günstigen Stromgestehungskosten auszeichnen. Diese Regionen wurden anhand von räumlich und zeitlich aufgelösten GIS-Analysen des erneuerbaren Energiepotenzials – basierend auf meteorologischen Reanalysen und Satellitendaten – ermittelt. Im Sinne der Projektziele wurde jedoch nicht die konkrete Machbarkeit an spezifischen Standorten geprüft. Stattdessen wurde abgeschätzt, welche realistisch möglichen Volllaststunden in den verschiedenen Regionen in großem Umfang erreichbar sind. Dies folgt der Annahme, dass in Energiesystemen mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien nicht nur die besten, sondern sehr viele günstige Standorte genutzt werden müssen.

Die Analyse stützte sich auf das am DLR entwickelte Energiesystemmodell REMix-EnDAT, mit dem Potenziale ermittelt werden können, die an die Anforderungen der speicherbaren Energieträger angepasst sind [Stetter 2014]. Zunächst waren diese Anforderungen z. B. bezüglich Mindestvolllaststunden und Netzanbindung zu identifizieren. Auf dieser Basis wurden räumlich aufgelöste Strompotenzialkarten aus global vorliegenden Datensätzen erzeugt. Ergebnis waren schließlich Potenziale für Wind- und Solarenergie (PV/CSP) auf Länderebene in Abhängigkeit von den gewählten Parametern. Für die Bereitstellungspfade in diesem Projekt wurden keine punktgenau lokalisierten Standorte ausgewählt, sondern jeweils die Daten für einen gemittelten, guten Standort in einem Land verwendet. Dazu wurden für einzelne Länder Volllaststundenpotenzialkurven erstellt, von denen dann die unteren 50 % des Potenzials (also die schlechten Standorte) abgeschnitten werden. Für die verbleibenden 50 % des Potenzials wurden die Volllaststunden gemittelt. Tabelle 1 zeigt die so ermittelten Volllaststunden für einige ausgewählte Länder und Technologien.

Tabelle 1: Mittlere Volllaststunden für die oberen 50 % der Volllaststundenpotenzialkurven für einige ausgewählte Länder und Technologien

Land	PVfrei	CSP	CSP SM3	Wind Onshore	Wind Offshore
Marokko	1729	2063	6189	2946	3928
Saudi-Arabien	1777	2179	6537	1870	1963
Deutschland	958	0	0	2963	4234

PVfrei: Photovoltaikanlagen Freifläche, CSP (SM3): Konzentrierende Solarkraft (mit Solarmultiple 3 = 14 h Speicher)

Wind Onshore/Offshore: Windkraftanlagen an Land/auf See

2.2.2 Biomasse

Auch für die auf Biomasse basierenden Technologiemodule zur Erzeugung flüssiger und gasförmiger Kohlenwasserstoffe muss ein ausreichender Input gewährleistet sein. Dies sind einerseits feste Biomassen, v. a. für die BtL- und PbtL-Bereitstellungspfade, andererseits benötigt die Bereitstellung gasförmiger Kohlenwasserstoffe aus Vergärung entsprechende Mengen von Biogas substraten. Die erhobenen Daten dienen ausschließlich der Auswahl plausibler Ausgangspunkte

biomassebasierter Bereitstellungspfade. Aussagen über erzeugbare Mengen speicherbarer Energieträger werden in diesem Projekt nicht getroffen.

Ein Biomasseimport aus anderen Ländern mit anschließender Weiterverarbeitung in Deutschland ist zwar denkbar, aber viele Studien, wie etwa die Langfristszenarien aus [Nitsch et al. 2012], das "Klimaschutzszenario 2050" [Öko-Institut et al. 2015] und Studien des Umweltbundesamtes ("Treibhausgasneutrales Deutschland" [UBA 2014], RESCUE [UBA 2019]) gehen davon aus, dass ein erheblicher Biomasseimport aufgrund der weltweit begrenzten Verfügbarkeit keine nachhaltige Strategie darstellt.

Zudem wird die Transportfähigkeit bzw. Transportwürdigkeit von Biomasse diskutiert. Im deutschen nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien (National Renewable Energy Action Plan, NREAP) [NREAP 2010] werden eine hohe Energiedichte und etablierte Logistikkonzepte als die besten technischen Voraussetzungen für den Import von flüssigen Bioenergieträgern (Biodiesel, Bioethanol, Pflanzenöl), festen Bioenergieträgern und Rohstoffen mit hoher Schüttdichte (Pellets, Getreide und Saaten etc.) sowie für Biomethan (auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas) über das Erdgasnetz gegeben seien, genannt. Im "Bioenergie-Szenario" des DBFZ [2010] werden ebenfalls Getreide und holzartige Biomasse, außer Silomais, für international transportwürdig erachtet. Vor diesem Hintergrund können von den berücksichtigten Biomassen also primär Holz bzw. flüssige oder gasförmige Energieträger aus Biomasse als transportwürdig angesehen werden.

Biogene Abfall-/Reststoffe

Die mögliche Verfügbarkeit biogener Abfall- und Reststoffe in Deutschland wurde in der Studie von ifeu et al. (BioRest 2019) im Detail untersucht.

Für die Abschätzung der möglichen Verfügbarkeiten in der EU (außer Deutschland) wurden die Daten der NREAPs herangezogen, da diese eine offizielle Quelle auf Länderebene darstellen und ihnen jeweils die gleiche Kategorisierung zugrunde liegt. Als Grundlage wurde die Zusammenstellung von ECN herangezogen [ECN 2015], teilweise ergänzt durch Aktualisierungen, sowie den neuen kroatischen NREAP.

Internationale, über die EU hinausgehende mögliche Verfügbarkeiten von Reststoffen konnten aus der Literaturrecherche nicht numerisch ermittelt werden. DBFZ [2010] beinhaltet jedoch mögliche technische Verfügbarkeiten einzelner Reststoffe für den Zeitraum 2003 bis 2007 auf Basis von kartierten Größenklassen. Diese werden hier als Annäherung herangezogen.

Anbaubiomasse

Um einen Vergleich bezüglich der ökologischen und ökonomischen Wirkungen zu Reststoffen ziehen zu können, wurden innerhalb des Projekts einige Bereitstellungspfade auf Basis von Anbaubiomasse betrachtet. Da das Projekt keine Mengengerüste und Gesamtszenarien erstellt, kann daraus nicht abgeleitet werden, dass diese Pfade erwünscht sind. Die Darstellung der Verfügbarkeiten bezieht sich ausschließlich auf die Art der Biomasse und die möglichen Herkunftsländer, denn dies ist die Grundlage für die in dieser Studie durchgeführte Umweltbewertung. Indirekte Effekte der Biomassebereitstellung werden dabei nicht betrachtet. Gründe für die Ablehnung von Anbaubiomasse zur Energienutzung sind zum Beispiel in [UBA 2014] dokumentiert.

Mögliche Verfügbarkeiten für Anbaubiomasse in Deutschland zur energetischen Nutzung wurden aus [Fritsche et al. 2004] [Nitsch et al. 2004, Nitsch et al. 2012] und [DBFZ 2010] entnommen. Für den EUMENA-Raum wurden mögliche Verfügbarkeiten von Anbaubiomasse analog zu den Abfall- und Reststoffen aus den NREAPs (Europäischer Wirtschaftsraum) und DBFZ [2010] entnommen.

2.2.3 CO₂-Quellen

Die Abscheidung von CO₂ aus der Luft ist prinzipiell überall möglich und sogar für alle potenziellen Standorte zwingend nötig, an denen keine Alternativen zur Verfügung stehen. Im Zusammenhang mit der Erzeugung synthetischer Energieträger werden aber immer auch konzentrierte Quellen diskutiert – vor allem aus der Industrie und der Biogaserzeugung.

Industriequellen

Im Zuge der Transformation zu einer treibhausgasneutralen Wirtschaft ist zu erwarten, dass konzentrierte CO₂-Punktquellen in Ölraffinerien, in der Stahl- und Ammoniakproduktion sowie in der Erdgasverarbeitung und Wasserstofferzeugung durch Dampfreformierung bis 2050 durch die Umstellung auf kohlenstoffarme Verfahren weniger werden und schließlich ganz wegfallen. Dieses Projekt konzentriert sich deshalb auf die Hauptquelle an kaum vermeidbarem CO₂, die Zementherstellung, die heute Abgasströme mit relativ hoher CO₂-Konzentration von 15–35 % bereitstellt.

Die aktuelle Produktion von Zement wurde als Indikator für die Standortauswahl der Bereitstellungspfade gewählt. Die zukünftigen Mengen und die Art der verfügbaren CO₂-Quellen hängen zwar sehr stark von der Entwicklung der eingesetzten Prozesse und der Gesamtproduktion ab, diese Entwicklung wird hier jedoch nicht modelliert. Die quantitative Verfügbarkeit des Kohlenstoffs an den Standorten wurde anhand von statistischen Daten zu Zementherstellung im EUMENA-Raum auf Länderebene abgeschätzt. Insbesondere wurden dazu die Statistiken der Industrieverbände sowie Produktionsstatistiken herangezogen.

CO₂ aus Biogas

Neben den industriellen CO₂-Quellen bieten sich auch die Vergärungsprozesse in Kombination mit anschließender CO₂-Abscheidung als Quelle für die Nutzung des CO₂ in Syntheseprozessen an. Ausgehend vom Gesamtbiogaspotential einer Region wird das CO₂-Potenzial durch die Anzahl und Art von Biogasaufbereitungsanlagen begrenzt und beträgt etwa 40–45 % der erzeugten Biogasmenge. Begrenzende Faktoren sind dabei eine Mindestanlagengröße der Biogasaufbereitung – und somit der Biogasanlage aus wirtschaftlichen Gründen und die Nähe zum Gasnetz für die Methaneinspeisung.

Für die direkte Nutzung des Kohlenstoffs aus Biomasse wurde die mögliche Verfügbarkeit für den Zweck dieser Studie in Abschnitt 0 dargelegt. Darin enthalten sind die für eine Vergärung nutzbaren Biomassen, die damit auch CO₂ aus Biogas zur Verfügung stellen könnten. Eine Quantifizierung erfolgte hier jedoch nicht.

2.2.4 Ergebnisse der vorläufigen Standortanalyse

Die Verfügbarkeiten von erneuerbarem Strom aus Wind und Sonne, von Biomasse, von CO₂ aus der Zementindustrie und von Wasser weisen in der EUMENA Region je nach Standort sehr unterschiedliche Qualitäten auf. Strom kann auch über weite Strecken hinweg transportiert werden – im vorliegenden Projekt wurde in den Ökobilanzen dafür ein Transport mit HGÜ-Leitungen als Option vorgesehen. Biomasse und CO₂ aus der Zementindustrie sind jedoch nur bedingt transportwürdig. Daher wurden sie dem jeweiligen Land zugerechnet, in dem sie verfügbar sind und dienen der expliziten Standortauswahl der Produktionsstätten.

Mit Photovoltaik kann Strom im gesamten EUMENA-Raum erzeugt werden. Während in Europa jedoch nur Volllaststunden von 900 bis 1100 h/a erreicht werden, bietet der MENA-Raum 1200 bis 1800 h/a. Allerdings wird dies in der MENA-Region von der CSP mit Volllaststunden von rund 2200 h/a übertroffen, die bei 14h Speicherung und Solarmultiple 3.0 auf bis über 7000 h/a ansteigen.

Bei Offshore-Wind wurden die Nordseeküsten von Frankreich, UK, Deutschland sowie die Ostseeküste als mögliche Stromproduktionsstandorte mit Volllaststunden von 3500 bis 4500 h/a identifiziert. Anlagen mit Onshore-Wind sind dagegen im gesamten EUMENA-Raum möglich, wobei in Europa Standorte in Küstennähe Volllaststunden von 2500 bis 2900 h/a aufweisen, in MENA hingegen etwas geringere Volllaststunden von 2100 bis 2400 h/a möglich sind.

An den besonders günstigen Standorten können

- ▶ direkt synthetische Brennstoffe hergestellt werden (z. B. auf Basis von CO₂ aus der Luft), wobei in MENA prinzipiell eine Wasserentsalzung in der Bereitstellungskette ergänzt werden muss;
- ▶ oder Strom gewonnen und zur Kohlenstoffquelle transportiert werden.

Im zweiten Fall kommen aufgrund der möglichen Verfügbarkeit von Holzbiomasse (Waldrestholz, Altholz, Industrierestholz) innerhalb der EU vor allem Frankreich, Italien, Finnland und Schweden als Produktionsstandorte in Frage. Darüber hinaus verfügen die Türkei, die Ukraine sowie Ägypten über relevante Strohmenen. Im Bereich der Anbaubiomasse wurden innerhalb der EU ebenfalls Frankreich, Italien und ggf. Spanien sowie außerhalb der EU die Ukraine als Optionen identifiziert. Vergärbare Reststoffe sind vor allem in Italien, Frankreich, Großbritannien und Spanien verfügbar, ferner außerhalb der EU in der Türkei (Siedlungsabfälle). Aus diesen ließen sich gleichzeitig relevante CO₂-Mengen aus der Biogasaufbereitung gewinnen und als Kohlenstoffquelle nutzen.

CO₂-Emissionen aus der Zementindustrie stehen in vielen Ländern der EUMENA-Region zur Verfügung. In Europa entstehen derzeit besonders große Mengen an CO₂ aus Zement in der Türkei, aber auch in Deutschland und Italien. Im Nahen Osten weisen Iran, Saudi-Arabien und die Vereinigten Arabischen Emirate große Produktionsmengen auf, während in Nordafrika vor allem in Ägypten und Algerien relevante CO₂-Mengen anfallen.

In allen Ländern des EUMENA-Raumes können Bereitstellungspfade ansetzen, in denen CO₂ aus der Luft abgeschieden wird.

2.3 Ökobilanzen

In diesem Teil der Studie erfolgte eine quantitative bzw. qualitative Analyse und Bewertung der ausgewählten Bereitstellungspfade unter Umwelt- und Ressourcengesichtspunkten. Da eine kritische Begutachtung der Ergebnisse in der Aufgabenstellung des Vorhabens nicht vorgesehen ist, erfüllt diese Studie nicht alle Voraussetzungen der ISO-Normen für Ökobilanzen ISO 14.040 und ISO 14.044. Grundsätzlich orientiert sich die Methodik aber eng an diesen Normen.

Funktionelle Einheit

Die funktionelle Einheit wurde festgelegt auf 1 MJ (unterer Heizwert) Energieträger. Energieträger im Rahmen dieser Studie sind: Wasserstoff, Fischer-Tropsch-Kraftstoff, Methanol, Synthetisches Erdgas, Biomethan sowie die fossilen Referenzprodukte Diesel, Benzin, Methanol, Erdgas und Wasserstoff aus Erdgas.

Geografischer Rahmen

Die Bereitstellung der Energieträger erfolgt in Deutschland „frei Tankstelle“ bzw. „frei Gasanschluss“ zu einem zentralen Endpunkt in der Mitte Deutschlands. Je nach Bereitstellungspfad erfolgen Energieerzeugung, Elektrolyse, Biomasseanbau und -verarbeitung, CO₂-Bereitstellung und Kohlenwasserstoffsynthese in Deutschland oder in Ländern des EUMENA-Raumes.

Zeitlicher Rahmen

Es wurden drei unterschiedliche Zeiträume betrachtet: Die heutige Situation basierend auf dem Jahr 2015, eine mittelfristige zukünftige Entwicklung, definiert als „Jahr 2030“ und eine längerfristige Entwicklung definiert als „Jahr 2050“. Für die heutige Situation wurden Daten verwendet, die den aktuellen Stand der Technik beschreiben, während die Situation in den Jahren 2030 und 2050 anhand von Modellen zur Entwicklung der Elektrolyse- und Synthesetechnologien sowie der allgemeinen Industrielandschaft abgeschätzt wurde. Einzelheiten zu den verwendeten Modellen finden sich im Abschnitt 2.3.1.

Systemgrenzen

Für die vorliegende Studie wurden sämtliche Prozesse entlang der Verarbeitungskette von der Rohstoffextraktion bis zur Bereitstellung des Produktes (FT-Kraftstoff, Methanol, synthetisches Erdgas, Biogas, Wasserstoff) in Deutschland betrachtet. Nachfolgende Umwandlungsprozesse, vor allem die Nutzungsphase, befinden sich außerhalb des untersuchten Systems.

Das betrachtete System umfasst die folgenden Prozesse zur Bereitstellung der Produkte:

- ▶ Bereitstellung elektrischer Energie inkl. Übertragungsverlusten
- ▶ Bereitstellung thermischer Energie
- ▶ Anbau/Sammlung und Transport von Biomasse
- ▶ Betrieb der Anlagen zur H₂-Elektrolyse, CO₂-Abscheidung, ggf. Aufbereitung von Biomasse (Trocknung, Pelletierung), Produktsynthese und -aufbereitung.
- ▶ Förderung und Transport fossiler Energieträger zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung
- ▶ Infrastruktur und Betriebsstoffe (Katalysatoren, Elektrolyte, Waschlösungen) für Anlagen und Transportmittel, insbesondere zur Bereitstellung von regenerativer Energie, der Elektrolyseure und Syntheseanlagen.
- ▶ Vorketten sämtlicher Materialien, die in den o.g. Prozessen verwendet werden
- ▶ Freisetzung des im Energieträger gebundenen CO₂ am Lebensende
- ▶ Nicht eingeschlossen in den hier genannten Systemgrenzen sind die am Lebensende des Produktes entstehenden Emissionen und Abfälle – mit Ausnahme des im Produkt gebundenen Kohlenstoffs als CO₂.

Die zugehörigen Einzelprozesse bzw. Module wurden in der Ökobilanz- und Stoffstromsoftware Umberto parametrisiert abgebildet und in Modellen verknüpft.

2.3.1 Infrastruktur und Hintergrundsystem

Im Zuge der Transformation zu einem weitgehend treibhausgasneutralen Wirtschaftssystem, die in Deutschland im Jahr 2050 nahezu abgeschlossen sein soll, verändern sich die Umweltwirkungen der betrachteten Prozesse. Die Stromerzeugung wird sukzessive auf erneuerbare Quellen umgestellt, die Recyclingquoten bei der Herstellung von Eisen, Stahl und anderen Metallen werden steigen, fossile Roh- und Brennstoffe in Industrie und Transport werden durch solche mit geringerem CO₂-Fußabdruck ersetzt. Die Energieeffizienz nimmt in allen Bereichen der Volkswirtschaft zu.

Um abzuschätzen, wie sich die Veränderungen in diesem so genannten Hintergrundsystem auf die Umweltwirkungen der Herstellung der betrachteten Produkte auswirken, wurden für die Berechnungen der Stützjahre 2030 und 2050 zahlreiche Prozesse in den Modellen der Ökobilanz-

und Stoffstromsoftware Umberto angepasst. Daten für die Veränderungen auf dem Transformationspfad wurden aus der parallel laufenden Studie „Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland“ (RESCUE) [UBA 2019] entnommen.

Insbesondere wurden folgende Prozesse in dieser Studie gemäß dem Green-Szenario „GreenEe1“ der RESCUE-Studie des UBA modelliert:

- ▶ Stromerzeugung (mit Anteil erneuerbarer Energien (inkl. PtG mit Rückverstromung): 2030: 75 %, 2050: 100 %),
- ▶ Stahlherstellung (steigende Recyclingquoten, Umstellung auf Wasserstoff als Reduktionsmittel im DRI-Verfahren (direct reduced iron)),
- ▶ Zementherstellung (Befeuerung mit Methan aus PtG-Herstellung, Reduktion des Klinkerfaktors, neuartige Bindemittel)
- ▶ Aluminium- und Kupferherstellung (steigende Recyclingquoten, Umstellung auf inerte Anoden)
- ▶ Herstellung von Kunststoffen (Deckung des Rohstoff- und Prozesswärmebedarfs durch regenerativ erzeugtes Methan)

Für die Energiesysteme und Produktionsprozesse innerhalb der EU wurde der gleiche Transformationspfad wie in Deutschland angenommen, für den Rest der Welt eine Entwicklung mit zehn Jahren Zeitversatz.

2.3.2 Allgemeine Festlegungen innerhalb der Bereitstellungspfade

Energiemanagement

Die meisten der betrachteten Syntheseverfahren sind exotherm – bei der Herstellung der Produkte wird Wärme freigesetzt. Diese kann für unterschiedliche andere Prozessschritte (z. B. die CO₂-Abscheidung, Biomassekonditionierung, Hochtemperaturelektrolyse) genutzt werden oder es kann z. T. daraus Strom erzeugt werden. Im Rahmen dieser Studie wurde der Wärmenutzung zur Abscheidung von CO₂ und zur Biomassekonditionierung Vorrang vor der Nutzung in der Hochtemperaturelektrolyse gegeben.

Volllaststunden

Der modulare Aufbau der Bereitstellungspfade ermöglicht es unter anderem, den Einfluss verschiedener Stromerzeugungsoptionen mit ihren jeweiligen Herstellungslasten und Volllaststunden zu erkennen. Zukünftige Anlagen werden aber sehr wahrscheinlich mit einem Mix erneuerbarer Stromquellen oder sogar zeitweise mit dem allgemeinen Strommix betrieben. Andererseits ist es auch denkbar, dass die Anlagen nur dann betrieben werden, wenn erneuerbarer Strom im Überschuss vorhanden ist (netzdienlicher Betrieb).

Diese Fälle konnten in dieser Studie nicht alle abgebildet werden. Um die Bandbreite der Betriebsarten abzustecken, wurden in diesem Projekt die ökologischen und ökonomischen Rechnungen in zwei Hauptvarianten durchgeführt:

1. Betriebsweise „Volllaststunden Syntheseanlage“: Die Elektrolyseure, CO₂-Abscheidung und Syntheseanlagen laufen während der technisch maximal möglichen jährlichen Betriebsstunden (in der Regel um die 8000). Rechnerisch werden sie trotzdem aus der zugeordneten Stromquelle versorgt. Dafür notwendige Speicher (Strom, H₂, CO₂) werden vernachlässigt.
2. Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“: Die Elektrolyseure, CO₂-Abscheidung und Syntheseanlagen laufen nur während der Betriebsstunden, die den Volllaststunden der zugeordneten Stromquelle entsprechen.

Beispiel: PV-Anlagen in Marokko kommen durchschnittlich auf 1729 Volllaststunden pro Jahr. Ungeachtet des Tagesverlaufs werden die Syntheseanlagen jährlich nur für diese Zeit betrieben. Mögliche technische Konsequenzen des intermittierenden Betriebs (Katalysatoralterung, Wirkungsgrade der Anfahrprozesse) werden vernachlässigt.

Für die Produkte Fischer-Tropsch-Kraftstoff, Methanol und synthetisches Erdgas wurden auch Bereitstellungspfade mit dem jeweiligen Strommix der Stützjahre gerechnet.

Transport

Für den Transport der Produkte bzw. des CO₂ wurden einige vereinfachende Annahmen getroffen:

- ▶ CO₂ wird nicht transportiert. Die Syntheseanlagen werden entweder in der Nähe der CO₂-Quellen errichtet oder das CO₂ aus der Luft abgeschieden
- ▶ Wasserstoff wird nicht zu P(B)tL-Anlagen transportiert, sondern vor Ort per Elektrolyse erzeugt. Wasserstoff als Produkt wird in das vorhandene Gasnetz eingespeist.
- ▶ LKW für den Transport der Produkte werden in den Jahren 2015 und 2030 noch mit fossilen Kraftstoffen, im Jahr 2050 mit Fischer-Tropsch-Kraftstoff betankt.
- ▶ Schiffe für den Transport der Produkte werden in den Jahren 2015 und 2030 noch mit fossilen Kraftstoffen, im Jahr 2050 mit dem jeweiligen, im Bereitstellungspfad erzeugten Produkt betrieben.
- ▶ Das Ende aller Bereitstellungspfade ist der gedachte Mittelpunkt Deutschlands, d. h. es wird innerhalb Deutschlands eine durchschnittliche Transportentfernung per LKW oder Gasnetz angenommen. An diesem fiktiven Zielort wird keine Speicherung der Produkte berücksichtigt.

Allokationen

Der Umgang mit Nebenprodukten oder die Bewertung des Einsatzes von Sekundärrohstoffen macht einige methodische Entscheidungen notwendig: Wie werden die Aufwendungen (Rohstoff- und Materialeinsatz auf der Inputseite sowie Emissionen und Abfälle outputseitig) den Produkten eines Prozesses zugerechnet? Dies wird durch so genannte Allokationen (Zuweisungen) geregelt. Da es keine naturwissenschaftlich begründet eindeutige Allokationsmethode gibt, sind Festlegungen erforderlich, die auf mögliche Verletzungen naturwissenschaftlicher Basisgesetze hin analysiert werden müssen (vor allem Stimmigkeit der Massen- und Energiebilanz).

Für die in dieser Studie festgelegten Allokationsregeln gelten folgende Grundsätze:

- ▶ Bei Prozessen mit mehr als einem Wertprodukt werden, wenn möglich, physikalische Allokationen nach Energie- (unterer Heizwert) oder Exergiegehalt angewendet. Als Wertprodukte werden auch Wärmeenergie und elektrische Energie betrachtet, die dann entsprechend ihres Exergiegehaltes alloziert werden.
- ▶ Die Verwendung eines Nebenproduktes innerhalb des Bereitstellungspfades („closed loop“), etwa die Ausbringung von Gärresten aus der Biogaserzeugung zur Düngung der Anbaubiomasse, wird bilanziell angerechnet. Gleiches gilt für thermische und elektrische Energie aus den Syntheseprozessen: diese ersetzt bilanziell die entsprechende Energie in vorgelagerten Prozessen wie z. B. Elektrolyse oder CO₂-Abscheidung. Darüber hinaus werden keine Gut- oder Lastschriften (etwa für Gärreste aus der Vergärung von biogenen Rest- und Abfallstoffen) zugewiesen.

- Besondere Festlegungen waren für die CO₂-Bereitstellung für die Herstellung der synthetischen Kohlenwasserstoffe zu treffen:
 - CO₂-Emission aus einem Prozess, der zum Ziel hat, ein Wertprodukt zu erzeugen (z. B. Zementherstellung oder Stromerzeugung im Kraftwerk) wird verstanden als "Abfall zur Verwertung". Sämtliche Lasten der Vorkette (Rohstoffbereitstellung, Transport, Vorprozesse) und des Hauptprozesses selbst werden dem jeweiligen Wertprodukt zugeordnet. Insbesondere werden die Lasten für Kohlenstoff aus fossilen Quellen nicht dem PtX-Produkt angelastet. Das aus diesen Kohlenstoffmengen resultierende Treibhauspotenzial wird aber nachrichtlich aufgeführt.
 - Bei Prozessen, in denen CO₂ nicht ohnehin aus dem Produktgemisch des abgebenden Verfahrens abgetrennt werden muss (z. B. Rauchgase, Zementwerk, Direct Air Capture), werden die Aufwendungen zur Abtrennung des CO₂ aus dem Prozessabgas bzw. der Luft sowie alle folgenden Aufbereitungsschritte (Reinigung, Kompression, ...) dem CO₂ und somit dem daraus erzeugten Produkt angelastet.
 - Ein Sonderfall ist die Nutzung von CO₂ aus einem Braunkohlekraftwerk mit Oxyfuel-Prozess. Im Rahmen dieser Studie wird davon ausgegangen, dass das Oxyfuel-Verfahren in einem Kraftwerk in erster Linie zum Einsatz kommt, um das CO₂ abzuscheiden und langfristig geologisch zu lagern (CCS, Carbon Capture and Storage). Die Nutzung einer Teilmenge für die Herstellung von PtX-Energieträgern bedeutet somit eine Freisetzung in die Atmosphäre, die ohne diese Nutzung nicht stattfinden würde. Das CO₂ wird deshalb vollständig dem PtX-Energieträger angelastet.
 - Einen weiteren Sonderfall stellt die Verwendung von CO₂ aus der Biogasaufbereitung dar. Bei der Aufbereitung zu Biomethan wird heute das CO₂ aus dem Rohbiogas abgetrennt und in die Atmosphäre entlassen, ist also ein Abfall. Andererseits ist heute auch eine direkte energetische Nutzung des Biogases üblich. Eine Abscheidung des CO₂ wäre somit ein zusätzlicher Aufwand.
Deshalb wurde in diesem Fall als Mittelweg eine Allokation der Aufwendungen zur Abtrennung des CO₂ nach Stoffmenge (CH₄/CO₂) festgelegt.

2.3.3 Wirkungskategorien und -indikatoren

Um die Auswirkungen einer Prozesskette auf die Umwelt bewerten zu können, werden in Ökobilanzen so weit wie möglich Umweltwirkungskategorien verwendet. Dabei werden die einzelnen Schadstoffe über Charakterisierungsfaktoren zu einem einzigen sogenannten Wirkungsindikator zusammengefasst. Darüber hinaus werden Indikatoren für die Inanspruchnahme von Energie- und Rohstoffressourcen herangezogen.

Die folgenden Wirkungskategorien und Indikatoren wurden ausgewählt:

- Klimawandel: Global Warming Potential (GWP 100a) nach IPCC [2013] in kg CO₂eq.
- Ressourcenbeanspruchung: Kumulierter Energieaufwand (KEA) in MJ(LHV)
- Versauerung: Acidification Potential (AP) nach Hauschild / Wenzel [1998] in g SO₂eq.
- Sommersmog: Photochemical Ozone Creation Potential (POCP) nach ReCiPe [Goedekoop et al., 2009] in g C₂H₄eq.
- Eutrophierung: Eutrophication Potential (EP) nach Heijungs et al. [1992] in g PO₄eq.
- Ozonabbau: Ozone Depletion Potential (ODP) nach WMO [2014] in g CFC-11eq.

- Feinstaub: Particulate Matter < 10 µm (PM10) nach De Leeuw [2002] und WHO [2006] in g PM_{10eq}.
- Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA)
- Naturraumbeanspruchung: Hemerobie-Konzept nach Fehrenbach et al. [2015] in m²a
- Wasserverbrauch: Nettowasserverbrauch (Input abzgl. Output in das gleiche Wassereinzugsgebiet) in l H₂O

2.4 Auswahl der Bereitstellungspfade

Aus den zu Beginn des Projektes definierten Technologiemodulen musste eine begrenzte Grundmenge an Pfaden definiert werden, die technisch realisierbar und im Hinblick auf die grundsätzliche Verfügbarkeit von Strom, Kohlenstoff und Wasser plausibel sind. Die Auswahl sollte dabei unabhängig von politischen oder ökonomischen Rahmenbedingungen erfolgen – auch wenn es z. B. Zweifel an nachhaltig verfügbaren Biomasseressourcen gibt. Allerdings gibt es sehr viele Möglichkeiten, die Module so zu kombinieren, dass Bereitstellungspfade entstehen, die ein technisches Realisierungspotenzial und Standorte mit nennenswerter Verfügbarkeit aufweisen.

Als zweites Kriterium wurde festgelegt, dass die Menge der ausgewählten Pfade sowohl solche enthalten sollte, die besonders geringe Umweltwirkungen aufweisen, als auch nachteilige Pfade mit besonders hohen Umweltwirkungen. Angesichts der zahlreichen Prozessschritte und ihrer unterschiedlichen Ausprägung ist es aber nicht ohne Weiteres möglich zu klären, welche Varianten (z. B. der Stromquelle, der Elektrolysetechnologie, des Synthese- oder Transportweges) in einem Bereitstellungspfad großen und welche nur geringen Einfluss auf die Umweltwirkung haben. Die Auswahl allein auf der Basis von Expertenschätzungen ist nicht ausreichend, um diese Unsicherheit zu beseitigen.

2.4.1 Übersichtsökobilanzen

Um eine sinnvolle Auswahl von aus Umweltsicht besonders günstigen und ungünstigen Pfaden zu identifizieren, wurden so genannte Übersichtsökobilanzen (engl. Screening LCAs) erstellt. Diese Bilanzen wurden in zwei Schritten durchgeführt. Im ersten Schritt wurden die Technologien hinsichtlich der Prozessschritte im Bereitstellungspfad (Stromerzeugung, CO₂-Quelle, Synthese) gruppiert und mit der Methode der Ökobilanz auf ihr Treibhauspotenzial (Global Warming Potential, GWP) analysiert. Das GWP hat sich in vielen Untersuchungen als ein guter Leitindikator für viele andere Umweltwirkungen gezeigt. Die Senkung der Treibhausgasemissionen ist außerdem einer der primären Gründe, strom- und biomassebasierte Energieträger herzustellen.

Tabelle 2: Gruppierung der Technologiemodule nach Prozessschritten

Strom	Elektrolyse	CO ₂	Biomasse-BtL	Biomasse-Gas	Synthese
WindOn	AEL	DAC (Luft)	Stroh	Mais	PBtL
WindOff	PEM	Biogas	Waldrestholz	Gülle	BtL
Wasser	HTEL	Rauchgas	KUP	Bioabfall	PtL
CSP		Zement	Miscanthus	Grassilage	PtG
PVfrei			Altholz		Biomethan
PVdach					

Strom	Elektrolyse	CO ₂	Biomasse-BtL	Biomasse-Gas	Synthese
Geothermie					

WindON/OFF: Windenergieanlagen onshore/offshore, Wasser: Laufwasserkraftanlagen, CSP: Konzentrierende Solarkraftwerke, PVfrei/dach: Photovoltaikanlagen Freifläche/Dach, AEL: Alkalische Elektrolyse, PEM: PEM-Elektrolyse, HTEL: Hochtemperaturelektrolyse, DAC: CO₂-Abscheidung aus der Luft, KUP: Kurzumtriebsplantage (Pappeln), BtL: Synthese auf Basis von Biomasse, PBtL: Synthese auf Basis von Strom und Biomasse, PtL: Synthese auf Basis von Strom, PtG: Synthese synthetisches Erdgas auf Basis von Strom

Hellgrün: Prozessschritte mit niedrigstem GWP innerhalb der Gruppe

Hellbraun: Prozessschritte mit höchstem GWP innerhalb der Gruppe

Tabelle 2 zeigt die Technologiegruppen und durch die farbliche Hinterlegung die Ergebnisse der ökobilanziellen GWP-Analysen. Unter den Stromerzeugungsoptionen haben Wasserkraftanlagen das niedrigste Treibhauspotenzial pro Kilowattstunde, und PV-Freilandanlagen das größte. Durch den hohen Energiebedarf hat die CO₂-Abscheidung aus der Luft ein höheres GWP als die Abscheidung aus Biogas. Bei den Biomassequellen für die BtL-Synthese schneidet Stroh am besten ab, Holz aus Kurzumtriebsplantagen am schlechtesten. Für die Biomassevergärung bringt Mais die höchsten THG-Lasten mit sich, Abfälle wie Bioabfall die niedrigsten.

Im zweiten Schritt wurden jeweils die Module mit den höchsten und niedrigsten Treibhauspotenzialen zu Bereitstellungspfaden kombiniert. Diese Pfade stecken so einen Korridor zwischen Pfaden mit besonders niedrigem und besonders hohem Treibhauspotenzial ab. Für jeden dieser Pfade wurde dann mit den Technologiedaten für 2015, und ohne spezifische Standortfaktoren einzubeziehen, das Treibhauspotenzial berechnet, und zwar für die PtL-Pfade jeweils mit Fischer-Tropsch- und Methanolsynthese. Mit diesen Berechnungen ließen sich diejenigen Prozessschritte identifizieren, die besonders hohe oder geringe Beiträge zum Gesamtergebnis leisteten.

2.4.2 Liste der ausgewählten Bereitstellungspfade

Mit den Erkenntnissen der Übersichtsökobilanzen und in Verbindung mit der Analyse von Standortfaktoren in Kapitel 2.2 wurden insgesamt 62 Bereitstellungspfade nach folgenden Überlegungen ausgewählt:

- Die Pfade der Übersichtsökobilanzen waren bereits so ausgewählt, dass sie sowohl besonders günstige als auch besonders nachteilige Gesamtergebnisse umfassten. Deshalb war es sinnvoll, diese auch in der vollständigen Ökobilanzrechnung zu betrachten. Anstelle von Strom aus Wasserkraft wurden die meisten dieser Pfade aber mit Windkraft gerechnet, da diese in Deutschland und anderen Standorten eine Quelle mit größerem Potenzial ist.
- Die Bereitstellung von Strom für die Elektrolyse ist der entscheidende Umweltfaktor für viele Verfahren. Es war daher sinnvoll, eine Reihe weiterer Erzeugungsarten und Standorte zu betrachten. In Deutschland waren dies zusätzlich Wind onshore und offshore, im Ausland Wind onshore, CSP, Geothermie.
- Um die Auswirkungen des Transports von Strom oder Produkten aus dem Ausland zu untersuchen, wurden Bereitstellungspfade anhand der Beispiele Marokko und Saudi-Arabien jeweils mit Transport per HGÜ/Tanker/Pipeline ausgewählt.

- Um das Potenzial neuer Elektrolysetechniken auszuloten, wurde die Hochtemperaturolektrolyse in Kombination mit zwei FT-P(B)tL-Prozessen und die PEM-Elektrolyse im besten PtL-Pfad als Pfade ausgewählt.
- Auch die CO₂-Quellen in Industrie und Kraftwerkspark sollten mit einbezogen werden, um Optionen und Risiken in diesem Bereich abzustecken. Deshalb wurden Zementwerke und Braunkohlekraftwerke als CO₂-Quellen für einige Pfade ausgewählt. Für Fischer-Tropsch-Kraftstoff, Methanol und SNG sollte jeweils ein Pfad davon mit Strom aus dem deutschen Strommix betrachtet werden.
- Zusätzlich werden die Fälle der CO₂ Abscheidung aus einer Müllverbrennungsanlage und einem Oxyfuelkraftwerk für Fischer-Tropsch-Kraftstoffe betrachtet.
- Für Biomethan wurden zwei weitere Pfade mit alternativen Aufreinigungs-/Abscheideverfahren hinzugenommen

Die Kriterien für diese Auswahl sind noch einmal in Stichpunkten in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Auswahlkriterien für die endgültigen Bereitstellungspfade

Auswahlkriterium	Pfadelemente
Pfade aus der Übersichtsökobilanz wurden beibehalten, Wasserkraft durch Windkraft ersetzt	Stroh und KUP als BtL-Biomasse, Biomüll/Grünschnitt und Mais/Gülle als Biogassubstrate, CO ₂ aus DAC und Biogasaufbereitung, PVfrei und Wind onshore als Stromquelle, AEL
Weitere Variationen der Stromerzeugung	Wind offshore, CSP, Geothermie, Strommix
Standorte im Ausland, Transport per HGÜ/Tanker/Pipeline	Marokko, Saudi-Arabien, Island
Variationen der Elektrolysetechnologien	PEM, HTEL
Weitere CO ₂ -Quellen	Zementindustrie, Braunkohlekraftwerk, Oxyfuelkraftwerk, Müllverbrennungsanlage
Variation Aufbereitungsverfahren Biogas/Biomethan	Aminwäsche, Druckwasserwäsche, Membrantrennung

Alle Bereitstellungspfade sind in Tabelle 4 bis Tabelle 9 dargestellt. Dass darin verhältnismäßig viele Pfade mit Produktionsort Deutschland vorgesehen sind, bedeutet nicht, dass dieser Standort gegenüber der Herstellung im Ausland bevorzugt werden sollte. Dies ist vielmehr eine Vereinfachung, die es erlaubt, den Einfluss von Bereitstellungsfaktoren jenseits von Transport und Volllaststunden der Stromquelle zu untersuchen. Letztere Einflüsse werden in etlichen Auslandspfaden abgebildet und untersucht und können von der Tendenz her auf andere – nicht untersuchte – Bereitstellungspfade übertragen werden

Tabelle 4: Bereitstellungspfade für Fischer-Tropsch-Kraftstoff

Lfd.Nr.	Standort	Synthese	CO ₂ -Quelle	Biomasse	Strom	H ₂	Transport
1.	D	BtL		Stroh			LKW
2.	D	PBtL		Stroh	WindON	AEL	LKW
3.	D	PtL	Biogas		WindON	AEL	LKW
4.	D	PtL	Zement		PVfrei	AEL	LKW
5.	Saudi-Arabien (Strom)	PtL (in D)	Zement (in D)		PVfrei	AEL	HGÜ+ LKW
6.	Saudi-Arabien	PtL	Zement		PVfrei	AEL	Tanker + LKW
7.	Saudi-Arabien	PtL	Zement		CSP	AEL	Tanker + LKW
8.	D	BtL		KUP			LKW
9.	D	PBtL		KUP	Pvfrei	AEL	LKW
10.	D	PtL	DAC		Pvfrei	AEL	LKW
11.	D	PtL	DAC		WindOFF	AEL	LKW
12.	Marokko	PtL	DAC		CSP	AEL	Tanker + LKW
13.	Marokko	PtL	DAC		WindON	AEL	Tanker + LKW
14.	Marokko	PtL	DAC		Pvfrei	AEL	Tanker + LKW
15.	Island	PtL	Geothermie		Geothermie	AEL	Tanker + LKW
16.	Schweden	PBtL		Waldrestholz	Wasser	AEL	Tanker + LKW
17.	Schweden	PBtL		KUP	Wasser	AEL	Tanker + LKW
18.	D	PBtL		KUP	WindOFF	HTEL	LKW
19.	D	PtL	DAC		WindOFF	HTEL	LKW
20.	D	PtL	Biogas		WindON	PEM	LKW
21.	D	PtL	Braunkohle- kraftwerk		WindON	AEL	LKW
22.	D	PtL	Braunkohle- kraftwerk		Strommix	AEL	LKW

Tabelle 5: Bereitstellungspfade für Methanol

Lfd.Nr.	Standort	Synthese	CO ₂ -Quelle	Biomasse	Strom	H ₂	Transport
23.	D	BtL		Stroh			LKW
24.	D	PBtL		Stroh	WindON	AEL	LKW
25.	D	PtL	Biogas		WindON	AEL	LKW
26.	D	PtL	Zement		PVfrei	AEL	LKW
27.	Saudi-Arabien (Strom)	PtL (in D)	Zement		PVfrei	AEL	HGÜ+ LKW
28.	Saudi-Arabien	PtL	Zement		PVfrei	AEL	Tanker + LKW
29.	Saudi-Arabien	PtL	Zement		CSP	AEL	Tanker + LKW
30.	D	BtL		KUP			LKW
31.	D	PBtL		KUP	Pvfrei	AEL	LKW
32.	D	PtL	DAC		Pvfrei	AEL	LKW
33.	D	PtL	DAC		WindOFF	AEL	LKW
34.	Marokko	PtL	DAC		CSP	AEL	Tanker + LKW
35.	Marokko	PtL	DAC		WindON	AEL	Tanker + LKW
36.	Marokko	PtL	DAC		Pvfrei	AEL	Tanker + LKW
37.	Island	PtL	Geothermie		Geothermie	AEL	Tanker + LKW
38.	Schweden	PBtL		Waldrestholz	Wasser	AEL	Tanker + LKW
39.	Schweden	PBtL		KUP	Wasser	AEL	Tanker + LKW
40.	D	PtL	Biogas		WindON	PEM	LKW
41.	D	PtL	Braunkohle- kraftwerk		WindON	AEL	LKW
42.	D	PtL	Braunkohle- kraftwerk		Strommix	AEL	LKW

Tabelle 6: Bereitstellungspfade für synthetisches Erdgas

Lfd.Nr.	Standort	Synthese	CO ₂ -Quelle	Strom	H ₂	Transport
43.	D	PtG	Biogas	WindON	AEL	Gasnetz (D)
44.	D	PtG	Zement	PVfrei	AEL	Gasnetz (D)
45.	Saudi-Arabien (Strom)	PtL (in D)	Zement	Pvfrei	AEL	HGÜ + Gasnetz
46.	Saudi-Arabien	PtG	Zement	Pvfrei	AEL	Pipeline
47.	Saudi-Arabien	PtG	Zement	PVfrei	AEL	Tanker + Gasnetz
48.	D	PtG	DAC	Pvfrei	AEL	Gasnetz (D)
49.	D	PtG	DAC	WindOFF	AEL	Gasnetz (D)
50.	Marokko (Strom)	PtG (inD)	DAC	CSP	AEL	HGÜ + Gasnetz
51.	Marokko	PtG	DAC	CSP	AEL	Pipeline
52.	Marokko	PtG	DAC	CSP	AEL	Tanker + Gasnetz
53.	D	PtG	Braunkohlekraftwerk	WindON	AEL	Gasnetz (D)
54.	D	PtG	Braunkohlekraftwerk	Strommix	AEL	Gasnetz (D)

Tabelle 7: Bereitstellungspfade für Wasserstoff

Lfd.Nr.	Standort	Synthese	Strom	H ₂	Transport
55.	D	H ₂	WindON	AEL	Gasnetz (D)
56.	D	H ₂	WindON	PEM	Gasnetz (D)

Tabelle 8: Bereitstellungspfade für Biomethan

Lfd.Nr.	Standort	Synthese	Biomasse (Gas)	Abscheidetechnologie	Transport
57.	D	Vergärung	Bioabfall/Grünschnitt	Aminwäsche	Gasnetz (D)
58.	D	Vergärung	Mais/Gülle	Aminwäsche	Gasnetz (D)
59.	D	Vergärung	Bioabfall/Grünschnitt	Druckwasserwäsche	Gasnetz (D)
60.	D	Vergärung	Bioabfall/Grünschnitt	Membrantrennung	Gasnetz (D)

Tabelle 9: Zusätzliche Bereitstellungspfade für Fischer-Tropsch-Kraftstoff

Lfd.Nr.	Stand-ort	Synthese	CO ₂ -Quelle	Strom	H ₂	Transport
61.	D	PtL	Rauchgas Oxyfuel-Braunkohlekraftwerk	WindON	AEL	LKW
62.	D	PtL	Rauchgas Müllverbrennungsanlage	WindON	AEL	LKW

3 Ergebnisse der Ökobilanzen

Die Ergebnisse der Ökobilanzrechnungen sind sehr umfangreich und können hier nur als Übersicht dargestellt werden. In Kapitel 5 des ausführlichen Anhangs zu diesem Bericht werden die Ergebnisse sowohl auf Produktebene als auch produktübergreifend detailliert analysiert. Auf eine Darstellung der Ergebnisse für das Stützjahr 2030 wird insgesamt verzichtet, da diese als Zwischenschritt zwischen den Jahren 2015 und 2050 keine zusätzlichen Erkenntnisse erwarten lässt.

Die Umweltwirkungen der Bereitstellungspfade verschiedener Produkte (Fischer-Tropsch-Kraftstoff, Methanol, SNG, Biomethan und Wasserstoff) lassen sich über den Bezug auf deren Energiegehalt vergleichen. Die so erstellten Vergleiche sind in ihrer Aussagekraft allerdings eingeschränkt, da

- ▶ die Produkte z. T. unterschiedliche Einsatzbereiche und -zwecke haben (als Treibstoff, Brennstoff, chemischer Grundstoff, Reduktionsmittel in der Industrie) und
- ▶ die Nutzungsphase der Produkte in dieser Studie nicht mit betrachtet wird, obwohl diese zu den gesamten Umweltlasten der Energieträger beiträgt. Umweltwirkungen, die sich z. B. aus der Verbrennung ergeben und sich von Produkt zu Produkt unterscheiden, sind in den Vergleichen hier deshalb nicht berücksichtigt.

Ausnahme ist das Treibhauspotenzial, das über die stöchiometrischen Emissionsfaktoren (CO₂-Freisetzung bei vollständiger Verbrennung) auch die Nutzungsphase enthält.

In Abschnitt 3.1 wird exemplarisch für das Treibhauspotenzial dargestellt, wie sich die Umweltwirkungen für unterschiedliche Produkte, Synthesarten, Betriebsweisen und Stützjahre unterscheiden.

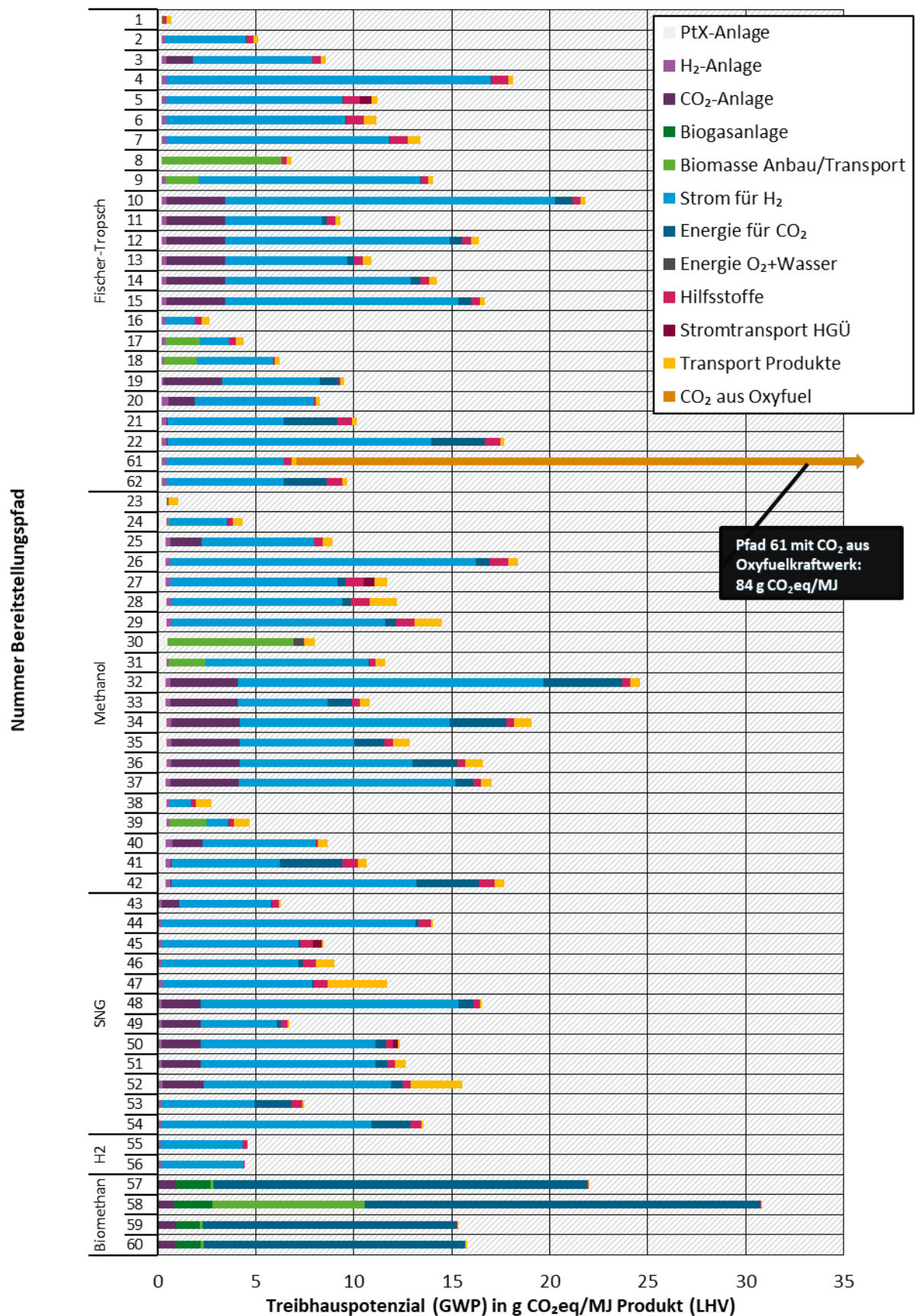
In Abschnitt 3.2 werden in einer Dominanzanalyse die Beiträge der einzelnen Herstellungsschritte der Bereitstellungspfade (z. B. Stromerzeugung, Bau und Betrieb der Synthesanlagen, Transport von Strom, Biomasse und Produkten) zu allen Umweltwirkungen für das Jahr 2050 herausgearbeitet. Außerdem wird analysiert, welche Materialien (z. B. Stahl, Zement, Aluminium, Kupfer) über ihre Herstellungsprozesse im Jahr 2050 für die Umweltwirkungen verantwortlich sind.

In Abschnitt 3.3 wird dann dargestellt, wie sich die Bereitstellungspfade in den einzelnen Wirkungskategorien normieren lassen, indem sie mit den heutigen Emissionen und Bedarfen in Deutschland verglichen werden.

3.1 Analyse des Treibhauspotenzials 2015 und 2050

Eine zentrale Frage ist zunächst, welche Klimawirkungen synthetische Energieträger haben und ob sie Entlastungen gegenüber fossilen Referenzprodukten bedeuten. In Abbildung 2 sind die Ergebnisse für alle Bereitstellungspfade im Jahr 2050 (in der Betriebsweise „Volllaststunden Synthesanlage“) dargestellt. Das auf den Energiegehalt bezogene Treibhauspotenzial liegt zwischen 0,69 g CO₂eq/MJ für Pfad 1 (Fischer-Tropsch-Kraftstoff, BtL-Synthese in Deutschland mit Reststoff Stroh) und 84 g CO₂eq/MJ für Pfad 61 (Fischer-Tropsch-Kraftstoff, PtL-Synthese, CO₂-Abscheidung aus einem Oxyfuelkraftwerk, Windkraft als Stromquelle für die Elektrolyse).

Abbildung 2 Treibhauspotenzial aller Bereitstellungspfade im Jahr 2050 (Volllaststunden Syntheseanlage)



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Gegenüber den fossilen Referenzwerten in Tabelle 10 liegen viele Pfade rund 85–90 % niedriger. Einige wenige Pfade erreichen auch eine Reduktion um 95 % gegenüber ihrer fossilen Referenz. Dass die Werte trotz Nutzung erneuerbarer Energien nicht noch niedriger sind, liegt – wie im folgenden Abschnitt 3.2 analysiert – vor allem an den Herstellungslasten der Stromerzeugungsanlagen. Für diese Studie wurde unterstellt, dass die Welt außerhalb Europas zwar auch eine Transformation hin zur Treibhausgasneutralität vollzieht, jedoch um zehn Jahre verzögert. Nur bei einer vollständigen Nutzung erneuerbarer Energien entlang der gesamten Produktionskette könnten auch diese Treibhausgasemissionen weitgehend vermieden werden – ein Rest an Nicht-Kohlendioxid-Treibhausgasemission, wie z. B. Methan und Lachgas, wird aber vermutlich bleiben.

Tabelle 10: Konventionelle Referenzprodukte und ihr Treibhauspotenzial inkl. Vorkette

Umweltwirkung	Diesel	Benzin	Methanol aus Erdgas	Erdgas	Wasserstoff aus Erdgas
Treibhauspotenzial [g CO ₂ eq/MJ]	90	87	95	63	88

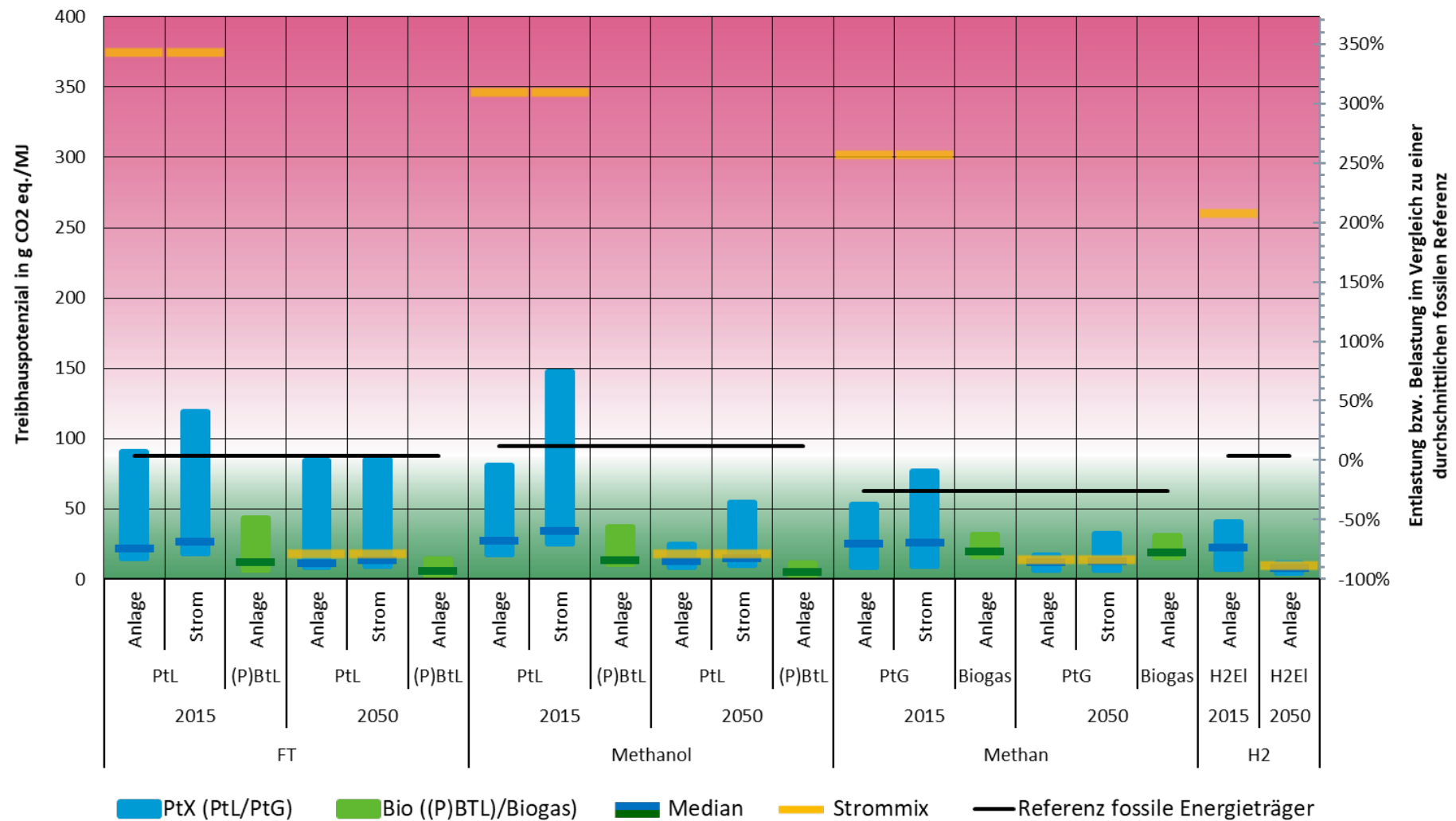
Neben dem Treibhauspotenzial im Jahr 2050 sind auch die heutigen THG-Emissionen der Bereitstellungspfade relevant: Weil sich das Hintergrundsystem nur langsam ändert, liegt das Treibhauspotenzial noch viele Jahre näher an den heutigen Werten als an denen des Jahres 2050.

In Abbildung 3 werden die Bandbreiten des auf den Energiegehalt bezogenen Treibhauspotenzials für alle Produkte, verschiedene Gruppen von Bereitstellungspfaden, die Stützjahre 2015 und 2050 sowie die beiden Betriebsweisen dargestellt. Die Treibhauspotenziale der Pfade, in denen der Strommix verwendet wird, sind gesondert gekennzeichnet. Außerdem ist die Ent- oder Belastung gegenüber einer durchschnittlichen fossilen Referenz (Mittelwert aus Benzin/Diesel, Methanol, Erdgas, Wasserstoff aus Erdgas) auf der rechten Achse angegeben. Zusätzlich ist der Hintergrund des Diagramms rot (zusätzliche Belastung) und grün (zusätzliche Entlastung) eingefärbt, um die Ergebnisse schnell einordnen zu können.

Die Bezeichnungen „Anlage“ und „Strom“ benennen die Betriebsweise der Syntheseanlage - nach möglichen Volllaststunden der Anlage oder der Stromerzeugung für die Elektrolyse (Abschnitt 2.3.2). Vereinfacht gesagt, steigen in der Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“ die Umweltwirkungen des Baus von Elektrolyseuren, Synthese- und Abscheidungsanlagen, da diese über die jeweilige feststehende Lebensdauer auf die in dieser Zeit produzierten Energieträgermengen verteilt werden. Laufen die Anlagen pro Jahr kürzer, werden weniger Energieträger produziert, die dann pro Einheit einen größeren „Rucksack“ an Umweltwirkungen aus dem Bau der Anlage erhalten. Für überwiegend biomassebasierte (P)BtL-Prozesse ist ein Betrieb mit den Volllaststunden der Stromquelle nicht zu erwarten und deshalb in den Abbildungen nicht aufgeführt.

Die Bereitstellungspfade für flüssige Energieträger sind nach rein strombasierten PtL-Pfaden und überwiegend biomassebasierten (P)BtL-Pfaden gruppiert. Die Gründe dafür sind, dass die (P)BtL-Prozesse einen niedrigeren technologischen Reifegrad aufweisen. Für jede Produktgruppe ist auch der Median über alle Ergebnisse dieser Gruppe dargestellt.

Abbildung 3: Treibhauspotenzial - Bandbreiten 2015 und 2050 und potenzielle Ent-/Belastung im Vergleich zu einer fossilen Referenz



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Im Gesamtbild reichen die Bandbreiten bis zu 95 % unter die fossile Referenz. Allerdings gibt es vor allem für das Jahr 2015 für alle Energieträger auch Pfade, die schlechter als die Referenz abschneiden und somit eine zusätzliche Belastung im Treibhauspotenzial bedeuten. Das gilt insbesondere für den Betrieb der Anlagen mit Strom aus dem Strommix, der im Jahr 2015 noch eine sehr schlechte Treibhausbilanz hat. Die Herstellung von synthetischen Energieträgern hat in diesem Fall ein Treibhauspotenzial, das rund 200–350 % des fossilen Referenzproduktes beträgt.

Im Jahr 2015 zeigen **rein strombasierte** PtL-Energieträger (FT-Kraftstoffe und Methanol) ähnliche Bandbreiten der Ergebnisse, während strombasiertes Methan (SNG) besser abschneidet. Die Wasserstoffpfade zeigen die geringste Aufspreizung der Ergebnisse und den größten Abstand zum Treibhauspotenzial des Referenzproduktes.

Hauptquellen für das Treibhauspotenzial sind bei allen strombasierten Produkten vor allem der Strom für die Elektrolyse. Bei den Pfaden mit CO₂-Abscheidung aus der Luft kann auch der Bau der Abscheideanlagen einen nennenswerten Beitrag liefern (im Extremfall bis zu 30 %).

Die überwiegend **biomassebasierten**, flüssigen Energieträger (FT-Kraftstoff und Methanol aus (P)BtL-Synthesen) schneiden im Jahr 2015 im Vergleich zu den rein strombasierten besser ab – sowohl hinsichtlich der jeweiligen Maximal- also auch Minimalwerte der Bandbreiten der Bereitstellungspfade. Anders sind die Ergebnisse beim Methan. Hier weisen die günstigsten PtG-Pfade ein niedrigeres Treibhauspotenzial auf als die günstigsten Biogaspfade. Im Vergleich der ungünstigsten Pfade liegt Biomethan deutlicher unter der fossilen Referenz als strombasiertes Methan. Hauptquellen für das Treibhauspotenzial sind bei allen überwiegend biomassebasierten Produkten der Anbau und Transport von Biomasse und in den PBtL-Pfaden auch der Strom für die Elektrolyse.

Im Jahr 2050 verbessern sich die Ergebnisse für fast alle Produkte und Betriebsweisen. Der Grund dafür liegt hauptsächlich in der sinkenden Treibhausintensität des Stroms für die Elektrolyse. Die Materialien für den Bau der Stromerzeugungs-, Synthese- und Abscheideanlagen (Stahl, Beton, Aluminium, Kupfer) sind durch geänderte Produktionsprozesse und das weitgehend defossilisierte Energiesystem (Abschnitt 2.3.1) für weniger Emissionen verantwortlich. Außerdem sinken durch den Einsatz synthetischer Energieträger die treibhauswirksamen Emissionen aus dem Transport der Produkte. Für den FT-Kraftstoff sinkt das Treibhauspotenzial des ungünstigsten Pfades (Pfad 61) weniger stark, da in diesem das CO₂ aus einem Braunkohle-Oxyfuelkraftwerk ganz dem FT-Kraftstoff zugerechnet wird (Abschnitt 2.3.2).

Über alle Bereitstellungspfade gemittelt trägt im Jahr 2050 CO₂ zu 76 %, CH₄ zu 12 % und N₂O zu 10 % zum Treibhauspotenzial bei.

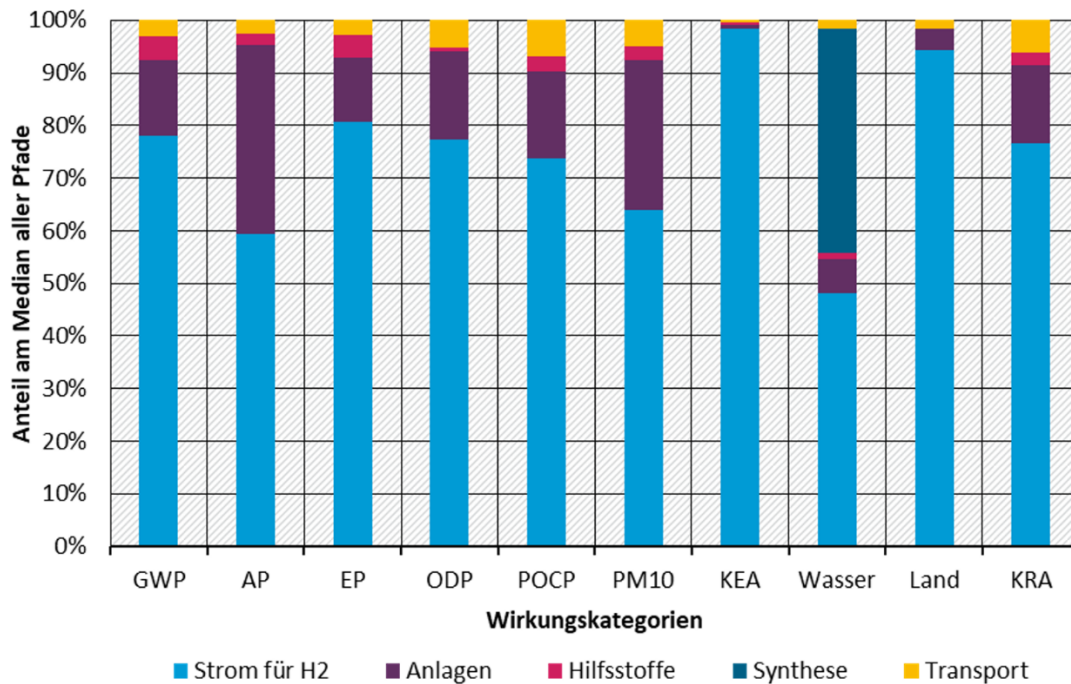
Um das Treibhauspotenzial der Energieträger möglichst gering zu halten, sollten die Anlagen in den Jahren 2015 und 2030 nicht mit Strom aus dem allgemeinen Mix betrieben werden. Entweder sollten die Anlagen dann nur in der Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“ laufen, oder es müssen Speicher für Wasserstoff/CO₂/Strom zur Anlage hinzugefügt werden. Beide Optionen erhöhen die Emissionen und Kosten. Die Nutzung von Speichern wurde in dieser Studie nicht modelliert.

Im Jahr 2050 ist der Unterschied zwischen den beiden Betriebsweisen weniger bedeutsam. Mit Blick auf das Treibhauspotenzial ist es dann problemlos, den allgemeinen Strommix einzusetzen.

3.2 Dominanzanalyse - Prozesse und Materialien

In der Dominanzanalyse wurde untersucht, wie die einzelnen Prozessschritte zu den verschiedenen Umweltwirkungen beitragen. Abbildung 4 zeigt für alle zehn untersuchten Wirkungskategorien die über alle **rein strombasierten** Bereitstellungspfade für das Jahr 2050 gemittelten (Median-)Anteile – also für alle Bereitstellungspfade, in denen keine Biomasse eingesetzt wird.

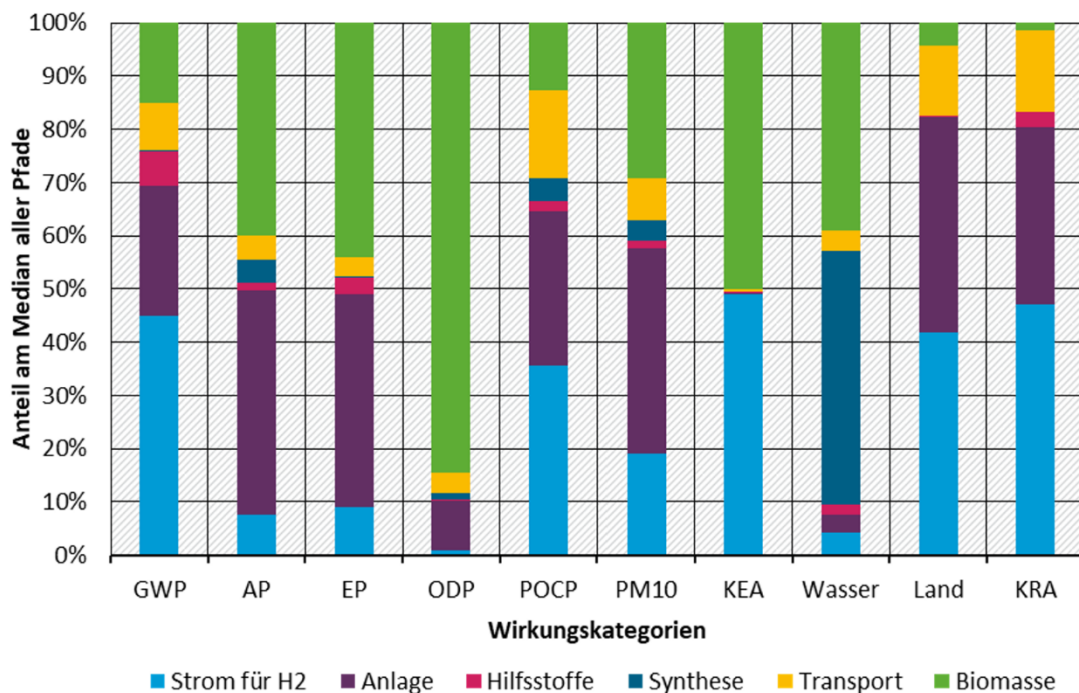
Abbildung 4: Dominanzanalyse aller Umweltwirkungskategorien für die Mediane über alle rein strombasierten Bereitstellungspfade 2050 (Volllaststunden Syntheseanlage)



GWP: Treibhauspotenzial, AP: Versauerung, EP: Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, POCP: Sommersmog, PM10: Feinstaub, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Wasser: Wasserverbrauch, Fläche: Flächenbedarf, KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand
Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Es zeigt sich, dass im Jahr 2050 die Erzeugung des Stroms für die Elektrolyse und der Bau der Synthese- und Abscheideanlagen über 90 % zu fast allen Wirkungskategorien beitragen. Ausnahme ist der Wasserverbrauch, bei dem der direkte Prozesswasserbedarf über alle rein strombasierten Pfade gemittelt rund ein Drittel beiträgt. Zu einem kleineren Teil tragen über alle Wirkungskategorien hinweg Transportinfrastruktur (Pipelines, Schiffe, LkW, ...) und direkte Emissionen des Transportes bei.

Abbildung 5: Dominanzanalyse aller Umweltwirkungskategorien für die Mediane über alle biomassebasierten Bereitstellungspfade 2050 (Volllaststunden Syntheseanlage)



GWP: Treibhauspotenzial, AP: Versauerung, EP: Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, POCP: Sommersmog, PM10: Feinstaub, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Wasser: Wasserverbrauch, Fläche: Flächenbedarf, KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand
Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 5 zeigt die Dominanzanalyse für alle Wirkungskategorien - gemittelt über alle Bereitstellungspfade, in denen **biogene Reststoffe und Anbaubiomassen** eingesetzt werden, für das Jahr 2050. Die Nutzung von Strom für die Elektrolyse in den PBtL-Pfaden führt auch hier zu erheblichen Beiträgen. Daneben trägt aber auch die Biomasse stark zu den Umweltwirkungen bei. Sowohl die Herstellung und Nutzung von Mineraldünger als auch die direkten Emissionen aus der Synthese der Energieträger (Biomassevergasung) liefern relevante Beiträge zu Versauerung, Ozonabbau- und Sommersmogpotenzial sowie zur sekundären Feinstaubbildung.

In den durch die Analyse ermittelten dominanten Prozessschritten gibt es sowohl für die rein strombasierten als auch für die biomassebasierten Bereitstellungspfade eine relativ kleine Menge an Materialien und Prozessen, die Hauptursache der Umweltwirkungen sind:

► Herstellung und Betrieb der Stromerzeugungsanlagen:

- Für Windkraftanlagen ist die Herstellung der Materialien Stahl und glasfaserverstärkter Kunststoff (GFK) am wichtigsten; relevant sind auch die Herstellung von Aluminium, Kupfer und Zement sowie die Transporte für den Anlagenbau.
- Für Photovoltaikanlagen dominieren die Herstellung von Kupfer und Aluminium. In geringerem Umfang spielt auch die Herstellung von Silber, Glas und Stahl eine Rolle.

- Die Stromgewinnung aus Geothermie in Island ist mit sehr hohen H₂S-Emissionen verbunden.
 - Kraftwerke mit konzentrierender Solarkraft (CSP) mit Flüssigsalz-Wärmespeichern nutzen Nitratsalze als Speichermedium, die bei der Herstellung signifikante N₂O-Emissionen verursachen.
- Anlagen (Elektrolyseure, Syntheseanlagen, Abscheideanlagen für CO₂):
- Auch hier trägt die Herstellung einiger weniger Materialien, die beim Bau der Anlagen verwendet werden, dominant zu den Umweltwirkungen bei: Am größten ist der Beitrag von Stahl, gefolgt von Aluminium, Kupfer und Zement.
 - Direkte Emissionen aus den Syntheseanlagen tragen nur in den (P)BtL-Prozessen mit Biomassevergasung in relevantem Umfang zu einigen Umweltwirkungen bei (z. B. zur Versauerung und zum Sommersmogpotenzial)
- Beim Transport von Strom und PtX-Energieträgern spielen ebenfalls die Herstellung von Stahl, Aluminium und Kupfer eine dominierende Rolle - vor allem für den Bau von LKW, Schiffen und Pipelines. Hinzu kommen die direkten Emissionen aus der Verbrennung der Treibstoffe in den Motoren der Transportmittel.
- In den Umweltkategorien, in denen Biomasse einen relevanten Beitrag liefert, tragen die Herstellung von Stickstoffdünger für die Anbaubiomasse und die direkten Emissionen der Düngieranwendung, v. a. NH₃, N₂O und Nitrat, am stärksten bei. Hinzu kommen die direkten Emissionen beim Transport der Biomasse.

3.3 Normierung

Im Abschnitt 3.1 wurde gezeigt, dass die Herstellung synthetischer Energieträger meist mit einem geringeren Treibhauspotenzial verbunden ist als diejenige fossiler Referenzprodukte. In vielen anderen Wirkungskategorien schneiden die synthetischen Energieträger aber deutlich schlechter ab als die Referenz.

Um abzuschätzen, wie relevant die zusätzlichen Be- und Entlastungen sind, wird die Größe der zusätzlichen Umweltwirkungen mit heutigen Umweltbelastungen in Bezug gesetzt. Dieser Bewertungsschritt in Ökobilanzen wird als Normierung bezeichnet, siehe z. B. in [UBA 1999].

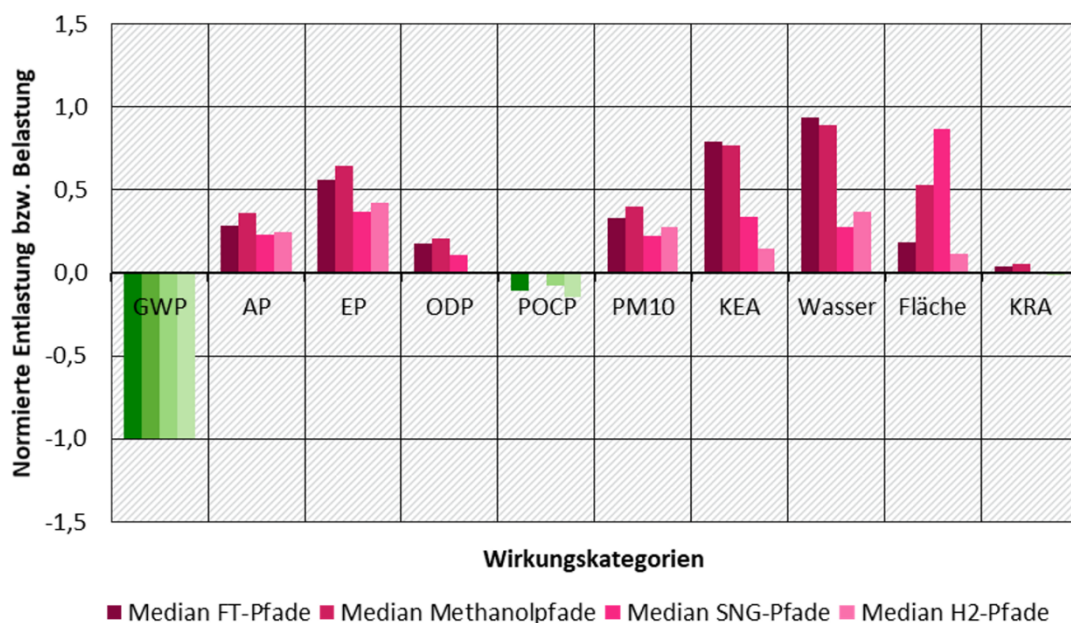
Ausgangspunkt für die Normierung ist in dieser Studie die rechnerische zusätzliche Be- oder Entlastung, die dadurch entstehen würde, wenn im Jahr 2050 ein fossiler durch einen synthetischen Energieträger ersetzt würde. Als zu ersetzende fossile Referenz wurde ein arithmetischer Mittelwert über die Umweltwirkungen fossilen Benzins, Diesels, Erdgases und Wasserstoffs berechnet. Diesen Werten wurden die Umweltwirkungen gegenübergestellt, die aus der Herstellung eines synthetischen Energieträgers resultieren würden, der den gleichen Energiebedarf deckt. Die Differenz beziffert die rechnerische, zusätzliche spezifische Be- oder Entlastung durch den synthetischen Energieträger gegenüber dem fossilen.

Diese Ent- und Belastungen lassen sich dadurch einordnen, dass sie in einem weiteren Schritt mit den Gesamtemissionen in der jeweiligen Kategorie in Deutschland verglichen werden. In dieser Studie wurden dazu die Daten des Jahres 2016 verwendet. Im letzten Schritt werden die

Entlastungen beim Treibhauspotenzial als -1 festgelegt und die Be- oder Entlastungen der anderen Umweltwirkungen darauf bezogen. Im Kapitel 5 des ausführlichen Anhangs zu diesem Bericht wird die Normierung in einem Rechenbeispiel dargestellt.

Neben der Analyse einzelner Bereitstellungspfade ist es auch sinnvoll, die Umweltwirkungen für einzelne Produktgruppen zu normieren und darzustellen. Dafür wurden zunächst die Mediane der Ergebnisse in den Produktgruppe gebildet, diese dann den Umweltwirkungen durch fossile Energieträger gegenübergestellt und auf die Situation 2016 normiert. Für die Wasserstoffpfade wurden auch Sensitivitätsrechnungen (Stromversorgung mit PV bzw. dem Strommix 2050) in die Medianbildung mit einbezogen.

Abbildung 6: Rechnerische Entlastung bzw. Belastung 2050 im Vergleich zu fossilen Energieträgern, normiert auf die Situation 2016 für die Mediane über alle Pfade einer Produktgruppe (Volllaststunden Syntheseanlage)



GWP: Treibhauspotenzial, AP: Versauerung, EP: Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, POCP: Sommersmog, PM10: Feinstaub, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Wasser: Wasserverbrauch, Fläche: Flächenbedarf, KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand
Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

In Abbildung 6 sind die Ent- und Belastungen für die Medianwerte grafisch dargestellt. Für die Fischer-Tropsch-Pfade und die Methanolfpade ergibt sich ein sehr ähnliches Bild. Neben dem Treibhauspotenzial zeigen sich nur noch für das Sommersmogpotenzial (POCP) leichte Entlastungen. In allen anderen Wirkungskategorien entstehen in dieser Abschätzung zusätzliche Belastungen. Für die Kategorien Wasserbedarf und kumulierter Energieaufwand (KEA) liegen diese in der gleichen Größenordnung wie die Entlastung in der Kategorie Treibhauspotenzial. Für das Eutrophierungspotenzial (EP) ist es rund die Hälfte des GWP.

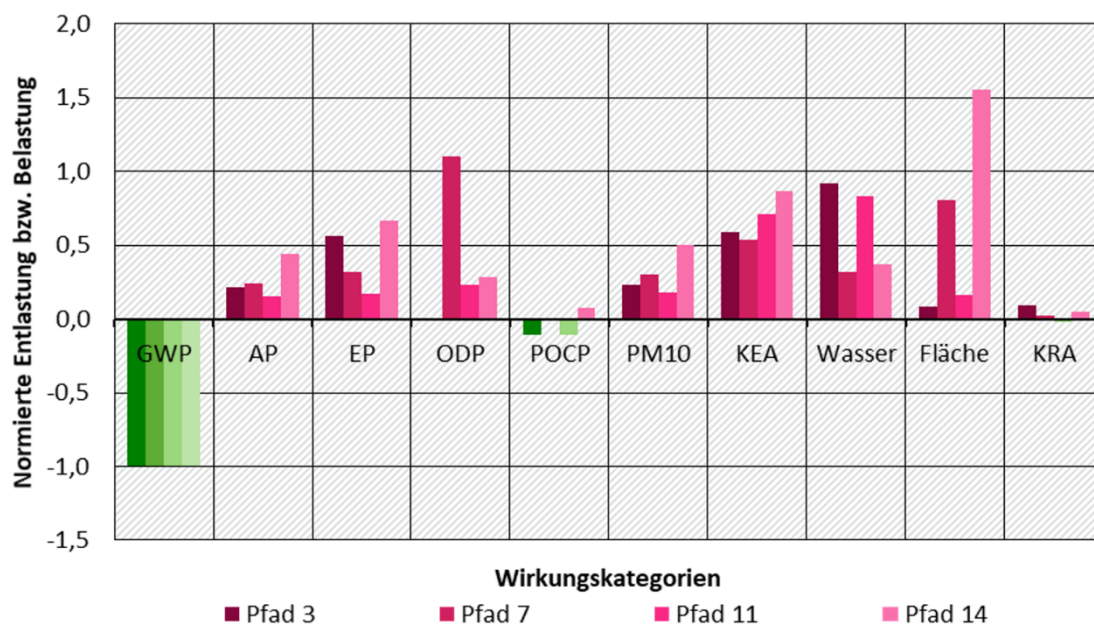
Die Medianwerte für synthetisches Erdgas (SNG) folgen einem ähnlichen Muster, liegen aber für fast alle Kategorien besser als die für Fischer-Tropsch-Kraftstoffe und Methanol. Die Wasserstoffpfade schneiden in dieser Analyse ähnlich wie SNG ab, liegen jedoch in der Kategorie „Fläche“ deutlich besser.

Die in Kapitel 2.4 dargestellte Auswahl der Pfade beeinflusst allerdings diese Ergebnisse. So wird beispielsweise in acht von zwölf SNG-Pfaden entweder Photovoltaik oder konzentrierende Solarkraft (CSP) als Stromquelle eingesetzt, die beide einen relativ großen Flächenbedarf haben. Entsprechend hoch liegt dann auch der Median der Ergebnisse. Für Methanol sind hingegen nur acht von 20 Pfaden mit PV oder CSP gerechnet, für Wasserstoff nur zwei der Sensitivitätsrechnungen.

Die Tendenz ist über alle Produktgruppen gleich: Im Mittel könnte die Herstellung von P(B)tX-Energieträgern im Jahr 2050 noch mit erheblichen Umweltwirkungen verbunden sein. Diese stammen allerdings überwiegend aus der Herstellung relativ weniger Materialien für Stromerzeugungs- und Syntheseanlagen sowie für Pipelines und Transportschiffe.

Weitere pfadübergreifende Aussagen lassen sich gewinnen, wenn einzelne Pfadgruppen betrachtet werden, die sich darin unterscheiden, ob und welche Art von Biomasse eingesetzt wird. In den Abbildung 7 bis Abbildung 9 ist dies exemplarisch für Fischer-Tropsch-Kraftstoffe dargestellt.

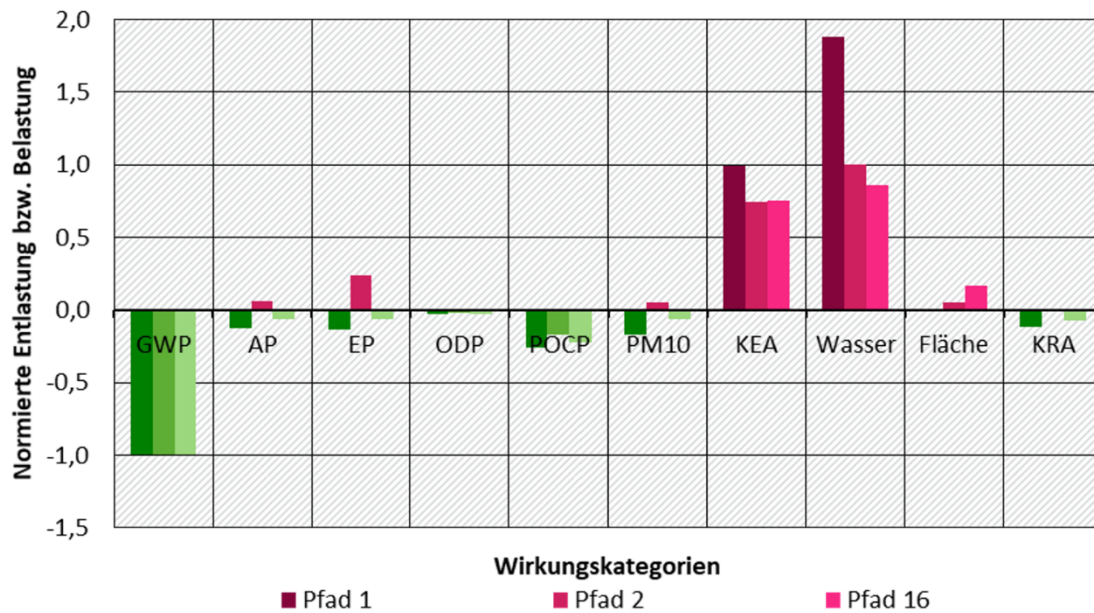
Abbildung 7: Rechnerische Entlastung bzw. Belastung 2050 im Vergleich zu fossilen Energieträgern, normiert auf die Situation 2016 für rein strombasierte FT-Pfade (Volllaststunden Syntheseanlage)



GWP: Treibhauspotenzial, AP: Versauerung, EP: Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, POCP: Sommersmog, PM10: Feinstaub, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Wasser: Wasserverbrauch, Fläche: Flächenbedarf, KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand
Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

In Abbildung 7 sind die normierten Ent- und Belastungen für vier Pfade dargestellt, in denen Fischer-Tropsch-Kraftstoff aus Strom und CO₂ hergestellt wird (rein strombasierte Pfade). Über alle Wirkungskategorien zeigt sich dasselbe Muster wie für die Mediane der Produktgruppen in Abbildung 6. Unterschiede zwischen den Pfaden beruhen ganz überwiegend auf der Nutzung unterschiedlicher Stromquellen. In Pfad 14 führt die Nutzung von PV-Strom zu höheren Werten für Versauerung, Eutrophierung, Feinstaub und Flächenbedarf. In Pfad 7 zeigt sich ein besonders hohes Potenzial für den Abbau von Ozon, das aus der Herstellung der Salze zur Wärmespeicherung im CSP-Kraftwerk resultiert.

Abbildung 8: Rechnerische Entlastung bzw. Belastung 2050 im Vergleich zu fossilen Energieträgern, normiert auf die Situation 2016 für FT-Pfade mit Bioreststoffen

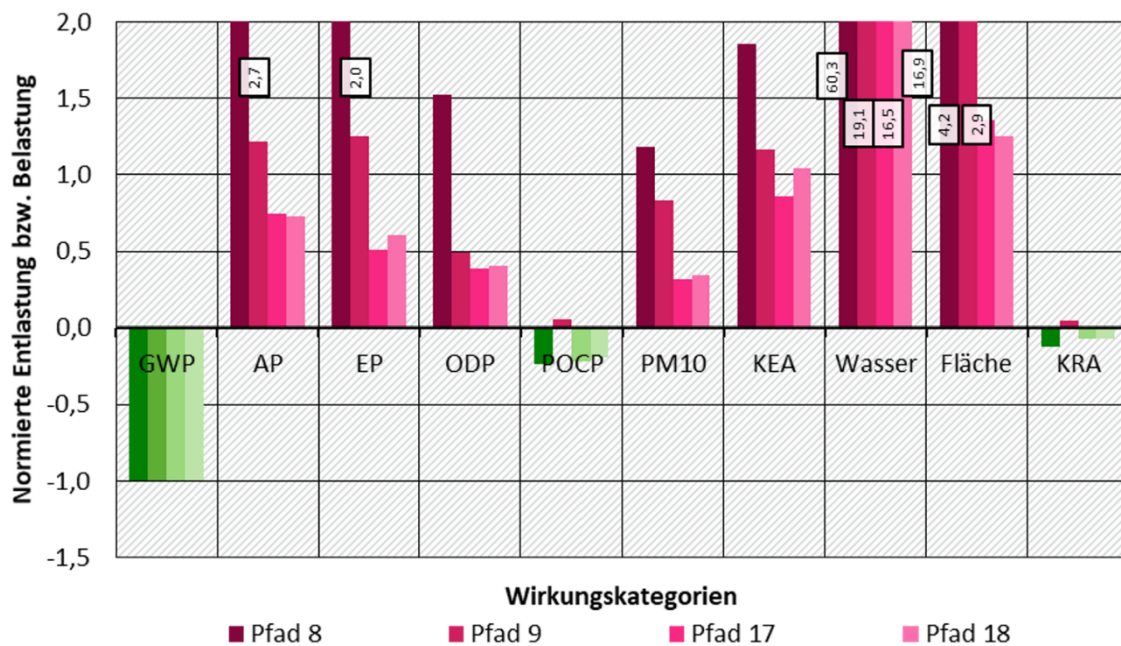


GWP: Treibhauspotenzial, AP: Versauerung, EP: Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, POCP: Sommersmog, PM10: Feinstaub, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Wasser: Wasserverbrauch, Fläche: Flächenbedarf, KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand
Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

In Abbildung 8 sind die normierten Ent- und Belastungen für drei Pfade dargestellt, in denen Fischer-Tropsch-Kraftstoff aus Bioreststoffen hergestellt wird. Pfad 2 und 16 sind PBtL-Pfade, in denen auch elektrolytisch gewonnener Wasserstoff eingesetzt wird. Im Gegensatz zu reinen PtL-Pfaden wird deutlich weniger Strom benötigt, und die Reststoffe gehen entsprechend der ökobilanziellen Konvention ohne Umweltlasten aus dem Anbau in die Bilanz ein. Deshalb zeigen sich in den meisten Umweltkategorien Entlastungen gegenüber der Herstellung fossiler Energieträger. In Zukunft könnte sich diese Zuordnung und damit die ökobilanzielle Bewertung ändern (siehe Abschnitt „Limitierungen der ökobilanziellen Betrachtung“ in Kapitel 3.4)

Der besonders hohe kumulierte Energieaufwand und Wasserbedarf in Pfad 1 resultiert aus der schlechteren Ausnutzung des biogenen Kohlenstoffs in der reinen BtL-Synthese.

Abbildung 9: Rechnerische Entlastung bzw. Belastung 2050 im Vergleich zu fossilen Energieträgern, normiert auf die Situation 2016 für FT-Pfade mit Anbaubiomasse



GWP: Treibhauspotenzial, AP: Versauerung, EP: Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, POCP: Sommersmog, PM10: Feinstaub, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Wasser: Wasserverbrauch, Fläche: Flächenbedarf, KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand
Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

In Abbildung 9 sind die normierten Ent- und Belastungen für vier Pfade dargestellt, in denen Fischer-Tropsch-Kraftstoff aus Pappelholz aus Kurzumtriebsplantagen (Anbaubiomasse) hergestellt wird. Im Vergleich zu den rein strombasierten Pfaden und denen mit Bioreststoffen zeigen sich hier fast durchweg erheblich schlechtere Werte. Insbesondere die Nutzung mineralischen Düngers führt zu hohen Belastungen in den Kategorien Versauerung, Eutrophierung und Sommersmog. Auch Wasser- und Flächenbedarf ist für Anbaubiomasse sehr hoch. Die extrem hohen Umweltbelastungen in Pfad 8 resultieren auch aus der schlechteren Ausnutzung des biogenen Kohlenstoffs in der reinen BtL-Synthese.

3.4 Fazit Ökobilanzen

In einer zusammenfassenden Einordnung der Ökobilanzberechnungen werden in diesem Abschnitt diejenigen Faktoren benannt, welche die Umweltwirkungen der Bereitstellung synthetischer Energieträger auf Basis erneuerbarer Energien signifikant beeinflussen. Außerdem werden mögliche Zielkonflikte für Pfade und Pfadgruppen herausgearbeitet – etwa, wenn besonders niedrige Treibhausgasemissionen mit hohen Werten in anderen Wirkungskategorien einhergehen.

Eine zentrale Frage ist zunächst, welche Klimawirkungen synthetische Energieträger haben und ob sie Entlastungen gegenüber fossilen Referenzprodukten erbringen:

- ▶ Schon im Stützjahr 2015 gibt es einige Bereitstellungspfade auf Basis von erneuerbarem Strom oder Biomasse, die eine Reduktion von knapp 80 % im Treibhauspotenzial gegenüber der fossilen Referenz erreichen. Die Mehrzahl der Pfade erreichen diese Reduktion aber nicht und liegen zum Teil sogar deutlich darüber. Einzelne Bereitstellungsoptionen liegen sogar im Bereich der fossilen Referenz (Pfade 10, 32, 48 mit CO₂ aus der Luft und PV als Stromquelle in Deutschland) oder schneiden sogar schlechter als diese ab (Pfad 61 mit CO₂ aus einem Braunkohlekraftwerk im Oxyfuelbetrieb).
- ▶ Im Jahr 2050 liegen die meisten Pfade 80 %, etliche auch knapp 90 % unter der fossilen Referenz. Nur bei einer vollständigen Nutzung erneuerbarer Energien entlang der gesamten Produktionskette könnten auch diese Treibhausgasemissionen noch weitgehend vermieden werden. Eine Entlastung um 95 % wird nur bei einzelnen Pfaden erreicht, nämlich den (P)BtL-Pfaden mit Stroh oder Waldrestholz als Rohstoff.
- ▶ Besonders ungünstig aus der Perspektive des Treibhauspotenzials ist heute noch die Herstellung synthetischer Energieträger mit Strom aus der allgemeinen Stromversorgung bzw. dem derzeitigen Strommix. Das Treibhauspotenzial dieser Energieträger liegt für das Jahr 2015 bei bis zu 350 % der fossilen Referenz.
- ▶ Bei „Inselbetrieb“ mit der Versorgung aus nur einer erneuerbaren Erzeugungstechnik können die Elektrolyseure, CO₂-Abscheidungsanlagen und die Synthesanlagen entweder nur mit den Volllaststunden der mit der Anlage verkoppelten EE-Stromquelle laufen (in dieser Studie betrachtet in der Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“) oder es müssen Speicher für Wasserstoff/CO₂/Strom verwendet werden.
 - Die Betriebsweise „Volllaststunden Stromquelle“ führt zu einem erhöhten Treibhauspotenzial der Kraftstoffe, da die Emissionen aus dem Bau der Anlagen über deren Lebensdauer auf eine kleinere Menge an produzierten Energieträgern angerechnet werden. Im Extremfall verdoppelt sich dadurch das Treibhauspotenzial (z. B. Pfad 32: Methanol mit CO₂ aus der Luft und PV als Stromquelle in Deutschland)
 - Die Umweltwirkungen durch Bau und Betrieb von Speichern wurden in dieser Studie nicht betrachtet.
- ▶ Für das Treibhauspotenzial der strombasierten Bereitstellungspfade spielt die Art der erneuerbaren Stromquelle die entscheidende Rolle:
 - Die Herstellung der Stromerzeugungsanlagen ist mit Treibhausemissionen verbunden, die in der Vorkette, also hauptsächlich in der Herstellung der Materialien Stahl, Beton, Kupfer und Aluminium entstehen. Das ist auch – in vermindertem Maße –

- noch im Jahr 2050 der Fall, auch wenn sich die Herstellungsverfahren gemäß den Annahmen in Abschnitt 2.3.1 signifikant verbessern¹.
- Die Stromerzeugung mit Photovoltaik hat aufgrund der Vorketten auch 2050 noch das größte Treibhauspotenzial der erneuerbaren Energiequellen, gefolgt von konzentrierender Solarkraft, Geothermie, Wind onshore, Wind offshore und Wasserkraft.
Das gilt auch für Standorte mit günstigen Bedingungen für Photovoltaik – in dieser Studie etwa für die Stromerzeugung in Marokko und Saudi-Arabien – mit hohen Volllaststunden. An eher ungünstigen PV-Standorten – in dieser Studie Deutschland – fällt das Treibhauspotenzial je erzeugter Kilowattstunde Strom deshalb noch größer aus.
- Entsprechend zeigen die Bereitstellungspfade mit großem Strombedarf sowie Stromquellen mit hohem Treibhauspotenzial an eher ungünstigen Standorten die schlechtesten Gesamtergebnisse. Beispielhaft sind dafür die Pfade 10 (FT), 32 (Methanol), 48 (SNG) mit CO₂-Abscheidung aus der Luft und Photovoltaik als Stromquelle in Deutschland zu nennen.
- ▶ Beim Transport der Produkte aus dem Ausland gibt es Unterschiede zwischen den flüssigen und gasförmigen Energieträgern.
 - Für die flüssigen Energieträger trägt der Transport per Tankschiff relativ wenig zum Treibhauspotenzial bei. Die alternativ betrachtete Nutzung der Hochspannungsgleichstromübertragung führt zu ähnlich geringen Werten.
 - Für synthetisches Erdgas (SNG) unterscheiden sich die Transportoptionen wegen der Methanemissionen deutlicher: Der Transport per Flüssiggastanker hat das größte Treibhauspotenzial (2050: 3 g CO₂ eq/MJ), gefolgt vom Pipelinetransport (2050: 1 g CO₂ eq/MJ). Die Nutzung der Hochspannungsgleichstromübertragung führt zu den geringsten Werten (2050: 0,5 g CO₂eq/MJ)
- ▶ Die Pfade mit Biomasse als Rohstoff schneiden beim Treibhauspotenzial durchschnittlich besser ab als die strombasierten Pfade.
 - Vor allem Bereitstellungspfade, die biogene Reststoffe (Stroh, Waldrestholz, Biomüll) verwenden, zeigen die geringsten Werte. Das liegt vor allem daran, dass ihnen keine Lasten aus dem Anbau zugeschrieben werden.
PBtL-Synthesen mit den gleichen Rohstoffen nutzen diese zwar besser aus, zeigen aber – je nach gekoppelter Stromquelle – ein deutlich größeres Treibhauspotenzial. Es ist deshalb ebenfalls ungünstig, diese mit dem allgemeinen Strommix zu betreiben, solange er noch größere Anteile fossiler Energiequellen enthält.
 - Für Anbaubiomasse (Holz aus Kurzumtriebsplantagen, Silomais) führen die Emissionen während Anbau und Ernte zu einem höheren Treibhauspotenzial – und zu hohen Umweltbelastungen in anderen Wirkungskategorien.
 - Die Biomethanpfade weisen im Jahr 2050 im Vergleich zum synthetischen Erdgas ein höheres Treibhauspotenzial auf. Grund dafür sind die Methanverluste in der Energiebereitstellung für den Betrieb der Anlage, insbesondere der Aufbereitung des Rohbiogases.

¹ Es wird, wie in der RESCUE-Studie, unterstellt, dass die Welt außerhalb Europas zwar auch eine Transformation hin zur Treibhausgasneutralität vollzieht, jedoch um 10 Jahre verzögert.

- Außerhalb des Rahmens der Ökobilanz unterliegen die überwiegend biomassebasierten Bereitstellungspfade einer Reihe von Einschränkungen. Insbesondere ist die Verfügbarkeit dieser Energieträger möglicherweise durch beschränkte Potenziale und Nutzungskonkurrenzen eingeschränkt.

Im Gegensatz zum Treibhauspotenzial zeigen alle Bereitstellungspfade in den meisten anderen Wirkungskategorien eine deutliche höhere Umweltbelastung im Vergleich zur fossilen Referenz. Wenn im Jahr 2050 große Mengen an synthetischen Energieträgern eingesetzt werden, kann sich daraus eine erhebliche zusätzliche Belastung ergeben, die in vielen Wirkungskategorien in einer ähnlichen Größenordnung liegt wie die Entlastung im GWP (Abschnitt 3.3)

- ▶ Das Versauerungspotenzial liegt im Jahr 2050 für den Median aller Bereitstellungspfade doppelt so hoch wie die fossile Referenz. Grund dafür sind insbesondere Emissionen aus der Stahl-, Kupfer- und Aluminiumherstellung für die Stromerzeugungsanlagen. Besonders schlecht schneiden Pfade mit Anbaubiomasse ab, da dort der Einsatz von Düngemitteln zu erheblichen Ammoniak-Emissionen führt. Die Stromgewinnung aus Geothermie in Island ist mit sehr hoher Versauerung durch H₂S-Emissionen verbunden.
- ▶ Das Eutrophierungspotenzial liegt im Jahr 2050 für den Median aller Bereitstellungspfade rund 3,8fach so hoch wie die fossile Referenz. Grund dafür sind auch hier Emissionen aus Stahl-, Kupfer- und Aluminiumherstellung. Besonders schlecht schneiden wieder Pfade mit Anbaubiomasse ab, da dort der Einsatz von Düngemitteln zu erheblichen Ammoniak-Emissionen führt.
- ▶ Das Ozonabbaupotenzial liegt für den Median aller Bereitstellungspfade für das Jahr 2050 ebenfalls beim 3,2fachen der fossilen Referenz, das Sommersmogpotenzial rund 15 % darunter. Beim Ozonabbau stechen besonders die Pfade mit konzentrierender Solarkraft (CSP) und die Biomethanerzeugung negativ hervor. Bei CSP sind die Flüssigsalz-Wärmespeicher verantwortlich, die bei der Herstellung des Salzes signifikante N₂O-Emissionen verursachen. Beim Biomethan ist es die Gärrestlagerung und -ausbringung sowie die Emissionen aus dem intern genutzten Biogas-BHKW (Strom und Wärme für den Betrieb der Anlage).
- ▶ Der kumulierte Energieaufwand als Maß für die Gesamteffizienz der Bereitstellungspfade sinkt von 2,3 MJ/MJ auf rund 2 MJ/MJ im Jahr 2050 und liegt damit immer noch 55 % über der fossilen Referenz. Gleichzeitig bedeutet dieser Wert, dass nur die Hälfte des eingesetzten Stroms als Energie in den Endprodukten gespeichert ist.
- ▶ Die Feinstaubbelastungen durch synthetische Energieträger liegen für den Median aller Bereitstellungspfade im Jahr 2050 doppelt so hoch wie die fossile Referenz. Besonders negativ stechen hier wieder die Pfade mit Anbaubiomasse und Biomethanpfade mit Aminwäsche hervor.
- ▶ Der Flächenbedarf liegt für den Median aller Bereitstellungspfade im Jahr 2050 rund 6.800fach über der fossilen Referenz. Hier sind es vor allem die Pfade mit Strom aus Photovoltaik und konzentrierender Solarkraft, sowie Pfade mit Anbaubiomasse, die einen sehr großen Flächenbedarf aufweisen.
- ▶ Auch der Wasserverbrauch liegt für den Median aller Bereitstellungspfade im Jahr 2050 rund 5,7fach über der fossilen Referenz. Besonders schlecht schneiden die Bereitstellungspfade mit Anbaubiomasse ab.

- Der kumulierte Rohstoffbedarf steigt im Median aller Bereitstellungspfade im Jahr 2050 um rund 10 % gegenüber der fossilen Referenz und verschiebt sich von Energie- und Mineralrohstoffen hin zu metallischen Rohstoffen.

Eine produktübergreifende Bewertung ist nur eingeschränkt möglich und sinnvoll, da

- die Produkte z. T. unterschiedliche Einsatzbereiche und -zwecke haben (Treibstoff, Brennstoff, chemischer Grundstoff, Reduktionsmittel in der Industrie) und
- die Nutzungsphase in dieser Studie nicht betrachtet wird. Umweltwirkungen, die sich z. B. aus der Verbrennung ergeben und sich von Produkt zu Produkt unterscheiden, sind deshalb nicht berücksichtigt und
- nicht für alle Produkte eine vergleichbare Zahl und Auffächerung der Bereitstellungspfade verwendet wurde.

Ein rein auf den Heizwert bezogener Vergleich der Produkte ergibt in der Tendenz, dass die Erzeugung von Wasserstoff mit den geringsten Umweltwirkungen verbunden ist, gefolgt von synthetischem Erdgas, Fischer-Tropsch-Kraftstoffen und Methanol. Diese Rangfolge spiegelt auch den steigenden Komplexitätsgrad der Syntheseanlagen wider.

Limitierungen der ökobilanziellen Betrachtung

Die Aussagekraft der durchgeführten Untersuchungen ist in folgenden Punkten eingeschränkt und sollte in nachfolgenden Studien geschärft werden:

- Die Nutzung der Abwärme aus den Syntheseanlagen für die Abscheidung von CO₂ ist nur möglich, wenn diese direkt gekoppelt sind. Entkoppelte Bereitstellungspfade würden zu ungünstigeren Ergebnissen führen.
- Die Umweltwirkungen von Speichern für CO₂, Wasserstoff und Strom wurden nicht einbezogen. Hierdurch würden die Ergebnisse ungünstiger.
- Die biogenen Reststoffe wurden im Einklang mit den heute üblichen Konventionen als „Abfälle zur Verwertung“ betrachtet und bringen deshalb keine ökobilanziellen Lasten aus dem Anbau mit. Wenn diese Stoffe in der Zukunft in großer Menge für synthetische Energieträger oder auf andere Art stofflich oder energetisch genutzt werden, sind sie möglicherweise als Wertstoff bzw. Nebenprodukt zu behandeln, das anteilig die Lasten des Anbaus zugeschrieben bekommt. Das würde die Ergebnisse für alle Bereitstellungspfade mit landwirtschaftlichen Reststoffen verschlechtern.
- Indirekte Umweltwirkungen der Biomassenutzung, wie direkte und indirekte Landnutzungsänderungen, wurden in dieser Studie nicht betrachtet.
- Die Daten zum Bau der Syntheseanlagen sind der Ökobilanzdatenbank EcoInvent entnommen und bilden nur einen allgemeinen Anlagentypus (z. B. „Chemical Factory Organics“) ab. Spezifische Anlagendaten würden die Genauigkeit der Ergebnisse erhöhen.
- Für die betrachteten Länder wurden nur Volllaststunden für durchschnittliche gute Standorte verwendet. Eine Differenzierung nach Bandbreiten ist vorstellbar.
- Die Nutzungsphase der Energieträger wurde mit Ausnahme des Treibhauspotenzials nicht betrachtet. Hier könnten synthetische Energieträger Vorteile gegenüber der fossilen Referenz haben, z. B. aufgrund geringerer Schadstoffgehalte.

- ▶ Die Transformation des Hintergrundsystems (Abschnitt 2.3.1) konnte nur für die Strombereitstellung, die wichtigsten Schlüsseltechnologien, Prozess und Materialien modelliert werden. Außerdem wird wie in der RESCUE-Studie unterstellt, dass die Welt außerhalb Europas zwar auch eine Transformation hin zur Treibhausgasneutralität vollzieht, jedoch um zehn Jahre verzögert. Für nachfolgende Untersuchungen wäre interessant, welche Umweltwirkungen mit der Herstellung der synthetischen Energieträger verbunden sind,
 - wenn die Wirtschaft weltweit defossilisiert ist und
 - wenn diese Transformation vollständig im Ökobilanzmodell des Hintergrundsystems abgebildet wird.

4 Quellenverzeichnis

- BioRest (2019). BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem, Umweltbundesamt, Texte 115/2019
- DBFZ (2010). Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen. Leipzig, Deutsches BiomasseForschungsZentrum, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.
- De Leeuw, F. A. A. M. (2002): A set of emission indicators for long-range transboundary air pollution. In: Environmental Science & Policy. Vol. 5, S. 135-145.
- ECN. (2015). "NREAP database." von <https://www.ecn.nl/collaboration/nreap/2010/data/>.
- Fehrenbach, H. / Grahl, B. / Giegrich, J. / Busch, M. (2015): Hemeroby as an impact category indicator for the integration of land use into life cycle (impact) assessment. In: International Journal of Life Cycle Assessment. Vol. 20, No.11, S. 1511-1527.
- Goedekoop, M. / Heijungs, R. / Huijbregts, M. / De Schryver, A. / Struijs, J. / van Zelm, R. (2009): ReCiPe 2008 - A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at midpoint and endpoint level. First edition. Report I: Characterisation.
- Hauschild, M. / Wenzel, H. (1998): Environmental Assessment of products. Volume 2: Scientific background. Chapman & Hall. London.
- Heijungs, R. / Guinée, J. B. / Huppes, G. / Lankreijer, R. M. / de Haes, H. A. U. / Wegener Sleeswijk, A. / Ansems, A. M. M. / Eggels, P. G. / van Duin, R. / Goede, H. P. de (1992): Environmental Life Cycle Assessment of products. Guide and Backgrounds.
- IPCC (2013): Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex, P.M. Midgley (eds.), Cambridge University Press. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- JOULES (2017) - Joint Operation for Ultra Low Emission Shipping, European Commission, <https://cordis.europa.eu/project/rcn/109269/reporting/en>, Accessed: 2019-09-06
- Nitsch, J., W. Krewitt, M. Nast, P. Viebahn, S. Gärtner, et al. (2004). Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Nitsch, J., T. Pregger, T. Naegler, Dominik Heide, D. L. d. Tena, et al. (2012). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart, Kassel, Teltow, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).
- NREAP (2010). Bundesrepublik Deutschland - Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. B. Deutschland.
- Öko-Institut and FhG ISI (2015). Klimaschutzszenario 2050. 2. Modellierungsrunde. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit., Öko-Institut e. V. Berlin, Fraunhofer Institut für System -und Innovationsforschung.

Stetter, D. (2014). Enhancement of the REMix energy system model: Global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation. Hochschulschrift, Univ. Stuttgart

UBA (1999): Bewertung in Ökobilanzen: Methode des Umweltbundesamtes zur Normierung von Wirkungsindikatoren, Ordnung (Rangbildung) von Wirkungskategorien und zur Auswertung nach ISO 14042 und 14043; Version'99. Umweltbundesamt

UBA (2016): CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe, Umweltbundesamt, Climate Change 27/2016

UBA (2019). Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE, Umweltbundesamt, Climate Change 36/2019.

Wernet, G. / Bauer, C. / Steubing, B. / Reinhard, J. / Moreno-Ruiz, E. / Weidema, B. (2016): The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. In: The International Journal of Life Cycle Assessment. Vol. 21, No.9, S. 1218-1230.

WMO (2014): Scientific Assessment of Ozone Depletion: 2014. Global Ozone Research and Monitoring Project - Report No. 55, World Meteorological Organization (WMO). Geneva.