

# SCHRIFTENREIHE ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT

*Analyse*

Februar 2023

## Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland

Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement

Mario Ragwitz (AG-Leitung) | Anke Weidlich (AG-Leitung) | Dirk Biermann | Julian Brandes | Tom Brown | Célia Burghardt | Elisabeth Dütschke | Berit Erlach | Manfred Fishedick | Sabine Fuss | Oliver Geden | Jörn Gierds | Ulrike Herrmann | Patrick Jochem | Christoph Kost | Gunnar Luderer | Karsten Neuhoff | Mirko Schäfer | Kurt Wagemann | Frauke Wiese | Jenny Winkler | Bastian Zachmann | Lin Zheng

Energiesysteme der Zukunft ist ein Projekt von:

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina | [www.leopoldina.org](http://www.leopoldina.org)

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften | [www.acatech.de](http://www.acatech.de)

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften | [www.akademienunion.de](http://www.akademienunion.de)

## Impressum

### Autoren

Prof. Dr. Mario Ragwitz  
(AG-Leitung)  
Fraunhofer-Einrichtung für Energie-  
infrastrukturen und Geothermie IEG

Prof. Dr. Anke Weidlich  
(AG-Leitung)  
Institut für Nachhaltige Techni-  
sche Systeme (INATECH) Universi-  
tät Freiburg

Dr. Dirk Biermann  
50Hertz Transmission GmbH

Julian Brandes  
Fraunhofer-Institut für Solare  
Energiesysteme (ISE)

Prof. Tom Brown  
Technische Universität Berlin

Célia Burghardt  
Albert-Ludwig-Universität  
Freiburg, Institut für nachhaltige  
technische Systeme (INATECH)

Dr. Elisabeth Dütschke  
Fraunhofer-Institut für System-  
und Innovationsforschung ISI

Dr. Berit Erlach  
Koordinierungsstelle ESYS | acatech

Prof. Dr. Manfred Fishedick  
Wuppertal-Institut

Prof. Dr. Sabine Fuss  
Mercator Research Institute on  
Global Commons and Climate  
Change (MCC)

Dr. Oliver Geden  
Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP)

Jörn Gierds  
Koordinierungsstelle ESYS | acatech

Ulrike Herrmann  
Fraunhofer-Einrichtung für Energi-  
infrastrukturen und Geothermie  
IEG

Dr. Patrick Jochem  
Deutsches Zentrum für Luft- und  
Raumfahrt (DLR)

Dr. Christoph Kost  
Fraunhofer-Institut für Solare  
Energiesysteme (ISE)

Prof. Dr. Gunnar Luderer  
Potsdam-Institut für Klimafolgen-  
forschung (PIK)

Prof. Dr. Karsten Neuhoff  
Deutsches Institut für Wirtschafts-  
forschung (DIW)

Dr. Mirko Schäfer  
Institut für Nachhaltige Techni-  
sche Systeme (INATECH) Universi-  
tät Freiburg

Prof. Dr. Kurt Wagemann  
DECHEMA

Prof. Dr. Frauke Wiese  
Universität Flensburg

Dr. Jenny Winkler  
Fraunhofer-Institut für System-  
und Innovationsforschung ISI

Bastian Zachmann  
Fraunhofer-Institut für System-  
und Innovationsforschung ISI

Lin Zheng  
Fraunhofer-Institut für System-  
und Innovationsforschung ISI

### Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)  
Koordinierungsstelle München, Karolinenplatz 4, 80333 München | [www.acatech.de](http://www.acatech.de)

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.  
– Nationale Akademie der Wissenschaften –  
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | [www.leopoldina.org](http://www.leopoldina.org)

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.  
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | [www.akademienunion.de](http://www.akademienunion.de)

### Empfohlene Zitierweise

Ragwitz M./ Weidlich, A. et al.: *Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland. Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2023.

### Wissenschaftliche Koordination

Mario Ragwitz | Anke Weidlich | Julian Brandes | Célia Burghardt | Berit Erlach | Jörn Gierds | Ulrike Herrmann | Mirko Schäfer | Jenny Winkler | Bastian Zachmann | Lin Zheng

### Produktionskoordination und Satz

Annika Seiler, acatech

### Weitere Mitwirkende

David Knichel, acatech; Benedikte Eiden, acatech

ISBN: 978-3-9820053-5-5 | DOI: [https://doi.org/10.48669/esys\\_2023-3](https://doi.org/10.48669/esys_2023-3)

### Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie. Detaillierte bibliografische Daten sind im Internet unter <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, der Entnahme von Abbildungen, der Wiedergabe auf fotomechanischem oder ähnlichem Wege und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen bleiben – auch bei nur auszugsweiser Verwendung – vorbehalten.

### Das Akademienprojekt

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ erarbeitet Stellungnahmen und Analysen zur Gestaltung der Energiewende. Stellungnahmen enthalten Handlungsoptionen für die Transformation des Energiesystems und werden nach externer Begutachtung vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet. Analysen sind Ergebnisberichte von Arbeitsgruppen. Die inhaltliche Verantwortung für Analysen liegt bei den Autoren. Sofern eine Analyse Bewertungen enthält, geben diese die persönliche Meinung der Autoren wieder.



Leopoldina  
Nationale Akademie  
der Wissenschaften







## Vorwort

Im November 2017 erschienen die Ergebnisse der ESYS-Arbeitsgruppe „Sektorkopplung“, die Transformationspfade für ein integriertes Energiesystem untersuchte. Seitdem wurden die deutschen Klimaziele mehrfach verschärft. War es 2017 noch das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren, hat Deutschland sich inzwischen zu Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 verpflichtet.

Der Fokus auf das Energiesystem ist daher nicht mehr ausreichend. Auch die industrielle Produktion muss binnen 22 Jahren klimaneutral werden. Nicht vermeidbare Treibhausgasemissionen müssen durch CO<sub>2</sub>-Entnahme aus der Atmosphäre (negative Emissionen) ausgeglichen werden. Diese Aspekte bezieht die Arbeitsgruppe „Klimaneutrale integrierte Energieversorgung und Produktion“ mit ein und erweitert damit die Betrachtungen der Arbeitsgruppe „Sektorkopplung“.


Im Rahmen einer Metaanalyse wurden 16 Szenarien aus sieben aktuellen Energiesystemstudien ausgewertet. Dabei zeigte sich, wo hinsichtlich geeigneter Transformationspfade wissenschaftlicher Konsens besteht und wo die Einschätzungen noch divergieren – beispielsweise in Bezug auf die zukünftige Rolle von Strom, Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen.

Die Transformation des Energiesystems wurde, wie auch in der Vorgängerstudie, anhand eigener Modellrechnungen untersucht. Da absehbar ist, dass die deutschen Klimaziele gegebenenfalls noch ambitionierter werden müssen, um einen adäquaten Beitrag im Sinne des Pariser Klimaschutzabkommens zu leisten, wurden auch Szenarien berechnet, in denen das Energiesystem bereits deutlich vor 2045 klimaneutral wird.

Die Modellrechnungen zeigen: Klimaneutralität bis 2045 erfordert einen tiefgreifenden und schnellen technologischen Umbau in allen Sektoren. Ein Fokus der Untersuchungen liegt darauf, inwieweit Änderungen auf der Nachfrageseite den Druck etwa auf den Ausbau erneuerbarer Energien und Wasserstofftechnologien reduzieren können. Neben Effizienzsteigerungen wird dabei auch Suffizienz in den Blick genommen, das heißt Strategien zur Reduktion der Nachfrage nach Energiedienstleistungen. Dieser Bereich wird bisher in vielen Studien ausgeklammert, ist aus Sicht der Arbeitsgruppe aber von zentraler Bedeutung.

Der Großteil der Berechnungen wurde im Jahr 2021 durchgeführt – vor dem Krieg in der Ukraine und der derzeitigen Energiekrise. In zusätzlichen Szenariorechnungen wurde daher der Einfluss erheblich höherer Gaspreise auf die Transformationspfade analysiert. Die Grundaussagen ändern sich dadurch jedoch kaum.

Wir hoffen, mit den vorliegenden Ergebnissen hilfreiche Impulse geben zu können und danken den Mitgliedern der Arbeitsgruppe herzlich für ihre engagierte Mitarbeit.

  
Prof. Dr. Mario Ragwitz  
Leiter der Arbeitsgruppe

“Szenarien für eine klimaneutrale integrierte  
Energieversorgung und Produktion“

  
Prof. Dr. Anke Weidlich  
Leiterin der Arbeitsgruppe

“Szenarien für eine klimaneutrale integrierte  
Energieversorgung und Produktion“

# Inhalt

Vorwort.....	3
Abkürzungen und Einheiten .....	6
Glossar .....	8
Zusammenfassung.....	13
1 Einleitung.....	20
2 Vom Ende der Umwandlungskette her gedacht: die Energienachfrage .24	
2.1 Suffizienz, Effizienz, Konsistenz als Strategien der Energiewende.....	25
2.2 Verkehr .....	28
2.3 Gebäude .....	45
2.4 Industrie, Produktion und Konsum .....	51
3 Szenarien für eine klimaneutrale Energieversorgung.....	61
3.1 Szenariorahmen und getroffene Annahmen.....	62
3.2 Ergebnisse .....	66
4 Prozesse umstellen und Ressourcen schonen: Strategien zur klimaneutralen Industrie .....	142
4.1 Allgemeine Entwicklung des Energiebedarfs in der Industrie.....	147
4.2 Kreislaufwirtschaft in der Industrie .....	148
4.3 Materialeffizienz und Materialsubstitution .....	152
4.4 Auf klimaneutrale Produktionsprozesse umstellen .....	155

5	Kohlenstoffmanagement für einen Transformationspfad zu netto-negativen Emissionen .....	165
5.1	Kohlenstoffflüsse: Welche Rolle spielen die CO <sub>2</sub> -Entnahme, CCS und CCU für einen Transformationspfad hin zu netto-negativen Emissionen? .....	166
5.2	Welche Verfahren zur CO <sub>2</sub> -Abscheidung gibt es? .....	169
5.3	Wie viel CO <sub>2</sub> -Entnahme ist erforderlich? .....	174
5.4	CCS: Bedarf, Potenziale und Infrastruktur .....	181
5.5	Ausblick: der regulatorische Rahmen für CO <sub>2</sub> -Entnahmeverfahren .....	183
6	Fazit .....	187
	Anhang: Modellbeschreibung und Annahmen für die <i>REMod</i> -Szenarien ....	189
	Modellbeschreibung <i>REMod</i> .....	189
	Modellinput – szenariospezifische Annahmen .....	193
	Modellinput – technoökonomische Daten .....	194
	Modellinput – Energiepreise .....	207
	Literatur .....	208
	Das Akademienprojekt .....	217

## Abkürzungen und Einheiten

<b>a</b>	Jahr
<b>BECCS</b>	Bioenergie mit Kohlendioxidabscheidung und -speicherung (Bioenergy with Carbon Capture and Storage)
<b>BECCU</b>	Bioenergie mit Kohlendioxidabscheidung und -verwendung (Bioenergy with Carbon Capture and Utilization)
<b>BECCUS</b>	Bioenergie mit Kohlendioxidabscheidung, -verwendung und -speicherung (Bioenergy with Carbon Capture and Utilization)
<b>BEHG</b>	Brennstoffemissionshandelsgesetz
<b>BIP</b>	Bruttoinlandsprodukt
<b>CBAM</b>	Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism)
<b>CCS</b>	Kohlendioxidabscheidung und -speicherung (Carbon Capture and Storage)
<b>CCU</b>	Kohlendioxidabscheidung und -verwendung (Carbon Capture and Utilization)
<b>CCUS</b>	Kohlendioxidabscheidung, -verwendung und -speicherung (Carbon Capture, Utilization and Storage)
<b>CDR</b>	Kohlendioxidentnahme aus der Atmosphäre (Carbon Dioxide Removal)
<b>CH<sub>4</sub></b>	Methan
<b>CO<sub>2</sub></b>	Kohlendioxid
<b>DAC</b>	Kohlendioxidentnahme aus der Luft mit anschließender Kohlendioxidspeicherung (Direct Air Carbon Capture)
<b>DACCS</b>	Kohlendioxidentnahme aus der Luft mit anschließender Kohlendioxidspeicherung (Direct Air Carbon Capture and Storage)
<b>DACCU</b>	Kohlendioxidentnahme aus der Luft mit anschließender Verwendung des Kohlendioxids (Direct Air Carbon Capture and Utilization)
<b>DACCUS</b>	Kohlendioxidentnahme aus der Luft mit anschließender Verwendung und Speicherung des Kohlendioxids (Direct Air Carbon Capture, Utilization and Storage)
<b>EE</b>	Erneuerbare Energien
<b>EEG</b>	Erneuerbare-Energien-Gesetz
<b>EEV</b>	Endenergieverbrauch
<b>EU-ETS</b>	Europäischer Emissionshandel (European Emissions Trading System)
<b>F-Gase</b>	fluorierte Treibhausgase
<b>Gt</b>	Gigatonnen
<b>GuD</b>	Gas-und-Dampf (Kraftwerkstyp)
<b>GW</b>	Gigawatt
<b>HVC</b>	hochwertige Chemikalien (High Value Chemicals)
<b>IPCC</b>	Weltklimarat (Intergovernmental Panel on Climate Change)
<b>kWh</b>	Kilowattstunde
<b>KWK</b>	Kraft-Wärme-Kopplung
<b>LNG</b>	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
<b>LULUCF</b>	Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (Land Use, Land-Use Change and Forestry)
<b>MIV</b>	Motorisierter Individualverkehr
<b>Mrd.</b>	Milliarden



<b>Mt</b>	Megatonnen
<b>MW</b>	Megawatt
<b>MWh</b>	Megawattstunde
<b>N<sub>2</sub>O</b>	Distickstoffmonoxid (Lachgas)
<b>ÖPV</b>	Öffentlicher Personenverkehr
<b>ÖPNV</b>	Öffentlicher Personen-Nahverkehr
<b>ÖSPV</b>	Öffentlicher Straßenpersonenverkehr
<b>PEV</b>	Primärenergieverbrauch
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>qm</b>	Quadratmeter
<b>t</b>	Tonnen
<b>THG</b>	Treibhausgas
<b>tkm</b>	Tonnenkilometer
<b>Tsd.</b>	Tausend
<b>TWh</b>	Terawattstunde
<b>USD</b>	US-Dollar

## Glossar

<b>aktive Mobilität</b>	auf Muskelkraft basierende Fortbewegungsarten, insbesondere das Fahrradfahren und das Zulußgehen
<b>BECCS – Bioenergy with Carbon Capture and Storage</b>	Bioenergie mit CO <sub>2</sub> -Abscheidung und -Speicherung. Die Funktionsweise: Pflanzen nehmen durch Photosynthese CO <sub>2</sub> aus der Atmosphäre auf und bilden daraus energiereiche Kohlenstoffverbindungen. Werden diese zur Erzeugung von Strom, Wärme oder Kraftstoff genutzt, wird dieses CO <sub>2</sub> wieder freigesetzt, aber nicht in die Atmosphäre zurückentlassen, sondern abgetrennt und dauerhaft unterirdisch gelagert. Dadurch wird der Atmosphäre netto CO <sub>2</sub> entzogen.
<b>BECCU – Bioenergy with Carbon Capture and Utilization</b>	Bioenergie mit CO <sub>2</sub> -Abscheidung und -Verwendung. Der Prozess zur Gewinnung des CO <sub>2</sub> ist identisch mit BECCS. Statt das CO <sub>2</sub> unterirdisch zu speichern, wird es genutzt (siehe CCU).
<b>BECCUS – Bioenergy with Carbon Capture, Utilization and Storage</b>	wie BECCU, wobei der Kohlenstoff aber in langlebigen Produkten gebunden wird (siehe CCUS).
<b>CCS – Carbon Capture and Storage</b>	Kohlendioxidabscheidung und Speicherung. CO <sub>2</sub> wird aus Energie- oder Industrieanlagen abgeschieden und dauerhaft unterirdisch eingelagert. Als Speicher kommen vor allem leergeforderte Erdöl- und Erdgaslagerstätten sowie tiefliegende, salzwasserführende Aquifere infrage.
<b>CCU – Carbon Capture and Utilization</b>	Kohlendioxidabscheidung und -verwendung. CO <sub>2</sub> wird beispielsweise aus einem Industrieprozess abgeschieden, um es in chemischen Prozessen zu verwenden. Ein Beispiel sind sogenannte Synfuels, synthetische Kraftstoffe, die aus Wasserstoff und CO <sub>2</sub> hergestellt werden. Mit CCU können verschiedene kohlenstoffhaltige Produkte hergestellt werden, beispielsweise Kunststoffe und Chemikalien. Das CO <sub>2</sub> ersetzt Erdöl oder Erdgas als Kohlenstoffquelle.
<b>CCUS – Carbon Capture Utilization and Storage</b>	wie CCU, wobei der Kohlenstoff aber in langlebigen Produkten gebunden wird, beispielsweise Baumaterialien. Auf diese Weise bleibt das verwendete CO <sub>2</sub> für die Lebensdauer des Produktes der Atmosphäre ferngehalten.
<b>DACCS – Direct Air Carbon Capture and Storage</b>	CO <sub>2</sub> -Entnahmetechnologie, bei der CO <sub>2</sub> in technischen Anlagen mit chemischen Bindemitteln aus der Umgebungsluft aufgefangen wird. Das CO <sub>2</sub> wird dann komprimiert und unterirdisch eingelagert.
<b>DACCU – Direct Air Carbon Capture and Utilization</b>	Der Prozess zur Gewinnung des CO <sub>2</sub> ist identisch mit DACCS. Statt das CO <sub>2</sub> unterirdisch zu speichern, wird es genutzt (siehe CCU).
<b>DACCUS – Direct Air Carbon Capture, Utilization and Storage</b>	wie DACCU, wobei der Kohlenstoff aber in langlebigen Produkten gebunden wird (siehe CCUS).
<b>Endenergie</b>	Energie, die von den Endverbrauchern (Haushalte, Gewerbe, Industrie) verwendet wird, zum Beispiel Strom, Benzin und Heizöl. Die Endenergie entspricht der für die Herstellung der Endenergieträger eingesetzten Primärenergie abzüglich der Transport- und Umwandlungsverluste.

<b>Feedstocks</b>	Als Feedstocks werden hier chemische und biogene Energieträger (Wasserstoff und Kohlenwasserstoffe) bezeichnet, die nicht zur Energiebereitstellung, sondern rohstofflich genutzt werden, etwa als Ausgangsstoffe zur Erzeugung von Kunststoffen oder Chemikalien. Heute werden größtenteils fossile Feedstocks wie Erdgas oder Raffinerienebenprodukte wie Naphta verwendet. Um sie zukünftig klimaneutral bereitzustellen, müssen Biomasse oder grüner Wasserstoff und darauf basierende synthetisch hergestellte Kohlenwasserstoffe genutzt werden. Für die Synthese der Kohlenwasserstoffe ist eine klimaneutrale Kohlenstoffquelle erforderlich.
<b>Flexibilität</b>	Um trotz der schwankenden Einspeisung aus Wind- und Solarenergie Einspeisung und Entnahme im Stromnetz im Gleichgewicht zu halten, sind Technologien erforderlich, die die Schwankungen ausgleichen. Dies bezeichnet man als Flexibilität in der Stromversorgung. Flexibilität kann bereitgestellt werden durch Speicher, flexibel betreibbare, schnell regelbare Kraftwerke sowie Verbraucher, die ihren Stromverbrauch zumindest teilweise in Zeiten mit hoher Wind- und Solarstromspeisung verschieben können.
<b>grauer Wasserstoff</b>	mit Dampfreformierung aus Erdgas hergestellter Wasserstoff. Im Gegensatz zu sogenanntem blauen Wasserstoff wird das entstehende CO <sub>2</sub> nicht abgeschieden und unterirdisch eingelagert, sondern in die Atmosphäre entlassen. Es entstehen also CO <sub>2</sub> -Emissionen. Heute wird Wasserstoff größtenteils mit diesem Verfahren hergestellt.
<b>grüner Wasserstoff</b>	Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien. In den meisten Szenarien wird er mit Strom aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen per Elektrolyse hergestellt. Bei der Elektrolyse wird Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gepalten, dafür wird viel elektrische Energie benötigt.
<b>High Value Chemical (HVC)</b>	Die Hauptprodukte des Steamcracking-Verfahrens, Olefine und Aromaten, werden unter dem Begriff High Value Chemicals (hochwertige Chemikalien) zusammengefasst. Sie werden als sogenannte „Plattformchemikalien“ zur Herstellung von Kunststoffen, Lacken, Lösungsmitteln und anderen Produkten verwendet. Beim Steamcracking werden längerkettenige Kohlenwasserstoffe, vor allem Naphtha aus Erdölraffinerien, aufgespalten. Um künftig HVC klimaneutral herstellen zu können, braucht es alternative Produktionsrouten basierend auf Wasserstoff und klimaneutral bereitgestelltem Kohlenstoff.
<b>Jahresarbeitszahl</b>	Maß für die Energieeffizienz von Wärmepumpen im Jahresdurchschnitt. Die Jahresarbeitszahl bezeichnet das Verhältnis aus der über die Dauer eines Jahres erzeugten Heizwärme und der zugeführten (elektrischen) Energie. Eine Jahresarbeitszahl von vier bedeutet, dass mit einer Kilowattstunde Strom im Jahresdurchschnitt vier Kilowattstunden Wärme erzeugt werden.
<b>Materialsubstitution</b>	Ersatz eines problematischen – beispielsweise klimaschädlichen, teuren oder knappen – Materials durch ein anderes, weniger problematisches. Beispiele sind die Substitution von Zement und Stahl durch Holz in der Baubranche sowie der Ersatz von Zementklinker durch alternative Bindemittel in der Zementproduktion.

<b>Mikromobilität</b>	Fortbewegung mit Kleinst- und Leichtfahrzeugen, wobei diese elektrisch, konventionell oder nicht motorisiert sein können. Beispiele sind Fahrräder, Pedelecs, Tretroller, E-Scooter. Der Beitrag zur Emissionsreduktion im Güter- und Personenverkehr ist der Einsatz von Mikromobilität alternativ zu größeren Fahrzeugen oder ergänzend zum Schienenverkehr auf der „letzten Meile“.
<b>Modal Split</b>	Verteilung des Transportaufkommens auf verschiedene Verkehrsträger (für Personenverkehr z.B. Kraftfahrzeug, ÖPNV, Fahrrad, zu Fuß)
<b>negative Emissionen</b>	CO <sub>2</sub> -Entnahme aus der Atmosphäre, beispielsweise durch Bioenergie mit CCS oder Aufforstung. Die Gesamtemissionen sind netto-negativ, wenn insgesamt mehr CO <sub>2</sub> aus der Atmosphäre entnommen als ausgestoßen wird (der CO <sub>2</sub> -Gehalt der Atmosphäre also gesenkt wird).
<b>onshore</b>	an Land
<b>offshore</b>	auf See
<b>Parkraumbewirtschaftung</b>	zeitliche Beschränkung oder Erheben einer Gebühr für die Parkraumnutzung
<b>Primärenergie</b>	Energiegehalt eines natürlich vorkommenden, noch nicht weiterverarbeiteten Energieträgers (z.B. Braunkohle, Steinkohle, Rohöl, Erdgas). Bei Windenergie, Photovoltaik und Wasserkraft wird der damit erzeugte Strom als Primärenergie gerechnet.
<b>Prozessemissionen</b>	Treibhausgasemissionen, die in Industrieprozessen bei der chemischen Umwandlung der Ausgangsstoffe in die Produkte entstehen. Der Begriff wird verwendet in Abgrenzung zu energiebedingten Emissionen der Industrie, die durch die Bereitstellung der für die Produktionsprozesse benötigten Energie (vor allem Strom- und Wärmeerzeugung) entstehen.
<b>Rebound-Effekt</b>	Energieeffizienzsteigerungen können zu Änderungen im Verbraucherverhalten führen, durch die die potenziell mögliche Energieeinsparung der Effizienzmaßnahme nicht erreicht wird. Dieser sogenannte Rebound-Effekt wird dadurch ausgelöst, dass die Effizienzsteigerung häufig mit Kosteneinsparungen aufseiten der Verbraucherin/des Verbrauchers einhergeht. Ist die effizienter bereitgestellte Energiedienstleistung billiger, wird sie stärker nachgefragt. Dies bezeichnet man als direkten Rebound-Effekt. Ein indirekter Rebound-Effekt tritt ein, wenn das durch die Effizienzsteigerung eingesparte Geld für andere Produkte oder Dienstleistungen eingesetzt wird, die ebenfalls Energie verbrauchen.
<b>Residualemissionen</b>	nach Anwendung aller CO <sub>2</sub> -Minderungsmaßnahmen verbleibende Restemissionen an Treibhausgasen, vor allem aus der Landwirtschaft und Industrie. Um Klimaneutralität zu erreichen, müssen diese nicht oder schwer vermeidbaren Restemissionen durch die CO <sub>2</sub> -Entnahme aus der Atmosphäre („negative Emissionen“) ausgeglichen werden.

<b>Ridesharing</b>	Fahrgemeinschaften und Mitfahrgelegenheiten, meist mit PKW
<b>Sektorenkopplung</b>	Die Sektorenkopplung (auch Sektorkopplung genannt) verbindet die Energiesektoren Strom, Wärme und Mobilität zu einem integrierten Energiesystem, um Haushalt, Gewerbe und Industrie mit den benötigten Energiedienstleistungen zu versorgen. Das Ziel der Sektorenkopplung ist, erneuerbare Energien, insbesondere Strom aus Windenergie und Photovoltaik, auch in der Wärmeversorgung und im Verkehrssektor sowie in der Industrie stärker zu nutzen. Technologien, die dabei zum Einsatz kommen, sind direkte Elektrifizierung (zum Beispiel Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen) und indirekte Elektrifizierung (Erzeugung von Wasserstoff oder Synfuels mit Strom, die dann in den entsprechenden Anwendungen statt fossiler Brenn- und Kraftstoffe zum Einsatz kommen).
<b>Suffizienz</b>	Suffizienz bezeichnet eine Strategie zur absoluten Reduktion von Konsum- und Produktionsniveaus bei gleichzeitiger Sicherung eines Mindeststandards, insbesondere durch soziale Innovationen und Veränderung sozialer Praktiken. Davon zu unterscheiden ist (Energie-)Effizienz, die eine relative Reduktion des Energieverbrauchs im Verhältnis zur bereitgestellten Energiedienstleistung bezeichnet und vorwiegend technischer Natur ist.
<b>Synfuels</b>	Strombasierte synthetische Kraftstoffe. Für die Herstellung dieser Kraftstoffe dient Strom aus Windkraft oder Photovoltaik als Energiequelle. Die Funktionsweise: Durch Elektrolyse wird Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Für diesen energieintensiven Prozess wird Strom benötigt. Der Wasserstoff wird dann in einem weiteren Prozessschritt mit CO <sub>2</sub> zu kohlenstoffhaltigen Verbindungen wie Methan oder flüssigen Kraftstoffen weiterverarbeitet. Synfuels werden auch als E-Fuels bezeichnet.
<b>Technology Readiness Level (TRL)</b>	Der Technologiereifegrad ist eine Skala von 1 bis 9 zur Bewertung des Entwicklungsstandes neuer Technologien. Mit ihm lässt sich die Zeit bis zur Marktreife einer Technologie abschätzen.



## Zusammenfassung

Die vorliegende Analyse untersucht Szenarien zur klimagerechten Weiterentwicklung des Energiesystems und der industriellen Produktion. Nur wenn die CO<sub>2</sub>-Emissionen rasch gesenkt werden, kann es gelingen, die globale Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C zu begrenzen und dramatische Folgen für unser Ökosystem und das Leben auf der Erde abzuwenden. Die kommenden Jahre werden entscheidend sein für die Frage, ob dies gelingt.

Die neuen deutschen und europäischen Klimaziele verdeutlichen den hohen klimapolitischen Handlungsdruck. Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine hat die klimapolitische Gemengelage in der EU und in Deutschland in diesem Jahr zusätzlich verschärft. Die Dekarbonisierung des Energiesystems ist fortan nicht nur aus klimapolitischen Gesichtspunkten zwingend notwendig, sondern auch vor dem Hintergrund geo- und sicherheitspolitischer Bedenken erforderlich, um ein höheres Maß an Energiesouveränität zu gewährleisten.

Zu diesem Zweck ist die umfangreiche Transformation unseres Energiesystems notwendig. Zahlreiche bestehende Studien zeigen verschiedene Möglichkeiten der Transformation auf. Diese wurden im Rahmen der vorliegenden Analyse ausgewertet und gegenübergestellt. Die Metaanalyse wurde zudem um eigene Modellrechnungen mit dem am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) entwickelten Energiesystemmodell *REMod* ergänzt. Bei den eigenen Szenariorechnungen wurde neben einem Hauptszenario untersucht, welche Auswirkungen und Möglichkeiten deutlich stärkere Anstrengungen im Bereich der Nachfragereduktion einerseits und eine Intensivierung beim Technologiehochlauf andererseits mit sich bringen. Zusätzlich zu den Szenarien, wie die Treibhausgasneutralität bis 2045 erreicht werden kann, wurde untersucht, welche weiteren Anstrengungen für das Erreichen der Klimaneutralität im Energiesektor im Jahr 2040 notwendig wären. Darüber hinaus wurde ein Szenario untersucht, das bei einer Pro-Kopf-Gleichverteilung des verbleibenden globalen Emissionsbudgets mit dem 1,5-Grad-Ziel kompatibel ist.

Da die Szenariorechnungen bereits im Jahr 2021 erfolgten, wurden angesichts der aktuellen Energiekrise in einer zusätzlichen Sensitivitätsanalyse die Auswirkungen von höheren Erdgaspreisen auf die zuvor dargestellten Ergebnisse untersucht.

Annahmen und Ergebnisse der Szenarien wurden mit Expert\*innen einer interdisziplinär besetzten Arbeitsgruppe diskutiert und Schlussfolgerungen für die Energiepolitik daraus abgeleitet.<sup>1</sup>

### Die Reduktion der Nachfrage nach Energiedienstleistungen: ein wichtiger, aber wenig untersuchter potenzieller Beitrag zum Klimaschutz

Ein Fokus der Untersuchungen und Auswertungen der Arbeitsgruppe liegt auf der Nachfrageseite. Die Auswertung der Metaanalyse zeigt, dass in allen betrachteten Szenarienstudien ein verringerter Endenergiebedarf angenommen beziehungsweise ermittelt wird. Dieser sinkt in den Studien von 2.317 TWh im Jahr 2020 auf 1.863 bis 2.245 TWh im Jahr 2030 und 1.056 bis 1.791 TWh im Jahr 2045/2050. Diese Reduktion basiert maßgeblich auf angenommenen Effizienzgewinnen. Die Implikationen von Verhaltensänderungen, beispielsweise bei der Mobilität, sowie einer reduzierten Nachfrage nach Energiedienstleistungen und Konsumgütern durch geänderte politische Rahmenbedingungen werden hingegen nur in wenigen Studien betrachtet. Ein wichtiger Hebel zum Erreichen der Klimaschutzziele bleibt dadurch in vielen Studien unberücksichtigt.

Im Verkehrssektor sinkt der Endenergieverbrauch in allen betrachteten Szenarienstudien von 637 TWh im Jahr 2020 (ca. 27 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs) auf 187 bis 516 TWh in den Jahren bis 2045/50. Der motorisierte Individualverkehr wird in den Szenarienstudien maßgeblich elektrifiziert sowie auf andere Verkehrsmittel verlagert. Der Flugverkehr wird verringert. Die Vermeidung von Wegen hingegen spielt nur in wenigen Szenarien eine Rolle – die meisten Studien gehen zukünftig von einer nahezu konstanten Gesamtverkehrsleistung aus. Insbesondere in neueren Veröffentlichungen werden vermehrt kurzfristige Handlungsoptionen mit sofortiger Wirkung diskutiert (zum Beispiel ein Tempolimit auf Autobahnen); diese wirken sich auch mittel- und langfristig positiv auf die Verbrauchsreduktion aus, wenn sie beibehalten werden. Anders als im Personenverkehr wird in fast allen betrachteten Szenarien von einer steigenden Güterverkehrsleistung ausgegangen.

Auch im Gebäudesektor geht der Endenergieverbrauch in allen betrachteten Szenarienstudien zurück. Darin wird von Reduktionen von ca. 1.023 TWh im Jahr 2020 (44 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs) auf 494 bis 748 TWh in den Jahren 2045/2050 ausgegangen. Der Rückgang geht in den meisten Studien dabei maßgeblich auf die Sanierung zur Steigerung der Effizienz der Gebäudehüllen zurück: In nahezu allen Studien wird eine deutlich gesteigerte Sanierungsrate und -tiefe des Bestands von 1,1 Prozent in 2019 auf 1,6 bis 3,9 Prozent in 2045 beziehungsweise von 100 kWh/qm in 2019 auf 61 bis 40 kWh/qm bis 2045 angesetzt. Zudem wird von einem raschen Energieträgerwechsel für die Beheizung ausgegangen, der die Effizienz zusätzlich erhöht. Eine Reduktion der Wohnfläche pro Kopf wird in der überwiegenden Zahl der Studien hingegen nicht angenommen.

Entgegen den Gebäude- und Verkehrssektoren ergibt sich für die Industrie in den betrachteten Szenarien kein einheitliches Bild hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung

---

<sup>1</sup> Die Handlungsoptionen für die Energiepolitik werden in der parallel zu diesem Dokument erscheinenden Stellungnahme (acatech/Leopoldina/Akademienunion 2023) dargestellt.



der Endenergienachfrage. Diese lag im Jahr 2020 bei ca. 657 TWh (28 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs). Im Jahr 2030 werden sowohl niedrigere als auch höhere Endenergiebedarfe angenommen (554 bis 739 TWh). Die Bandbreite steigt in den Jahren 2045/50 zusätzlich (375 bis 963 TWh). Die Änderung der Produktionsmengen durch die Nutzung alternativer Materialien und eine Reduktion des Konsums fällt in den Szenarien sehr unterschiedlich aus. Diese starken Unterschiede werden am Beispiel der Stahlproduktion deutlich: Hier sinkt der spezifische Endenergiebedarf pro produzierte Einheit in 2045/2050 gegenüber 2015 um 27 bis 50 Prozent.

Die Metaanalyse und eigene Modellrechnungen zeigen: Zur Erreichung der Klimaneutralität im Energiesektor bis 2045 ist in allen Szenarien eine erhebliche Beschleunigung des Ausbaus von Technologien, die zur Klimaneutralität beitragen, notwendig. Selbst bei einem starken Nachfragerückgang, unter anderem basierend auf umfassenden Suffizienzmaßnahmen, muss der Technologieausbau sehr schnell erfolgen. Dies zeigt sich insbesondere auch bei Betrachtung der angenommenen Ausbaugeschwindigkeiten von PV und Wind.

### Ein schneller Umbau des Energiesystems hin zu 100 Prozent Erneuerbaren ist in jedem Fall erforderlich

Neben einem schnellen Ausbau von Windenergie und Photovoltaik sind deren Netzintegration und die Sektorenkopplung von großer Bedeutung. Alle Szenarien zeigen zudem, dass Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte synthetische Kraftstoffe für das Erreichen der Klimaneutralität eine entscheidende Rolle spielen. Deren Einsatz ist dabei insbesondere als Feedstock in der Stahl- und Chemieindustrie, im internationalen Luft- und Schiffsverkehr sowie teilweise in schwer sanierbaren Gebäuden denkbar. In anderen Bereichen ist hingegen eine direkte Elektrifizierung angeraten (zum Beispiel in der Niedertemperaturprozesswärme, im Pkw-Verkehr und in Neubauten), da dies die preiswertere Dekarbonisierungsoption ist und auch niedrigere Material- und Flächenverbräuche für die Energiegewinnung impliziert. Nicht zuletzt wird Wasserstoff in den kommenden Jahren weiterhin ein sehr knappes Gut sein, das nur eingesetzt werden sollte, wo die Vermeidungskosten einer Direktelektrifizierung sehr hoch sind oder wo eine Direktelektrifizierung technisch nicht darstellbar erscheint.

Für die Erreichung von Klimaneutralität im Gebäudesektor kommt es den Studien zufolge insbesondere auf drei Entwicklungen an: Die Sanierungsraten müssen erhöht und die Fernwärmenetze aus- und umgebaut werden. Zusätzlich müssen deutlich mehr elektrische Wärmepumpen zum Einsatz kommen als bisher. Dies führt in den Studien dazu, dass Strom als Endenergieträger für die Wärmeerzeugung in den Jahren 2045/50 dominant ist. In unterschiedlichem, aber begrenztem Ausmaß kommen langfristig außerdem Biomasse, Wasserstoff und synthetische Brennstoffe zur Wärmebereitstellung zum Einsatz. Wärmenetzen kommt für die zukünftige Wärmeversorgung eine große Bedeutung zu.

Für den Verkehrssektor kommen zum Erreichen der Klimaneutralität unterschiedliche Technologien infrage. Für den verbleibenden Individualverkehr stellt Elektromobilität die kostengünstigste Lösung dar. Dabei werden bei den meisten Studien die Ressourcenbedarfe und -potenziale für die Batterien und den Antriebsstrang

nicht mitbetrachtet. Für die internationale Luft- und Schifffahrt werden in allen Szenarien wasserstoff- oder biomassebasierte Flüssigkraftstoffe vorgesehen. Im Schwerlastverkehr wird in allen Studien eine stärkere Verlagerung des Verkehrs auf die Schiene angenommen. Zur Dekarbonisierung des verbleibenden Schwerlastverkehrs auf der Straße kommen in den Studien jedoch mit batterieelektrischen Fahrzeugen, Oberleitungsfahrzeugen und Wasserstofffahrzeugen verschiedene Technologien in unterschiedlichem Ausmaß zum Einsatz.

Für die Umstellung auf grünen Strom und Wasserstoff als wichtigste Energieträger sind nicht zuletzt der Ausbau der Stromnetze und der Aufbau einer Wasserstofftransport- und -importinfrastruktur von großer Bedeutung.

Die Geschwindigkeit, mit der der Technologieumbau in den genannten Bereichen in den Szenarien erfolgen muss, ist extrem ambitioniert. Ohne eine Reduktion der Nachfrage – auch durch Suffizienzmaßnahmen – liegen die erforderlichen Ausbauten und Hochlaufgeschwindigkeiten an der Grenze dessen, was Expert\*innen für technisch möglich halten. Dies gilt bereits für Szenarien, die Klimaneutralität im Energiesystem 2045 erreichen, und umso mehr für solche, die noch ambitioniertere Klimaziele erfüllen.

### Klimaneutrale Industrie: Prozesse umstellen und Ressourcen schonen

Basierend auf der Metaanalyse wurden Strategien zur Erreichung einer klimaneutralen Industrie herausgearbeitet und gegenübergestellt. Dabei wurde deutlich, dass Klimaneutralität in der Industrie zu großen Herausforderungen führen wird, die nicht durch einzelne Maßnahmen in einzelnen Branchen gelöst werden können. Auch eine schrittweise Effizienzverbesserung bestehender Prozesse ist nicht ausreichend. Vielmehr geht es darum – neben der herausgearbeiteten notwendigen Reduktion von Konsum- und Produktionsmengen –, (1) auf klimaneutrale Prozesse umzustellen, (2) Aspekte der Kreislaufwirtschaft in der Industrie verstärkt zu verankern sowie (3) Materialeffizienz und -substitution zu erhöhen.

Für die Umstellung auf klimaneutrale Prozesse gibt es einige robuste Pfade, die von allen Studien gleichermaßen aufgezeigt werden. Hierzu zählt unter anderem die Transformation in der Stahlindustrie. Alle Studien geben eine vollständige Umstellung der bisher vorherrschenden Hochofenroute auf die Direktreduktion mit (grünem) Wasserstoff bis zum jeweiligen Zieljahr an. In der Grundstoffchemie zeichnet sich die Methanol-to-Olefins-Route für eine teilweise bis vollständige Umstellung der High-Value-Chemical-Produktion (HVC-Produktion) ab. Beide genannten Beispiele zeigen zudem auch deutlich die wichtige Rolle von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen in der Industrie. Ob und in welchem Umfang auch die direktelektrische Bereitstellung von Hochtemperaturprozesswärme, zum Beispiel über elektrische Drehrohröfen in der Zementindustrie, zum Tragen kommt, ist stark von den generellen Annahmen zu Technologieverfügbarkeit und -ökonomie sowie vom Szenariodesign abhängig. In der Nieder- und Mitteltemperaturprozesswärme zeigen die Studien deutlich die wichtige Rolle der Direktelektrifizierung mittels Wärmepumpen. Neben den konkreten Prozessumstellungen in den einzelnen Branchen stellen die Studien die Bedeutung von Energieeffizienzsteigerungen der Querschnittstechnologien (Pumpen, Beleuchtung etc.)

heraus. Zudem steigt die Effizienz wie auch in den anderen Sektoren durch den erhöhten Einsatz direktelektrischer Technologien.

Für die Dekarbonisierung der Industrie sehen die Studien zudem vor, den Anteil der Sekundärstahlproduktion zu erhöhen. Die Sekundärroute ist wesentlich energieeffizienter als die Primärroute und verfügt mit dem Elektrolichtbogen über ein ausgereiftes direktelektrifiziertes Verfahren. Die chemische Industrie hingegen ist – auch im Gegensatz zur Stahl- und Nichteisen-Metallindustrie (NE-Metallindustrie) – von einer Vielzahl von Produkten und Prozessen geprägt. Besonders bei der Produktion von HVC wird das chemische Recycling nur in zwei Studien berücksichtigt. Das weniger energieintensive mechanische Recycling wird in den meisten Studien nur als Annahme zur Reduktion von Produktionsmengen reflektiert. Die Auswirkung beziehungsweise der Beitrag einer Kreislaufwirtschaft in der chemischen Industrie ist aus den Studien heraus daher schwer zu quantifizieren.

Konkrete Maßnahmen zur Erhöhung der Materialeffizienz werden insbesondere für die Zementindustrie genannt. Hier kommt es zu prozessbedingten Emissionen, die nicht durch eine technologische Umstellung verhindert, sondern nur durch Materialeffizienz und Substitution verringert beziehungsweise vermieden werden können. Die Effizienz des Materialeinsatzes soll dabei entlang der gesamten Produktionskette gesteigert werden: Die Reduktion des Klinkerfaktors im Zement durch alternative Zuzahlstoffe, die Reduktion des Zementanteils in Beton sowie der effizientere Einsatz von Beton beim Bauen können anhand der Studien als robuste Pfade identifiziert werden. Die Substitution von Klinkerzement durch innovative Zementsorten wird hingegen kontrovers gesehen. Während einige Studien dies nur als Nischenprodukt betrachten, weisen andere Szenarien hierfür einen erheblichen Anteil an der zukünftigen Zementproduktion aus. Auch in der Stahl- und Chemieindustrie wird Materialeffizienz als Maßnahme zur Reduktion des Energiebedarfs genannt und in den Szenarien zu meist durch sinkende Produktionsmengen abgebildet.

### CO<sub>2</sub>-Entnahme aus der Atmosphäre muss die Vermeidung von Treibhausgasen ergänzen

Sämtliche untersuchten Studien betonen, dass Klimaneutralität zur Mitte dieses Jahrhunderts nur erreicht werden kann, wenn CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre entfernt und dauerhaft gespeichert wird. Insbesondere Nicht-CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Landwirtschaft sowie bestimmte prozessbedingte Emissionen aus der Industrie sind schwer vermeidbar und machen so den Einsatz von CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren erforderlich.

Für die CO<sub>2</sub>-Entnahme eignen sich verschiedene Verfahren mit unterschiedlichen Wirkungsweisen. Im Rahmen dieser Studie wurden die folgenden sechs CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren betrachtet: Aufforstung, Kohlenstoffbindung im Boden, Einsatz von Biokohle, Bioenergie mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (BECCS), CO<sub>2</sub>-Entnahme aus der Luft mit anschließender CO<sub>2</sub>-speicherung (DACCS) und beschleunigte Verwitterung. Neben diesen sechs gibt es weitere Verfahren, etwa Ozeandüngung und Ozeanalkalisierung, die jedoch insbesondere aufgrund ihrer Umweltauswirkungen stark umstritten sind und daher nicht weiter berücksichtigt wurden.

Die sechs CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren unterscheiden sich unter anderem hinsichtlich ihrer (prognostizierten) Kosten, des Potenzials, der Dauer der Kohlenstoffbindung, möglicher Umweltauswirkungen, des technologischen Reifegrads und der gesellschaftlichen Akzeptanz. In der Bewertung der jeweiligen CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren sollten neben ökonomischen und ökologischen Aspekten auch Wechselwirkungen zwischen den jeweiligen Verfahren, mit dem Energiesystem sowie mit der Landwirtschaft und Forstwirtschaft berücksichtigt werden. Alle dargestellten CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren bis auf DACCS weisen einen hohen Flächenbedarf auf. Damit entstehen Konkurrenzen um die Landnutzung zwischen den jeweiligen CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren, etwa der Aufforstung und dem Anbau von Biomasse für BECCS. Auch innerhalb des Gesamtenergiesystems bestehen Konflikte um die Landnutzung und insbesondere auch für die Nutzung von Biomasse, die für verschiedene energetische Zwecke eingesetzt werden könnte. Nicht zuletzt können sich auch Nutzungskonkurrenzen zwischen CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren und der Nahrungs- und Futtermittelproduktion sowie dem Anbau nachwachsender Rohstoffe für die stoffliche Nutzung ergeben.

Die im Rahmen dieser Analyse betrachteten Studien messen der CO<sub>2</sub>-Entnahme jeweils eine unterschiedliche Bedeutung bei. Auch kommen die verschiedenen Verfahren in unterschiedlichem Umfang zum Einsatz. Dies ist teilweise darauf zurückzuführen, dass die Studien unterschiedliche Annahmen für die künftige Senkenleistung des LULUCF-Sektors (Land Use, Land-Use Change and Forestry) zugrunde legen. Diese Bandbreite unterstreicht nicht zuletzt die Schwierigkeit, die die Bilanzierung des LULUCF-Sektors mit sich bringt.

Für die Bewertung der Klimaschutzpotenziale der CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren ist die Reversibilität der Kohlenstoffspeicherung zu berücksichtigen. So ist das Risiko, dass eingespeicherter Kohlenstoff wieder entweicht – etwa durch Waldbrände –, je nach Verfahren unterschiedlich. Sieben der acht ausgewerteten Studien nutzen die technischen CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren BECCS und/oder DACCS, die die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> (CCS) erforderlich machen. All diese Szenarien setzen BECCS ein, zum Teil bereits ab 2030. DACCS kommt nur in drei Szenarien zum Einsatz und zeigt in zweien davon einen späteren und langsameren Markthochlauf.

Aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums der meisten Verfahren können für viele Parameter, etwa Kosten, Potenzial und Umweltauswirkungen, nur Schätzungen getroffen werden. Angesichts der Nutzungskonkurrenzen um Flächen, Biomasse oder Energie, aber auch negativer Umweltauswirkungen oder der fehlenden gesellschaftlichen Akzeptanz scheint es jedoch evident, dass alle CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren im Potenzial limitiert und mit noch näher zu erforschenden Risiken verbunden sind. In den kommenden Jahren wird es daher darauf ankommen, die ökologische, ökonomische, technische und gesellschaftliche Bewertung der Verfahren zu vertiefen.

Im Großteil der untersuchten Szenarien kommt CCS auch zur Abscheidung fossiler CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Zementindustrie und der chemischen Industrie zum Einsatz, womit – im Gegensatz zu BECCS und DACCS – keine negativen Emissionen erzielt werden. Die Szenarien sehen CCS ausschließlich für Prozessemissionen vor, die sich anders nicht vermeiden lassen. Im Energiebereich (Kohle- oder Gaskraftwerke) kommt CCS nicht zum Einsatz.

## Die Transformation erfordert große Anstrengungen in allen Bereichen

Die Szenarien zeigen: Um die aktuellen deutschen und europäischen Klimaziele zu erreichen, müssen in allen Sektoren sowohl nachfrage- als auch angebotsseitig tiefgreifende Maßnahmen ergriffen werden. Verhaltensänderungen und Technologieumbau, Treibhausgasvermeidung und CO<sub>2</sub>-Entnahme sind kein Entweder-Oder, sondern führen nur im Zusammenspiel auf einen klimakompatiblen Transformationspfad. Um Klimaneutralität in weniger als drei Jahrzehnten erreichen zu können, müssen die entscheidenden Weichen in den nächsten Jahren gestellt werden. Die erforderliche Tiefe der Transformation erscheint technisch machbar, kann aber nur durch das Zusammenwirken gesellschaftlicher, technischer und ökonomischer Lösungsansätze erreicht werden.

# 1 Einleitung

Die (neuen) Klimaziele setzen den Rahmen für die Weiterentwicklung des Energiesystems. Neben den – als Reaktion auf den Beschluss des Bundesverfassungsgerichts jüngst verschärften – deutschen Klimaschutzzielen sind auf EU-Ebene vor allem der EU Green Deal und das „Fit for 55“-Paket von Bedeutung. Nicht zuletzt ist auch die Verpflichtung gemäß Pariser Klimaschutzabkommen zu berücksichtigen, die nationalen Klimaschutzbeiträge so anzupassen, dass die globale Begrenzung des Temperaturanstiegs auf deutlich unter 2 °C, möglichst 1,5 °C erreicht wird.

Die der Arbeit zugrunde liegende Fragestellung war, wie eine klimaneutrale Energieversorgung und eine klimaneutrale industrielle Produktion gelingen können. Sie erweitert damit die Betrachtungen der ESYS-Arbeitsgruppe Sektorkopplung, die in der Analyse „Sektorkopplung – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems“<sup>2</sup> und der Stellungnahme „Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende“<sup>3</sup> im Jahr 2017 dargestellt wurden. Diese Arbeitsgruppe betrachtete eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 – Prozessemissionen in der industriellen Produktion waren nicht Teil der Untersuchungen. Die nun vorliegende Arbeit weitet den Blick und nimmt das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 unter Berücksichtigung der Industrieproduktion in den Blick. An einigen Stellen finden sich Anmerkungen, wie die neueren Implikationen der Energiepreiskrise die bisherigen Erkenntnisse ändern könnten.

Um verschiedene Transformationspfade zu untersuchen und zu vergleichen, wurden im Rahmen einer Metaanalyse Szenarien aus sieben aktuellen Energiesystemstudien ausgewertet (siehe Kasten: Studienübersicht der Metaanalyse). Zusätzlich wurden mit dem am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) entwickelten Energiesystemmodell *REMod* eigene Modellrechnungen für Transformationspfade im Energiesystem durchgeführt. Die eigenen Szenariorechnungen untersuchen, wie sich gegenüber dem Hauptszenario verstärkte Anstrengungen im Bereich der Nachfragereduktion sowie ein schnellerer Technologiehochlauf bei der Bereitstellung klimaneutraler Energie auswirken.

Da sich Klimaneutralität im Energiesystem im Vergleich zur Landwirtschaft oder auch zur industriellen Produktion einfacher erreichen lässt, ist davon auszugehen, dass die Emissionen im Energiesystem schon vor 2045 auf null gebracht werden müssen, um ambitionierte Klimaziele zu erreichen. Um dem Rechnung zu tragen, wurden zusätzliche Szenarien berechnet, in denen das Energiesystem bereits 2040 klimaneutral ist. Zusätzlich wurde ein Szenario untersucht, das unter Annahme einer globalen Pro-

---

<sup>2</sup> acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017.

<sup>3</sup> Ausfelder et al. 2017.

Kopf-Gleichverteilung des verbleibenden Emissionsbudgets mit dem 1,5-Grad-Ziel kompatibel ist.

Die Modellrechnungen wurden im Jahr 2021 – vor Beginn der aktuellen Energiekrise – durchgeführt. Anhand einer zusätzlichen Sensitivitätsanalyse wurden daher im Nachgang die Auswirkungen von höheren Erdgaspreisen auf die zuvor dargestellten Ergebnisse analysiert. Auswirkungen der Energiekrise auf die Versorgungssicherheit werden in einem separaten ESYS-Impulspapier detailliert dargestellt.<sup>4</sup>

Annahmen und Ergebnisse der Szenarien wurden mit Expert\*innen einer interdisziplinär besetzten Arbeitsgruppe gespiegelt und Schlussfolgerungen für die Energiepolitik daraus abgeleitet.

Der Fokus der Untersuchung liegt darauf, aus der Vielzahl unterschiedlicher Szenarien No-regret-Optionen und schnell anzugehende Maßnahmen herauszuarbeiten, über die ein wissenschaftlicher Konsens besteht, sowie noch offene Fragen und Forschungsbedarfe zu den Transformationspfaden zu identifizieren.

### Studien- und Szenarienübersicht der Metaanalyse

Im Jahr 2021 erscheinen sechs große Szenariostudien zur Klimaneutralität in Deutschland. Die zu Anfang des Jahres erschienenen *BMW*-Langfristszenarien haben Klimaneutralität bis 2050 als Ziel, in allen anderen Studien ist das Zieljahr entsprechend dem neuen Klimaschutzgesetz von 2021 das Jahr 2045. Zusätzlich wird eine Studie des Umweltbundesamts (UBA) von 2019 in die Analyse miteinbezogen, die mit dem Zieljahr 2050 ähnlich ambitionierte Minderungspfade anstrebt wie die neueren Studien. Um das Zielsystem im klimaneutralen Zustand zu vergleichen, wird daher in der Analyse im Folgenden vom Zieljahr 2045/50 gesprochen.

Die ausgewerteten Studien und Szenarien sind:

#### **Umweltbundesamt (UBA) 2019 „Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE-Studie“<sup>5</sup>, kurz UBA 2019:**

- Die Studie beinhaltet sechs Szenarien mit Variation von Verhalten, Materialineffizienz, Rohstoffverbrauch und Energieverbrauch. Drei der sechs Szenarien werden für die Metaanalyse ausgewählt:
- GreenEe1 – Energy efficiency (kurz: *UBA GreenEe1*): Erschließung der „Ee-Potenziale“ über alle Anwendungsbereiche.
- GreenLife – Lifestyle changes (kurz: *UBA GreenLife*): wie „Ee“ mit zusätzlicher Steigerung der Rohstoffeffizienz sowie ambitioniertere umweltbewusste Lebensweise.
- GreenSupreme (kurz: *UBA GreenSupreme*): wirksamste Annahmen aus anderen Szenarien verbunden mit schnellem Transformationspfad.

<sup>4</sup> acatech/Leopoldina/Akademienunion 2022-1.

<sup>5</sup> UBA 2019.

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2021 „Leitstudie – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren“<sup>6</sup>, kurz BMWi LFS3 2021:**

Die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK, früherer BMWi) beauftragte Studie hat drei Szenarien berechnet, die alle für die Metaanalyse aufgenommen wurden:

- TN-Strom (kurz: *BMWi LFS3 Strom*) – starke Anwendung von Strom in den Nachfragesektoren.
- TN-H2-G (kurz: *BMWi LFS3 H2*) – die Dekarbonisierung erfolgt sehr stark über aus erneuerbaren Energien hergestellten „grünen“ Wasserstoff.
- TN-PtG/PtL (kurz: *BMWi LFS3 PtL/PtG*) – der Fokus liegt auf synthetischen Kohlenwasserstoffen, die ebenfalls auf Basis erneuerbarer Energien hergestellt werden.

**Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut 2021 „Klimaneutrales Deutschland 2045 – wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann“, Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende<sup>7</sup>, kurz Agora 2021:**

- Die Studie zeigt mit dem Szenario Klimaneutrales Deutschland 2045 (kurz: *Agora KN2045*), dass auf Basis der bereits sehr anspruchsvollen Zielstellung einer 65-prozentigen Treibhausgasreduktion bis zum Jahr 2030 anschließend in allen Sektoren eine beschleunigte Transformation möglich und notwendig ist.

**Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2021 „dena – Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität – dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe“<sup>8</sup>, kurz dena 2021:**

- Das Hauptszenario Klimaneutralität 100 (kurz: *Dena KN100*) der Studie orientiert sich maßgeblich an den im Klimaschutzgesetz 2021 verankerten nationalen Klimazielen – Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045. Auch nach dem Erreichen der Klimaneutralität im Jahr 2045 erfolgt eine weitere Emissionsminderung, sodass nach 2050 eine Netto-Negativbilanz für Deutschland erreicht wird.

**Kopernikus-Projekt Ariadne 2021 „Ariadne-Report – Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 Szenarien und Pfade im Modellvergleich“<sup>9</sup>, kurz Ariadne 2021-2:**

- Die Studie umfasst die Transformationspfade zur Klimaneutralität 2045 auf Basis eines umfassenden Modellvergleichs. Die *Ariadne*-Szenarien in der Metaanalyse beziehen sich auf das Hybridmodell und unterscheiden sich bezüglich der Rolle von Elektrifizierung, Wasserstoff und Synfuels sowie der Importe erneuerbarer Energie:
- Mix – Technologiemix (kurz: *Ariadne Bal*): Die Endenergienutzung erfolgt über ein gemischtes Energieträgerportfolio von Wasserstoff, Elektrifizierung und synthetischen Kraftstoffen.
- Elec\_Dom – Elektrifizierung + inländische Erzeugung (kurz: *Ariadne Elec\_Dom*): Priorisierung der Direktelektrifizierung in den Endnutzungssektoren mit beschränktem Importpotenzial und hoher heimischer EE-Erzeugung.
- Elec\_Imp – Elektrifizierung + Import (kurz: *Ariadne Elec\_Imp*): Priorisierung der Direktelektrifizierung in den Endnutzungssektoren mit hohem Importpotenzial für EE-basierte Energieträger, einschließlich Strom.

6 BMWi 2021.

7 Agora 2021.

8 dena 2021-1. Detaillierter sind viele Annahmen und Ergebnisse in mehreren Gutachten dargestellt, die im Rahmen der Studie durchgeführt wurden (EWI 2021, dena 2021-2, Wuppertal-Institut 2021). Die für die Metaanalyse relevanten Angaben zu dem Szenario Dena KN100 sind vor allem in EWI 2021 zu finden.

9 Ariadne 2021-2.



- H2\_Dom – Wasserstoff + inländische Erzeugung (*kurz: Ariadne H2\_Dom*): verstärkte direkte Nutzung von Wasserstoff in Bereichen, wo direkte Elektrifizierung schwierig ist, mit beschränktem Importpotenzial und hoher heimischer EE- und Power-to-X-Erzeugung.
- H2\_Imp – Wasserstoff + Import (*kurz: Ariadne H2\_Imp*): verstärkte direkte Nutzung von Wasserstoff in Bereichen, wo direkte Elektrifizierung schwierig ist, mit hohem Importpotenzial für EE-basierte Energieträger, davon über die Hälfte Wasserstoff.
- SynF – E-fuels (*kurz: Ariadne SynF*): Zusätzlich zu der wichtigen Rolle von direkter Elektrifizierung wird die Nutzung von erneuerbaren synthetischen Kraftstoffen verstärkt.

**Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) 2021 „KLIMAPFADE 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft“<sup>10</sup>, kurz BDI 2021:**

- Die Studie untersucht mit dem neuen Szenario (*kurz: BDI 2021*) den erforderlichen Emissionsreduktionspfad für das verschärfte Klimaziel – Erreichung Treibhausgasneutralität bis 2045 – auf Basis der im Jahr 2018 veröffentlichten Studie *Klimapfade für Deutschland*.

**Forschungszentrum Jülich 2021 „Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045“<sup>11</sup>, kurz Jülich 2021:**

- Das Treibhausgasminderungsszenario (*kurz: Jülich TS2045*) orientiert sich ausschließlich an den übergeordneten Minderungszielen des aktuellen Klimaschutzgesetzes und untersucht die Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045. Dabei ist Wasserstoff ein zentrales Element einer Minderungsstrategie des Szenarios, um Treibhausgasneutralität zu erreichen.

In den Abbildungen und Ausführungen zur Metaanalyse ist zu beachten, dass die Vergleichbarkeit der Studien zum Teil durch unterschiedliche Bilanzgrenzen eingeschränkt sein kann. Beispiel hierfür ist die in einzelnen Studien fehlende Bilanzierung der Umweltwärme im Gebäudesektor oder des internationalen Flug- und Schiffsverkehrs im Verkehrssektor. Im Bereich der Industrie werden Beleuchtung und Beheizung von Industriegebäuden zum Teil dem Industriesektor und zum Teil dem Gebäudesektor zugerechnet. Außerdem werden Branchen unterschiedlich weit gefasst, zum Beispiel wird teilweise nur die Zementbranche und teilweise allgemeiner die Verarbeitung von Steinen und Erden betrachtet. Soweit Informationen über unterschiedliche Bilanzgrenzen vorliegen, wird an entsprechender Stelle darauf hingewiesen. Darüber hinaus können die Ergebnisse der Szenarien trotz ähnlicher Annahmen zu Entwicklungen und Trends aufgrund unterschiedlicher historischer Bezugsjahre variieren.

<sup>10</sup> BDI 2021.

<sup>11</sup> FZJ 2021.

## 2 Vom Ende der Umwandlungskette her gedacht: die Energienachfrage

Der Primärenergieverbrauch<sup>12</sup> in Deutschland ist seit 2000 um 16 Prozent auf 3.305 TWh in 2020 gesunken,<sup>13</sup> während der Endenergieverbrauch im gleichen Zeitraum lediglich um etwas weniger als 10 Prozent auf 2.319 TWh reduziert werden konnte. Gleichzeitig stieg die Wohnbevölkerung in Deutschland um 2 Prozent, das Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 2015 um 21 Prozent. Abbildung 1 zeigt basierend auf diesen Zahlen, dass sich vor allem durch Effizienzgewinne der Primärenergieverbrauch relativ zur Einwohnerzahl sowie der Endenergieverbrauch relativ zum Bruttoinlandsprodukt verringerte, während der Endenergieverbrauch relativ zur Einwohnerzahl weniger stark abfiel.<sup>14</sup>

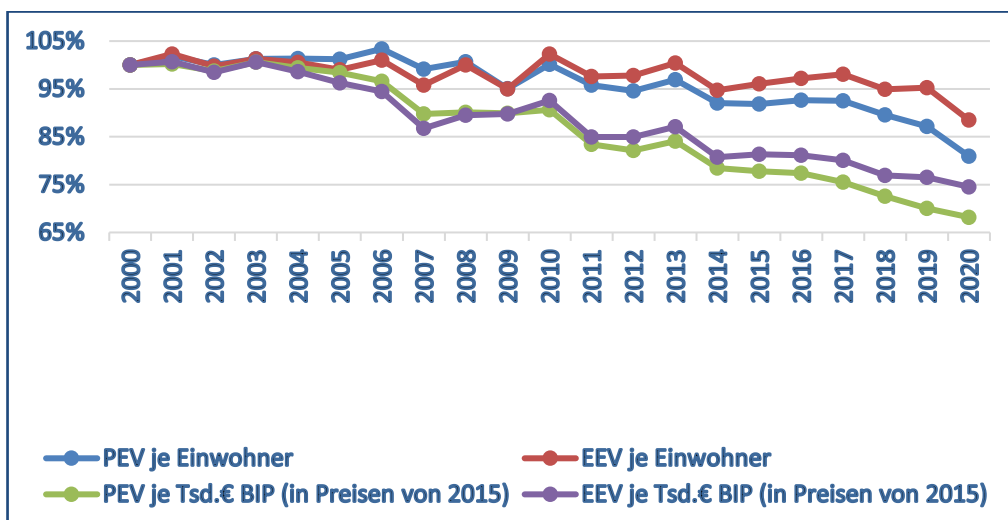


Abbildung 1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (PEV) je Einwohner\*in, des Endenergieverbrauchs (EEV) je Einwohner\*in und des Endenergieverbrauchs relativ zum Bruttoinlandsprodukt (in Preisen von 2015) von 2000 bis 2020. Alle Daten werden relativ zum jeweiligen Wert im Jahr 2020 dargestellt.

Der Anteil erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch lag im Jahr 2020 bei lediglich 16 Prozent, dominant waren nach wie vor fossile Energieträger wie Mineralöl (34 Prozent) und Erdgas (26 Prozent).<sup>15</sup> Die zentrale Herausforderung für die Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem ist demnach der nahezu

<sup>12</sup> Der Primärenergieverbrauch wird über das Wirkungsgradprinzip berechnet, das heißt, die Menge der verbrannten Energieträger wird mit dem jeweiligen Heizwert multipliziert. Für Strom aus Photovoltaik, Wind und Wasserkraft wird hierbei ein Wirkungsgrad von 100 Prozent angenommen, für Kernenergie 33 Prozent, für Geothermie 10 Prozent. Die Berechnungen werden für Deutschland von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) durchgeführt.

<sup>13</sup> Hierbei ist zu beachten, dass die Corona-Pandemie für 2020 zu einer über den Trend hinausgehenden Reduktion des Primärenergieverbrauchs geführt hat. In 2019 betrug der Primärenergieverbrauch noch 3.557 TWh, für 2021 schätzt das Umweltbundesamt gegenüber 2020 eine Steigerung auf 3.387 TWh.

<sup>14</sup> BMWi 2019.

<sup>15</sup> ebd.

vollständige Umstieg auf erneuerbare Energieträger durch technologischen Umbau. Gleichzeitig besteht enormes Potenzial in der Steigerung der Energieeffizienz sowohl indirekt durch den Systemumbau als auch direkt in den Anwendungen selbst, wodurch der Endenergieverbrauch maßgeblich gesenkt werden kann. In aktuellen Studien sinkt der Endenergiebedarf in den Transformationspfaden dementsprechend bis 2030 auf rund 1.960 TWh bis 2.200 TWh, bis zur angestrebten Klimaneutralität in 2045 oder 2050 dann auf rund 1.300 TWh bis 1.790 TWh (ohne Feedstocks). Die Bandbreite dieser Werte zeigt jedoch auch die Variabilität in den Zielpfaden, die sich aus verschiedenen Transformationsstrategien und vorgegebenen Randbedingungen ergibt. Die den Szenarien zugrunde liegende Systemmodellierung nimmt dabei in den meisten Fällen den letztlichen Bedarf an Energiedienstleistungen als exogenen Input auf (solche Bedarfe stellen beispielsweise die Fahrleistung im Personen- und Güterverkehr, die Wohnflächen der privaten Haushalte oder auch die Produktionsmengen der Industrie dar). Diese Bedarfe basieren dabei auf Annahmen aus der Literatur oder werden durch spezifische Sektorenmodelle ermittelt. Eine mögliche Reduzierung der Bedarfe oder auch eine Stagnation auf heutigem Niveau durch gesamtgesellschaftliche Entwicklungen oder Verhaltensänderungen wird in diesem Zusammenhang, wenn überhaupt, nur als Sensitivität betrachtet. Lediglich die Szenarien *UBA GreenSupreme* und *UBA GreenLife* der *UBA RESCUE*-Studie<sup>16</sup> diskutieren und integrieren explizit einen solchen „Suffizienz“-Ansatz. Hier besteht noch Forschungsbedarf, da im Gegensatz zur Effizienz entsprechende Modellierungsmethoden und -parameter noch nicht etabliert sind und eine quantitative Abschätzung der Potenziale und Auswirkungen noch nicht umfassend vorliegt.<sup>17</sup>

## 2.1 Suffizienz, Effizienz, Konsistenz als Strategien der Energiewende

Abbildung 2 stellt die drei wesentlichen Nachhaltigkeitsstrategien grafisch dar. Während die Strategie der „Konsistenz“ die Nutzung regenerativer anstatt fossiler Ressourcen sowie die Schließung von Materialkreisläufen beinhaltet, werden Effizienz und Suffizienz eher der Nachfrageseite zugeordnet. Die Strategie der Effizienz nutzt die Erhöhung des Wirkungsgrads mit technischen Mitteln, mit dem Ziel, einen gegebenen Nutzen mit weniger Energieeinsatz zu ermöglichen. Typische Beispiele für diesen Ansatz sind eine LED-Lampe oder ein effizienterer Antrieb, der weniger Treibstoff für die gleiche Fahrleistung verbraucht. Während Effizienz auf eine *relative* Reduktion des Energieverbrauchs im Verhältnis zur bereitgestellten Energiedienstleistung abzielt und technischer Natur ist, zielt der Suffizienzansatz auf die *absolute* Reduktion des Gebrauchs von Energiedienstleistungen insbesondere durch soziale Innovationen und Veränderung sozialer Praktiken. Ein kombiniertes Beispiel für die Suffizienzstrategie aus dem Gebäude- und Mobilitätsbereich ist eine autoreduzierte Stadt, in der die Versiegelung neuer Flächen und der Anstieg der Wohnfläche begrenzt und das Fahrrad zur naheliegendsten Variante wird, sich in der Stadt zu bewegen. Hierbei sind jedoch Rebound-Effekte zu beachten, die über direkte und indirekte Effizienz- und Einspargewinne teilweise kompensieren können.<sup>18</sup>

<sup>16</sup> UBA 2019.

<sup>17</sup> UBA 2018.

<sup>18</sup> UBA 2016; Sorrell et al. 2020.

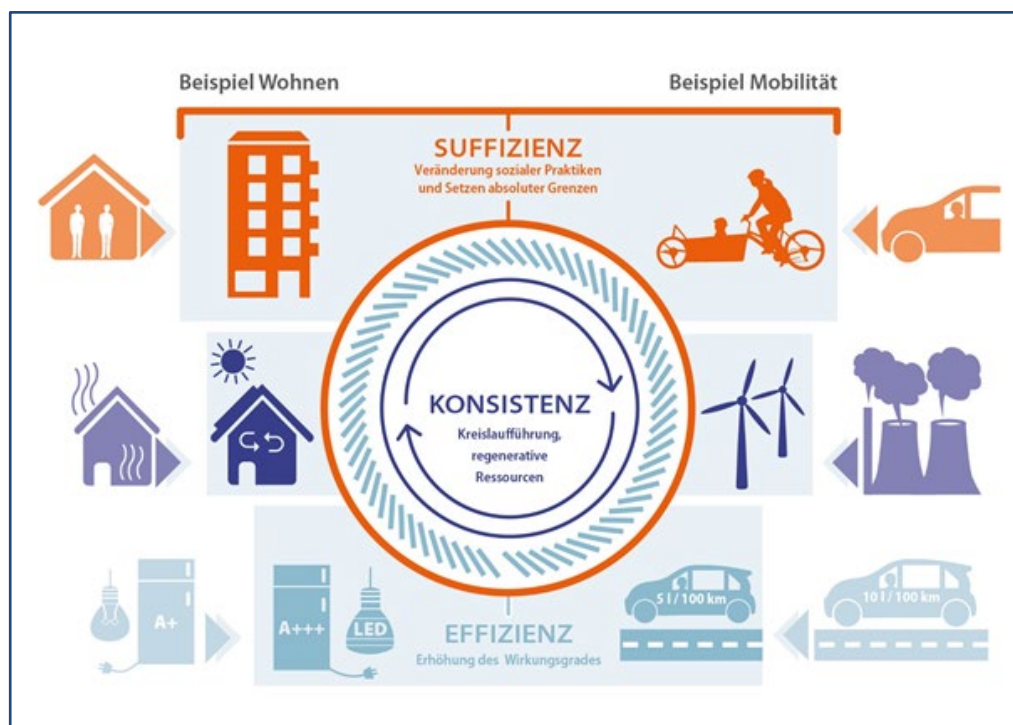


Abbildung 2: Die Nachhaltigkeitsstrategien Konsistenz, Effizienz und Suffizienz. Quelle: Böcker et al. 2020.<sup>19</sup>

Alle drei Strategien leisten wichtige Beiträge zur Klimaneutralität, implizieren aber jeweils potenzielle Risiken und Konflikte in unterschiedlichen Dimensionen der Systemtransformation. Diese reichen von notwendigen Ressourcen- und Flächenverbräuchen für den technologischen Umbau des Energiesystems über ambitionierte Annahmen hinsichtlich möglicher Technologiehochläufe bis hin zu Fragen der sozialen Akzeptanz unterschiedlicher Maßnahmen. Angesichts der Ambition des Gesamtvorhabens *Klimaneutralität* reduziert eine verengte Perspektive auf die jeweiligen Strategien dabei Handlungsoptionen und erhöht Pfadrisiken hinsichtlich der Zielerreichung. Demgegenüber kann die gemeinsame Berücksichtigung aller drei Strategien Synergien schaffen und auch weitergefasste Nachhaltigkeitsziele adressieren.

Eine auf Suffizienz fokussierte Strategie, zum Beispiel durch Ansätze wie eine „Stadt der kurzen Wege“ oder eine flexiblere Nutzung des Gebäudebestands, reduziert zwar den Energieverbrauch, ist aber nur bis zu einem Grad wünschenswert, in dem die menschlichen Bedürfnisse gedeckt sind und die Lebensqualität nicht darunter leidet. Der verbleibende Energieverbrauch muss also durch die komplementären Strategien Effizienz und Konsistenz technisch weiter reduziert und durch den Einsatz von erneuerbaren statt fossilen Energieträgern emissionsfrei gestaltet werden. Auch Szenarien für den Klimaneutralitätspfad, die Suffizienzannahmen beinhalten, wie beispielsweise die *RES-CUE*-Studie<sup>20</sup> oder das französische *négaWatt*-Szenario<sup>21</sup>, gehen von starker Steigerung der Effizienz durch Elektrifizierung und Nachfragereduktion durch technische Innovation sowie von einem schnellen und umfangreichen Hochlauf der erneuerbaren Energien aus. Mit dem Fokus nur auf Nachfragereduktion durch Suffizienz und ohne technologischen Umbau und Effizienzsteigerung sind die Klimaziele nicht zu erreichen.

<sup>19</sup> Böcker et al. 2020.

<sup>20</sup> UBA 2019.

<sup>21</sup> Association négaWatt 2018.

So zentral Effizienz für die Energiewende ist, so problematisch kann es jedoch sein, sich bei der Reduktion der Energienachfrage ausschließlich auf technische Optionen zur relativen Reduktion zu verlassen. Ein Beispiel dafür, wie stark Effizienz zur Emissions- und Verbrauchsreduktion beitragen könnte, jedoch ohne den Blick auf die absolute Reduktion durch Suffizienzmaßnahmen in ihrer Wirkung begrenzt bleibt, ist die Entwicklung des Raumwärmebedarfs in Deutschland. Durch Effizienzgewinne hat sich der Raumwärmebedarf pro Wohnfläche kontinuierlich verringert. Gleichzeitig werden diese Effizienzgewinne zu einem Teil durch die steigende Pro-Kopf-Wohnfläche (von 42,2 qm/Person in 2008 auf 47,7 qm/Person in 2020) kompensiert. Auch in anderen Bereichen finden solche Kompensationen von Effizienzerfolgen statt, wie beispielsweise bei effizienteren Motoren, die allerdings nichts beim Endenergiebedarf einsparen, wenn sie statt in ähnlichen in deutlich größeren und schwereren Fahrzeugen eingesetzt werden. Diese Beispiele machen jedoch auch deutlich, wie zentral die Steigerung der Effizienz für das Erreichen der Klimaziele ist. Ohne das Absenken des Raumwärmebedarfs pro Quadratmeter Wohnfläche wäre der zu deckende Raumwärmebedarf in Deutschland stark angestiegen. Auch der Blick auf die verschiedenen Klimaneutralitätsstudien macht deutlich, dass Effizienz eine zentrale Säule der Energiewende ist. Hier muss jedoch auch der Rebound-Effekt betrachtet werden, da eine steigende Effizienz gegebenenfalls zu geringeren Heizkosten führt, was wiederum größere Wohnungen anreizen könnte. Dies zeigt, dass Effizienz- und Suffizienzstrategien eine möglichst ganzheitliche Perspektive einnehmen sollten, um auch solche Effekte zu berücksichtigen.

Um Klimaneutralität zu erreichen, ist der komplette Umstieg auf erneuerbare Energien, die Strategie der Konsistenz, erforderlich. Der bisherige Fokus auf Konsistenz (und Effizienz) in den meisten Szenarien zeigt einen hohen Anspruch an Flächen- und Ressourcennutzung. Da die verfügbare Fläche in Deutschland nicht ausreicht, um den Energiebedarf durch heimische erneuerbare Energien zu decken, setzen alle Klimaneutralitätsstudien für Deutschland zusätzlich auf Importe von Energieträgern. Nimmt man den globalen Bedarf für teils kritische Ressourcen für die weltweite Umstellung auf Erneuerbare in den Blick, so wird deutlich, dass Ressourcenverfügbarkeit ein Risikofaktor für das Gelingen der Energiewende sein kann. Dieses Risiko kann durch eine Ergänzung durch Suffizienz und Effizienz, also ein Herabsenken der Energienachfrage, gemindert werden.

Das Ambitionsniveau der Klimaziele erfordert Emissionsreduktion in allen Sektoren. Im Verkehrsbereich haben die Anstrengungen bisher nicht zu signifikanten Emissionsreduktionen geführt. Hier wurden die Treibhausgasemissionen im Zeitraum von 1990 bis 2020 zwar um 11 Prozent reduziert, dies steht allerdings im Kontrast zum Rückgang der Gesamtemissionen im gleichen Zeitraum um 43 Prozent.<sup>22</sup> Insbesondere in diesem Bereich könnte ein Zusammenspiel der Strategien Suffizienz, Effizienz und Konsistenz einen ambitionierten Transformationspfad ermöglichen. Beispielsweise wurde im Rahmen des Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität im Jahr 2009 das Ziel vorgelegt, bis 2020 eine Million Elektrofahrzeuge zuzulassen. Bis 2020 wurde dieses Ziel mit ca. 240.000 Elektrofahrzeugen und Plug-in-Hybriden nicht erreicht. Für die Treibhausbilanz maßgeblicher ist jedoch, dass im gleichen Zeitraum der Pkw-

---

22 UBA 2022-3.

Bestand in Deutschland von 41,1 Millionen auf 47,7 Millionen Pkw anwuchs.<sup>23</sup> Auch die Verkehrsleistung im motorisierten Individualverkehr stieg zwischen 2009 und 2019 um ca. 19 Milliarden Personenkilometer an, während der öffentliche Straßenpersonenverkehr (Bus, Straßenbahn, U-Bahn) konstant blieb und der Eisenbahnhah- und Fernverkehr ebenfalls um 19,8 Milliarden Personenkilometer anstieg.<sup>24</sup> Wächst die Zahl der Pkw und der gefahrenen Kilometer weiter oder werden höher motorisierte Pkw gefahren, so werden die Effizienzgewinne durch Elektro- statt Verbrennungsmotoren wieder kompensiert. Außerdem wird zusätzlicher erneuerbarer Strom als Ersatz für fossile Kraftstoffe benötigt, und somit werden weitere Solar- und Windanlagen zur Bedienung dieses gestiegenen Bedarfs erforderlich, was den Druck auf die knappen Flächen und Ressourcen verschärft.

Im Folgenden werden nachfrageseitige Optionen für die Bereiche Verkehr, Gebäude und Industrie dargestellt. Für einen besseren Einblick und höhere Detailtiefe der in aktuellen Studien getroffenen Annahmen, deren Auswirkungen sowie mögliche unterstützende Maßnahmen nutzen wir unter anderem die Avoid-Shift-Improve-Kategorisierung. Suffizienzmaßnahmen betreffen die Bereiche Avoid und Shift: Avoid bezeichnet hierbei die Vermeidung beziehungsweise Nichtnutzung eines Produkts oder einer (Energie-)Dienstleistung, Shift die Verlagerung auf alternative, nachhaltigere Konsumoptionen. Effizienzmaßnahmen oder Improve-Maßnahmen senken den spezifischen Energieverbrauch eines existierenden Produkts oder Services, verbessern also den Wirkungsgrad durch technische Optionen.

## 2.2 Verkehr

Im Verkehrssektor ermöglicht der Energieeinsatz die Mobilität von Menschen und den Transport von Gütern. Diese durch Personenkilometer oder Tonnenkilometer parametrisierte Nachfrage wird durch verschiedene Verkehrsmittel und Mobilitätsformen bedient. So kann beispielsweise eine Person eine Strecke mit der Bahn oder dem Pkw zurücklegen, wobei diese Verkehrsmittel Kraftstoffe oder elektrischen Strom mit einer bestimmten Effizienz verwerten. Die resultierenden Treibhausgasemissionen ergeben sich daraus als Produkt aus der Verkehrsleistung (in Personen- oder Tonnenkilometer) mit dem spezifischen Energiebedarf (Energie pro Personenkilometer oder Energie pro Tonnenkilometer) und den spezifischen Emissionen des Energieträgers (Emissionen pro Energieeinheit). Insbesondere der Strom, aber gegebenenfalls auch synthetische Kraftstoffe und Wasserstoff müssen in einem klimaneutralen System durch das Energiesystem bereitgestellt werden, was wiederum einen Energieeinsatz an anderer Stelle impliziert (diese systemische Perspektive der Energiebereitstellung wird zentral in Kapitel 3 diskutiert). Nachfrageseitig wird die Transformation zu einem klimaneutralen Verkehrssektor sowohl durch eine Verringerung der Verkehrsleistung als auch durch die Reduktion des spezifischen Energiebedarfs unterstützt. Der absolute Energiebedarf im Verkehrssektor kann folglich durch verschiedene Ansätze reduziert werden<sup>25</sup>:

---

<sup>23</sup> BMDV 2022.

<sup>24</sup> UBA 2022-3.

<sup>25</sup> Wuppertal-Institut 2021.

1. Vermeidung von Wegen für eine Verringerung der Verkehrsleistung („Avoid“),
2. Verlagerung auf Mobilitätsformen mit geringerem Energiebedarf („Shift“) für eine Verringerung des spezifischen Energiebedarfs,
3. Effizienzsteigerung der Verkehrsmittel, zum Beispiel Nutzung kleinerer oder elektrisch betriebener Fahrzeuge („Improve“) für eine Verringerung des spezifischen Energiebedarfs.

In der Vergangenheit war zu beobachten, dass die Effekte technischer Effizienzsteigerungen durch die gestiegene Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr häufig (über)kompensiert wurden. Hinzu kommt, dass den technischen Effizienzverbesserungen ein Trend zu schwereren Pkw und höherer Motorleistung entgegenwirkte – der sogenannte Rebound-Effekt.<sup>26</sup>

### 2.2.1 Annahmen zur Verkehrsleistung in Szenarienstudien

Die Verkehrsleistung im Personenverkehr betrug 2019 in der Summe 1.170 Milliarden Personenkilometer, wovon 78 Prozent auf den motorisierten Individualverkehr (Pkw und Zweiräder), 9 Prozent auf die Bahn, 7 Prozent auf den öffentlichen Straßenpersonenverkehr und 6 Prozent auf den Flugverkehr entfielen (0,9 Prozent Flug national, 6,1 Prozent Flug international).<sup>27</sup> Die Entwicklung der Verkehrsleistung und des Modal Split ist in Abbildung 3 dargestellt. In den meisten Szenarienstudien wird erwartet, dass die insgesamt zurückgelegten Personenkilometer bis 2045 auf einem ähnlich hohen Niveau bleiben, mit geringen Veränderungen zwischen –62 Milliarden und +53 Milliarden Personenkilometern. Diese konstanten Entwicklungen werden mit einer sinkenden Bevölkerungszahl bei gleichzeitigem Trend zur häufigeren Pkw-Nutzung begründet.<sup>28</sup> Ein deutlicher Anstieg um 163 bis 185 Milliarden Personenkilometer wird in den Szenarien von *Ariadne 2021* angenommen, begründet mit einem Anstieg des Pkw-Verkehrs durch die positive Einkommensentwicklung. Eine absolute Reduktion der Verkehrsleistung wird lediglich in den Szenarien *UBA GreenLife* und *UBA GreenSupreme*<sup>29</sup> berücksichtigt. Nach einer nur geringfügigen Änderung in der nächsten Dekade wird bis 2050 ein Rückgang der gesamten Verkehrsleistung im Personenverkehr auf 959 Milliarden Personenkilometer (ohne internationalen Flugverkehr) angenommen, im Vergleich zu 943 Milliarden Personenkilometern im „Corona-Jahr“ 2020.<sup>30</sup> In diesen Szenarien wird davon ausgegangen, dass Menschen sowohl privat als auch geschäftlich weniger und kürzere Strecken reisen und dass Strukturen dafür geschaffen wurden, zum Beispiel kurze Wege in Städten und Regionen sowie ein sehr gutes Fernbahnangebot.<sup>31</sup> In den anderen Studien werden Verhaltensänderungen als Möglichkeit zur Reduktion der Verkehrsleistung zwar genannt, jedoch aufgrund mangelnder Quantifizierbarkeit nicht in die Modellierung der Szenarien aufgenommen.<sup>32</sup>

---

<sup>26</sup> Ebd.

<sup>27</sup> BMDV 2022.

<sup>28</sup> FZJ 2021.

<sup>29</sup> UBA 2019.

<sup>30</sup> BMDV 2022.

<sup>31</sup> UBA 2019.

<sup>32</sup> BDI 2021; FZJ 2021.

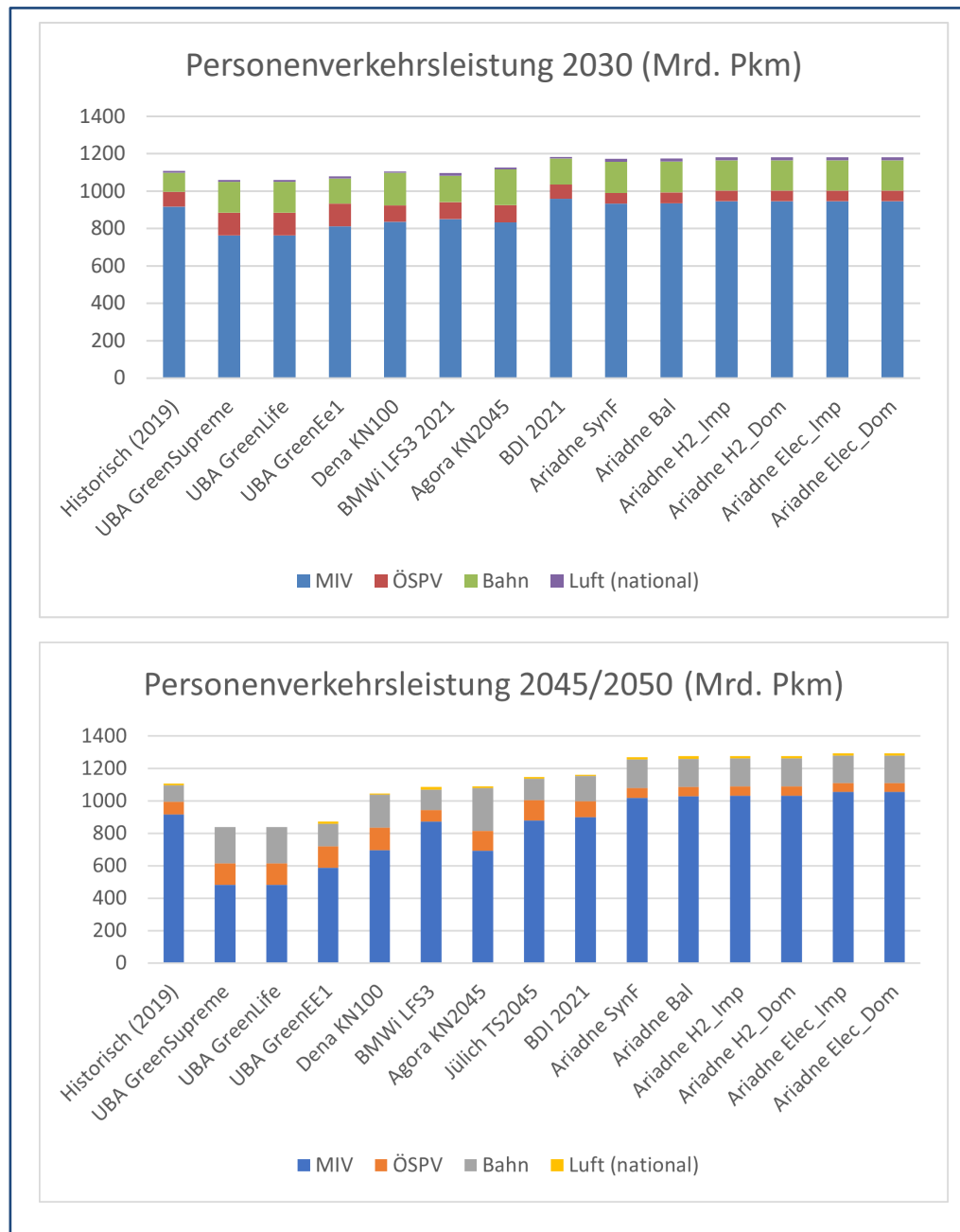


Abbildung 3: Metaanalyse – Verkehrsleistung im Personenverkehr 2030 und 2045/2050

Während in den meisten Studien also eine mögliche Reduktion der Gesamtverkehrsleistung ausgeklammert wird, ist studienübergreifend eine Änderung in dessen Zusammensetzung („Modal Split“) zu beobachten. So steigt der Bahnverkehr in allen Studien, mit dem größten Anstieg von 102 Milliarden Personenkilometern im Jahr 2019 auf 264 Milliarden Personenkilometer in 2045 im Szenario *Agora KN2045*, in dem eine Minderung der Fahrleistung von Pkw von 33 Prozent in 2045 zugunsten des ÖPNV und des aktiven Individualverkehrs angenommen wird. Einige Szenarien nehmen diese Verlagerung auf ÖPNV und Radverkehr vor allem in städtischen Gebieten an (*Agora 2021*, *UBA 2019*). Hinter der Verschiebung des Modal Split steckt in den Studien die Annahme eines zukünftig sehr attraktiven ÖPNV-Angebots.<sup>33</sup> Der nationale

33 UBA 2019; dena 2021-1; Agora 2021.



Luftverkehr bleibt in den meisten Szenarien bis 2045 nahezu konstant, von heute 10,1 Milliarden Personenkilometer<sup>34</sup> auf 7 bis 12 Milliarden Personenkilometer<sup>35</sup> oder steigt leicht auf 14,5 bis 16 Milliarden Personenkilometer an<sup>36</sup>. Eine Ausnahme sind die Szenarien *UBA GreenLife/GreenSupreme*. Bei diesen beiden Szenarien stagniert der Flugverkehr bis 2030 und sinkt dann bis 2045 auf null ab, da der innerdeutsche Flugverkehr vollständig auf die Bahn verlagert wird. Der spezifische Energieverbrauch im Personenverkehr wird weiterhin durch Effizienzgewinne im Rahmen des technologischen Fortschritts sowie vor allem durch den Umstieg vom Verbrennungsmotor auf Elektrofahrzeuge reduziert. Im Jahr 2021 setzte sich der Fahrzeugbestand von ca. 48 Millionen Pkw in Deutschland zu 97 Prozent aus Benzin-, Diesel- und Gasfahrzeugen zusammen, ergänzt durch 3 Prozent vollelektrischer und Plug-in-hybrider Pkw. In allen betrachteten Szenarien sinkt der Anteil der Benzin-, Diesel- und Gasfahrzeuge bis 2030 bereits deutlich auf 64 bis 84 Prozent und wird ersetzt durch Elektro- und Plug-in-hybride Fahrzeuge (siehe Abbildung 4). Bis 2045 beziehungsweise 2050 steigt der Anteil von Elektrofahrzeugen in den Szenarien auf 54 bis 91 Prozent. Ein Anteil von weniger als 70 Prozent tritt lediglich im *Ariadne SynF*-Szenario (65 Prozent) sowie in den Szenarien *UBA GreenEe1*, *UBA GreenSupreme* und *UBA GreenLife* auf. Allerdings geht in *UBA GreenSupreme* und *UBA GreenLife* der Bestand an Pkw mit Verbrennungsmotoren in absoluten Zahlen genauso stark oder sogar stärker zurück als in anderen Szenarien, da der Fahrzeugbestand insgesamt stark sinkt (ca. 29 Millionen Pkw in 2050 im Vergleich zu 40 bis 50 Millionen Pkw in den meisten anderen Szenarien). Pkw mit Brennstoffzellen spielen in allen Szenarien eine untergeordnete Rolle, mit einem maximalen Anteil von 1,7 Prozent am Fahrzeugbestand in 2045/2050.

---

<sup>34</sup> Dies ist der Wert aus dem letzten Jahr vor der Coronakrise, 2019 (UBA 2022-5).

<sup>35</sup> *UBA GreenEe1*; *Dena KN100*; *Agora KN2045*; *Jülich TS2045*; BDI 2021.

<sup>36</sup> *Ariadne 2021-1*; *BMWi LFS3 2021*.

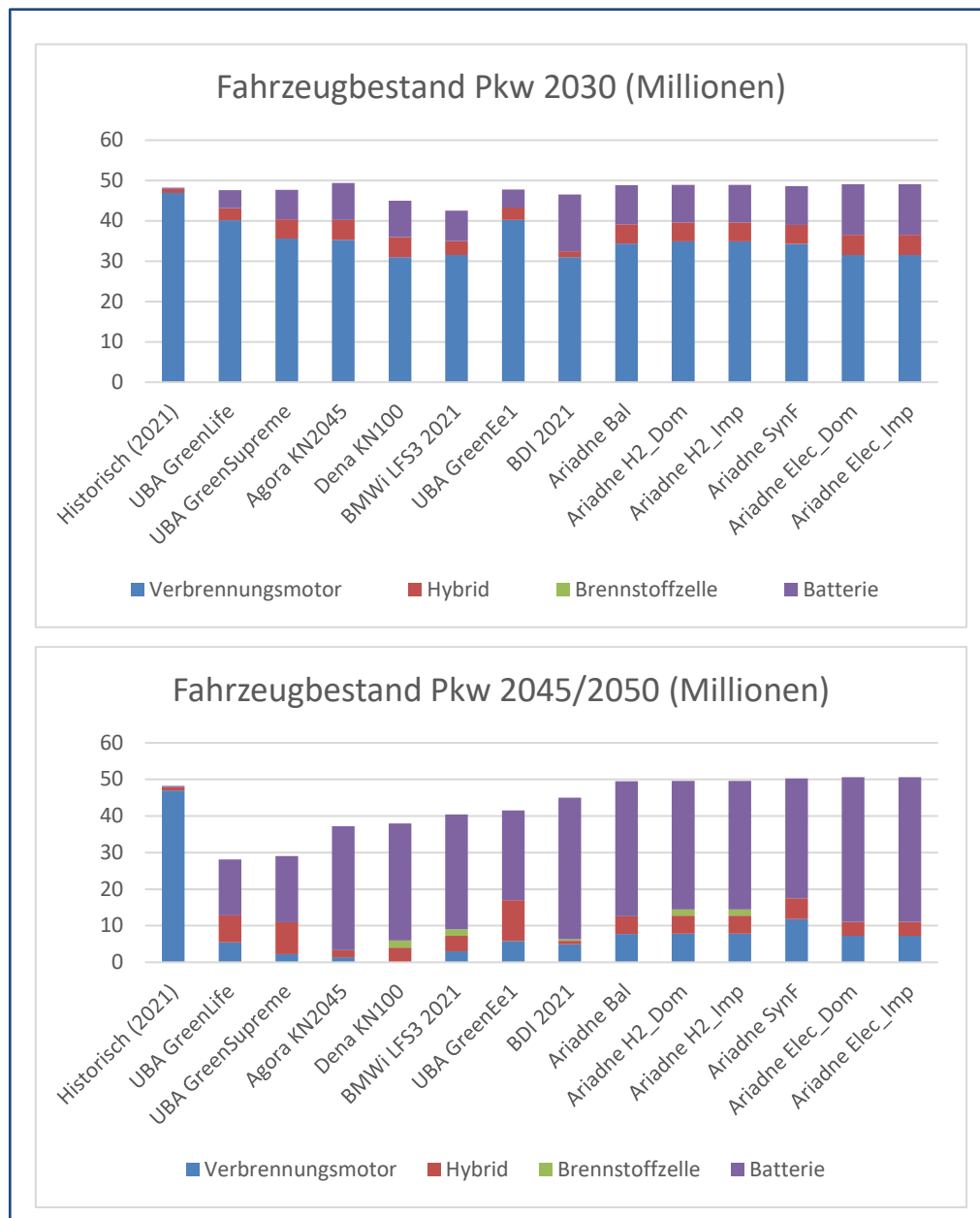


Abbildung 4: Metaanalyse – Fahrzeugbestand Pkw 2030 und 2045/2050

Im Güterverkehr betrug die Verkehrsleistung im Jahr 2019 679 Milliarden Tonnenkilometer. Davon entfielen 73 Prozent auf die Straße, 19 Prozent auf die Schiene und 8 Prozent auf die Binnenschifffahrt.<sup>37</sup> Mit Ausnahme der Szenarien der *UBA 2019*-Studie steigt in allen Szenarien die Güterverkehrsleistung deutlich an (siehe Abbildung 5). Bis 2030 wird eine Steigerung um 19 bis 32 Prozent erwartet, bis 2045/2050 eine Steigerung um ca. 25 bis 47 Prozent gegenüber 2019. Dieser Anstieg wird vor allem durch das Wirtschaftswachstum begründet,<sup>38</sup> aber auch der wachsende Online-Handel oder eine Verlängerung der Wege durch die vermehrte Nutzung der Bahn<sup>39</sup> hat einen verstärkenden Einfluss. Die Begründung für den Rückgang in den Szenarien *UBA GreenLife/GreenSupreme* ist ein angenommener Trend hin zum Konsum regionaler und langlebiger

<sup>37</sup> BMDV 2022.

<sup>38</sup> Agora 2021.

<sup>39</sup> BMWi 2017.

Produkte.<sup>40</sup> In allen Szenarien verändert sich bis 2045/2050 der Modal Split im Gütertransport in Richtung Schienenverkehr. Die Bandbreite reicht hier von nur einer geringfügigen Steigerung des Schienengüterverkehrs in den Szenarien *Ariadne Elec\_Dom* und *Ariadne Elec\_Imp* bis zu einem Anteil von ca. 25 Prozent<sup>41</sup> oder sogar 35 Prozent im Szenario *UBA GreenSupreme*. In absoluten Zahlen steigt in allen Szenarien die Güterverkehrsleistung auf der Schiene deutlich an. Bis 2050 findet beispielsweise bei *Agora KN2045* oder den *BMW-Langfristszenarien*<sup>42</sup> nahezu eine Verdopplung des Werts von 129 Milliarden Tonnenkilometern im Jahr 2019 statt. Ein bis 2045/2050 sehr gut ausgebautes Schienennetz wird hier vorausgesetzt<sup>43</sup> und in einigen Studien ein zukünftiger Kostenvorteil der Bahn gegenüber Lkw im Güterverkehr angenommen<sup>44</sup>.

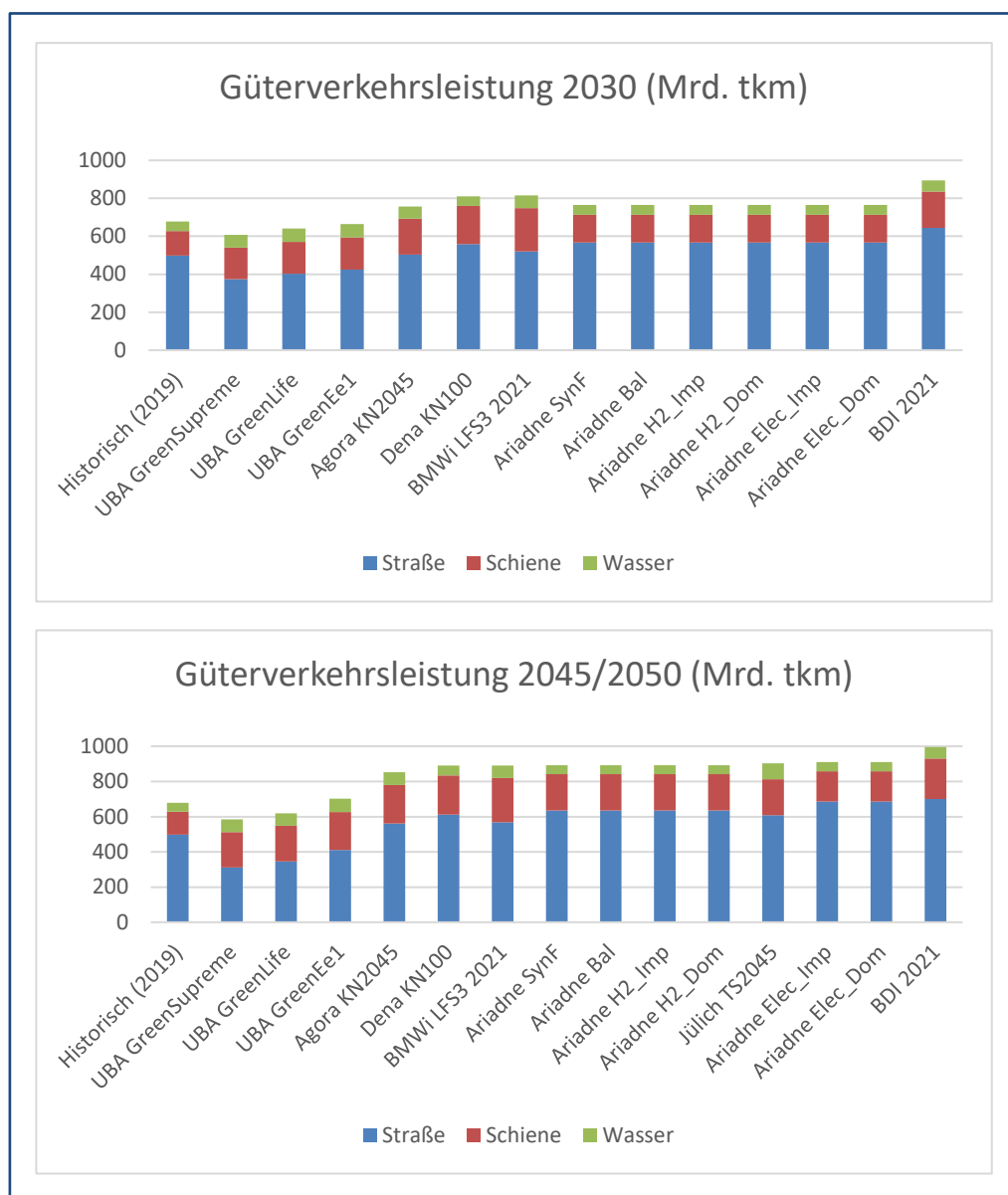


Abbildung 5: Metaanalyse – Verkehrsleistung im Güterverkehr 2030 und 2045/2050

40 UBA 2019.  
 41 *Agora KN2045* und *Dena KN100*.  
 42 *BMW LFS3 2017*.  
 43 *Agora 2021*; vgl. *BMW LFS3 2017*.  
 44 Vgl. *BMW LFS3 2017*.

### 2.2.2 Maßnahmen zur Reduzierung der Endenergienachfrage im Verkehr

In Tabelle 1 sind Veränderungen und Maßnahmen aufgeführt, die in den betrachteten Szenarien und in der Literatur mit einer Reduktion der Energienachfrage in Verbindung stehen, kategorisiert nach Avoid, Shift und Improve. Die Übersicht gibt außerdem einen Eindruck von der in Szenarienstudien angenommenen Trägheit verschiedener Maßnahmen: Während einige Veränderungen bereits kurzfristig eine reduzierte Endenergienachfrage bewirken, zeigen andere erst nach und nach einen Effekt, zum Beispiel weil hierfür Infrastrukturen umgebaut und Technologien und Produkte neu konzipiert werden müssen. In Szenarienstudien genannte Maßnahmen werden entweder zum Erreichen der Klimaziele für 2030, der Klimaziele für 2045 oder kurzfristiger Nachfragereduktion eingeordnet. Die mittel- und langfristigen Maßnahmen stammen aus den Studien der Metaanalyse, die kurzfristigen Maßnahmen aus Studien zur Reduktion der Energienachfrage (insbesondere Gas) als Reaktion auf die Energiekrise 2022. Bei Unterschieden zwischen den Studien in der zeitlichen Einordnung werden hier Bandbreiten angegeben.

Bereich	Kurzfristige Wirkung (ab 2022–24)	Mittelfristige Wirkung (Ziele für 2030)	Langfristige Wirkung (Ziele für 2045/2050)	Studie und Quelle
Alltagsverkehr	Möglichkeiten „digitaler Mobilität“ (Homeoffice, digitale Ämter etc.)			Greenpeace 2022, Öko-Institut 2022, Ariadne 2021-1 (S. 83)
		Kurze Wege durch verteiltes Versorgungsangebot und Verdichtungsmaßnahmen		UBA 2019 (S. 411 f., alle Szenarien)
	Kurzfristige Kapazitätserweiterung ÖPNV			UBA 2022-2, Greenpeace 2022
		Verbesserte zeitliche und räumliche Verfügbarkeit des ÖPNV		UBA 2019(S. 411 f.), Ariadne 2021-1, BMWi 2021
		Verfügbarkeit von Sharing- und On-Demand-Angeboten		dena 2021-1 (S. 81), Agora 2021, UBA 2019, Ariadne 2021-2 (S. 83)
		Verfügbarkeit von Mikromobilität		dena 2021, BMWi 2021
		Günstige und einfach zugängliche ÖPNV-Tickets		UBA 2022-2, BMWi 2021, dena 2021, Ariadne 2021-1 (S. 83)
		Höhere Kosten für Pkw-Nutzung (unter anderem City-Maut, höhere Parkgebühren, Parkraumbewirtschaftung), (vor allem Stadtgebiete)		dena 2021 (Wuppertal 2021 S. 24), Ariadne 2021-1, BMWi 2021, UBA 2019
		Steuerreformen für Pkw (unter anderem Dienstwagensteuer, Kfz-Steuer, Kraftstoffsteuern, Pendlerpauschale)		UBA 2019 (S. 411 f.)
		Kurzfristiger Umstieg auf Radverkehr, unter anderem durch Pop up-Radwege		

		Sichere, flächendeckende Infrastruktur für Rad- und Fußverkehr	UBA (S. 411 f.), dena 2021-1 (S. 57 f.), <i>Ariadne 2021-1</i> , BMWi 2021
		Erhöhte Pkw-Auslastung (zum Beispiel Ridesharing, reduzierte Fahrzeuggröße)	dena 2021 (EWI 2021 S. 29), UBA 2019, <i>Agora 2021</i>
		Tempolimit 30 (vor allem Stadtgebiete)	Greenpeace 2022, dena 2021 (Wuppertal 2021 S. 25)
		Effizientere Antriebe (konventionell, elektrisch)	dena 2021-1 (S. 162, S. 170), UBA 2019, BMWi 2021
		Umstieg auf Elektromobilität (unter anderem durch Ladeinfrastrukturausbau, Kaufprämie, Steuervorteile)	BDI 2021 (S. 105), <i>Ariadne 2021-1</i> (S. 13), dena 2021-1 (S. 162), BMWi 2021 (Modul Verkehr), <i>Agora 2021</i>
Fernverkehr	Nähere Urlaubsziele		UBA 2019
	Weniger Dienstreisen (Ersatz durch digitale Dienstreisen)		dena 2021, UBA 2019, <i>Agora 2021</i>
	Verlagerung des Fernverkehrs auf Busse (Aufbau neuer Regional- und Fernbusverbindungen)		dena 2021-1 (S. 176)
		Verlagerung des Fernverkehrs auf die Schiene (unter anderem Schienennetz- und Angebotsausbau)	UBA 2019 (S. 411 f.), dena 2021, BDI 2021, BMWi 2021
		Improve-Maßnahmen des Alltagsverkehrs (siehe oben)	
		Tempolimit auf Autobahnen und gegebenenfalls außerorts	dena 2021-1 (S. 57), BMWi 2021, UBA 2022-2
Güterverkehr		Nachfragereduktion und Regionalisierung	UBA 2019 (S. 411 f.)
		Verlagerung auf die Schiene (unter anderem durch Umbau des Güterverkehrs und Modernisierung des Schienennetzes, Erhöhung und Ausweitung der Lkw-Maut)	BDI 2021 (S. 105), UBA 2019 (S. 411 f.), dena 2021-1 (S. 57), <i>Agora 2021</i>
		Verlagerung auf Hybrid-Oberleitungs-Lkw (unter anderem Ausbau Oberleitungen)	BMWi LFS3 Strom, <i>Ariadne 2021-1</i> , BDI 2021, <i>Agora 2021</i>
		Umstieg auf E-Lkw (zum Beispiel durch Mautbefreiung, CO <sub>2</sub> -Komponente in der Maut)	BDI 2021 (S. 105), dena 2021-1 (S. 167), BMWi LFS3 Strom.
		Effizienzsteigerung Flugzeuge, Schiffe, Lkw	<i>Agora 2021</i> (S. 76)

Tabelle 1: Metaanalyse – Maßnahmen hinsichtlich der Energienachfrage in den betrachteten Szenarien und der Literatur, kategorisiert nach Zeitpunkt der Wirkung und nach Avoid (blau), Shift (orange), Improve (grün)

Im Folgenden werden studienübergreifend Möglichkeiten der Reduzierung des Energieverbrauchs im Verkehrssektor diskutiert. Bei den Maßnahmen wird zwischen Alltagsverkehr in Stadtgebieten, Alltagsverkehr auf dem Land sowie Fern- und Güterverkehr unterschieden. Der Grund für die Unterscheidung zwischen Stadt und Land sind die unterschiedlichen Herausforderungen: In verdichteten Städten herrscht eine Flächenkonkurrenz zwischen verschiedenen Verkehrsmitteln, Siedlungs- und

Gewerbegebieten und Flächen des öffentlichen Lebens. In ländlichen Gebieten ist hingegen nicht die Flächenknappheit, sondern die räumliche „Verstreutheit“ und fehlende flächendeckende Verfügbarkeit von ÖPNV eine Herausforderung, sodass lange Wege zu relevanten Orten für den Alltag, zum Beispiel zu Arbeitsplatz, Geschäften, Betreuungseinrichtungen und gesundheitlichen Versorgungsstätten, mit dem Pkw zurückgelegt werden.<sup>45</sup> Daher sind in der Stadt und auf dem Land unterschiedliche Strategien zur Reduktion der Nachfrage sinnvoll.

### 2.2.3 Alltagsverkehr reduzieren (Avoid)

In allen Szenarienstudien außer *UBA 2019* werden Maßnahmen zur Reduzierung des Alltagsverkehrs nicht betrachtet, sondern eine konstant bleibende Verkehrsnachfrage pro Person angenommen. In *UBA 2019* wird angenommen, dass die Reduktion von Verkehr durch die „Stadt der kurzen Wege“ ermöglicht wird.

Die Transformation von Städten zur „**Stadt der kurzen Wege**“ wird durch streckenorientierte Stadtplanungsmaßnahmen erreicht. Stadtviertel werden hierbei so konzipiert, dass alle relevanten Orte des Alltags schnell erreichbar sind. In den Vierteln entsteht dabei eine „kleinteilige funktionale Durchmischung von Wohnen, Arbeit, Versorgung, Bildung, Kultur und Freizeit“.<sup>46</sup> Mögliche Maßnahmen sind die Schaffung von Wohnorten näher am Arbeitsplatz durch Verdichtungsmaßnahmen<sup>47</sup> oder der Ausbau von Versorgungsangeboten (Freizeitangebote, Kitas, Schulen, Gesundheitsversorgung, Einkaufsmöglichkeiten) außerhalb von Stadtzentren<sup>48</sup>. Paris hat sich bereits das Ziel gesetzt, eine „15-Minuten-Stadt“ zu werden, in der alle Infrastrukturen und Angebote wie Schulen, Gesundheitsversorgung und Einkauf innerhalb von 15 Minuten, vorzugsweise mit dem Rad oder zu Fuß, erreichbar sind.<sup>49</sup> Das Konzept bezieht sich vor allem auf städtische Gebiete; jedoch könnte der Ausbau von Versorgungsangeboten<sup>50</sup> oder die Planung von kurzen Wegen zwischen Wohnungen und Bahnhöfen auf dem Land<sup>51</sup> zusätzlich Wege reduzieren.

Eine weitere Maßnahme zur Vermeidung von Verkehr ist der **Ausbau von Homeoffice**, der als kurzfristige Maßnahme zum Umgang mit der Energiekrise identifiziert wurde<sup>52</sup>. Die Pendelstrecke zum Arbeitsplatz beträgt durchschnittlich 16 Kilometer pro Tag und wird zu 63 Prozent mit dem Pkw zurückgelegt (im Schnitt 1,075 Personen pro Pkw).<sup>53</sup> Diese Strecken können durch den verstärkten Ausbau von Homeoffice teilweise vermieden werden. Laut einer Umfrage des ifo-Instituts liegt das Homeoffice-Potenzial in Deutschland bei 56 Prozent der Arbeitsplätze.<sup>54</sup> Durch Wegfall der Pendelstrecken könnten bei Ausnutzung dieses Potenzials bereits kurzfristig zwischen 20 und 25 Prozent der durch Verkehrswege zur Arbeit bedingten Pro-Kopf-CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden, wenn keine Rebound-Effekte entstehen.<sup>55</sup> Eine aktuelle Studie des Öko-Instituts berechnet bei einer 35-Prozent-Homeoffice-Quote (5 Tage) ein

45 Wuppertal-Institut 2021.

46 Böcker et al. 2020.

47 Agora Verkehrswende 2021-1.

48 Wuppertal-Institut 2021.

49 Moreno 2020.

50 Wuppertal-Institut 2021.

51 Agora Verkehrswende 2021-2.

52 Greenpeace 2022; Öko-Institut 2022.

53 Agora Verkehrswende 2021-2.

54 Alipour et al. 2020.

55 Marz/ Sen 2022.

ähnliches Einsparpotenzial von 27 Prozent der durch Verkehrswege zur Arbeit bedingten Emissionen (entspricht einer Einsparung von 9,6 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent der aktuell insgesamt jährlich durch Verkehrswege zur Arbeit ausgestoßenen 35,1 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent). In einem laut Öko-Institut realistischeren Szenario wird etwa die Hälfte der Arbeitszeit, anstatt von fünf Tagen, im Homeoffice gearbeitet, wodurch jährlich 3,7 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent eingespart werden könnten.<sup>56</sup> Jedoch wirken diesen Einsparungen Rebound-Effekte entgegen, zum Beispiel eine größere Entfernung zwischen Wohnort und Arbeitsplatz (beispielsweise weil der Umzug bei einem neuen Job nicht nötig erscheint oder eine Wohnung im Umland günstiger ist), der Umzug in eine größere Wohnung oder zusätzliche Fahrten, die vorher gebündelt mit dem Arbeitsweg erledigt wurden, sowie die Wahl eines günstigeren und dabei weniger effizienten Fahrzeugs.<sup>57</sup> Basierend auf Simulationen und empirischen Daten gehen Marz und Sen<sup>58</sup> daher langfristig nur noch von einer Reduktion von etwa 5 Prozent der Pro-Kopf-Emissionen durch Verkehrswege zur Arbeit aus, wenn eine veränderte Fahrzeugwahl und Zersiedelung einbezogen werden und keine politischen Maßnahmen diesen Effekten entgegenwirken. Über die Emissionseffekte hinaus werden auch individuelle soziale Folgen von Homeoffice in der Literatur diskutiert. Einerseits werden positive Effekte auf das persönliche Wohlergehen durch reduzierten Stress und zusätzliche Flexibilität, mehr Schlaf und mehr Zeit für das Sozialleben durch die wegfallende Pendelzeit genannt. Dem gegenüber stehen negative Effekte wie unbezahlte Überstunden, soziale Isolation, Verschwimmen der Grenzen zwischen Privat- und Berufsleben und Ungerechtigkeit dadurch, dass hauptsächlich Besserverdienende von der Flexibilität der Telearbeit profitieren können.<sup>59</sup> Ein Ausbau der Telearbeit hat also ein erhebliches Einsparpotenzial, bedarf jedoch politischer Rahmenbedingungen, die Rebound-Effekte und negative soziale Folgen verhindern. Wie bereits während des Lockdowns in 2020 geschehen, ist der Umstieg auf Homeoffice schnell umsetzbar und kann bereits kurzfristig Energie einsparen.<sup>60</sup> Private Fahrten können durch digitale Angebote von Ämtern und Online-Einkaufsmöglichkeiten vermieden werden.<sup>61</sup>

#### 2.2.4 Verlagerung weg vom Pkw im Alltagsverkehr – Stadtgebiete (Shift)

In vielen Städten steht der Pkw als Verkehrsmittel im Mittelpunkt. Aufgrund historischer Pfadabhängigkeiten ist ein Wandel besonders herausfordernd.<sup>62</sup> Eine Reduktion des Pkw-Verkehrs in Städten durch Verlagerung auf ÖPNV und aktiven Individualverkehr, also Rad- und Fußverkehr, hat neben dem Klimaschutz und einem geringeren Endenergiebedarf weitere Nutzeneffekte:

1. Mehr Flächeneffizienz zur Erreichung des „Nettonull-Flächenverbrauch“-Ziels:<sup>63</sup> Verkehrsfläche für Pkw nimmt im Vergleich zu anderen Verkehrsmitteln einen überproportionalen Anteil in Städten ein.<sup>64</sup>

<sup>56</sup> Öko-Institut 2022.

<sup>57</sup> Vgl. Clausen/Schramm 2021; Marz/ Sen 2022; Öko-Institut 2022.

<sup>58</sup> Marz/ Sen 2022.

<sup>59</sup> DIW 2016; Marz/ Sen 2022; Öko-Institut 2022.

<sup>60</sup> UBA 2022-2.

<sup>61</sup> Agora 2021.

<sup>62</sup> Wuppertal-Institut 2021., S. 32.

<sup>63</sup> BMWK 2022.

<sup>64</sup> Böcker et al. 2020.

2. Erhöhte Lebensqualität und Gesundheit der Menschen in Städten: Reduktion von Lärm, Schadstoffen<sup>65</sup> und Hitzeinseln<sup>66</sup>, erhöhte Aktivität durch mehr öffentlich und gemeinsam genutzte Flächen sowie eine für alle Menschen zugängliche Mobilität<sup>67</sup>. Während des Corona-Lockdowns mit reduziertem (Pkw-)Verkehr wurden gesunkene NOx-Emissionen und Lärmbelastungen in Innenstädten gemessen.<sup>68</sup>

Alle Szenarienstudien nehmen Änderungen im Modal Split an (beziehungsweise berechnen diese aus veränderten Preisen und Rahmenbedingungen), die eine Verlagerung vom Pkw-Verkehr auf andere Verkehrsmittel zeigen. Zum Erreichen dieser Verlagerung werden teilweise Maßnahmen und Voraussetzungen genannt, die in Tabelle 1 dargestellt sind.

Um gute Alternativen zu schaffen, muss die **Attraktivität des ÖPNV** und des aktiven Individualverkehrs erhöht werden. Das wird in vielen Szenarienstudien als Voraussetzung für eine Verlagerung weg vom Pkw genannt.<sup>69</sup> Beim ÖPNV bedeutet das neben **günstigen Ticketpreisen** insbesondere auch die **räumliche und zeitliche Verfügbarkeit** und Schnelligkeit<sup>70</sup> sowie seit der Corona-Pandemie auch die Hygienebedingungen<sup>71</sup>. Aber auch eine einfache und niedrigschwellige Planung des Verkehrsmittelwechsels (wie beispielsweise einfacher Zugang zu Tickets und webbasierten Planungstools) spielt durchaus eine Rolle.<sup>72</sup> Konkrete Maßnahmen umfassen im Bereich des ÖPNV die Verbesserung des Grundtaktes<sup>73</sup> und die Errichtung von **On-Demand-Angeboten** für nachfrageschwache Uhrzeiten<sup>74</sup>, die Errichtung weiterer Haltestellen und Linien an geeigneten Orten<sup>75</sup>, die Kopplung verschiedener Verkehrsmittel an Umstiegspunkten und in Fahrplan-Apps<sup>76</sup> sowie die Errichtung von Busspuren auf stark befahrenen Strecken, sodass Stau umgangen wird<sup>77</sup>. Zudem kann **Car- und Ridesharing** ergänzend zum ÖPNV eingesetzt werden, wie in mehreren Szenarienstudien angenommen<sup>78</sup> oder als weitere Möglichkeit über das eigene Szenario hinaus genannt<sup>79</sup>. Neben den mit dem Pkw zurückgelegten Wegen wird dadurch auch die Anzahl der Pkw reduziert, was mit einer Reduktion des Ressourcenverbrauchs einhergeht.<sup>80</sup> Im Szenario *Agora KN2045* wird dabei angenommen, dass Sharing-Modelle durch digitale Buchungs- und Planungssysteme attraktiver werden und sich privatwirtschaftlich flächendeckend etablieren. Diese sollten jedoch keine ÖPNV-, sondern ausschließlich Pkw-Fahrten ersetzen und daher vor allem in nachfrageschwachen Räumen und Zeiten eingesetzt werden.<sup>81</sup> Auch Formen der Mikromobilität, zum Beispiel E-Scooter, eignen sich als Ergänzung des ÖPNV.<sup>82</sup> Der weitreichende Kapazitätsausbau des ÖPNV

65 UBA 2021.

66 Mueller et al. 2020.

67 Böcker et al. 2020.

68 Öko-Institut 2022.

69 UBA 2019; dena 2021-1; Agora 2021.

70 Böcker et al. 2020; Agora 2021.

71 Agora 2021.

72 Jochem et al. 2021; Agora 2021.

73 Wuppertal 2021; Agora 2021.

74 Wuppertal 2021.

75 Böcker et al. 2020.

76 Wuppertal 2021; Agora 2021.

77 Böcker et al. 2020.

78 dena 2021; UBA 2019; Agora 2021.

79 BDI 2021.

80 Jochem et al. 2020.

81 UBA 2019.

82 Wuppertal-Institut 2021.



wird lange Zeit in Anspruch nehmen, jedoch sind laut aktuellen Studien bereits **kurzfristige Kapazitätserweiterungen** möglich, wenn Reserven genutzt werden.<sup>83</sup>

Die Verlagerung bis zur vorhandenen Kapazität kann durch **vergünstigte und leicht zugängliche Tickets** bereits kurzfristig erreicht werden, beispielsweise durch das vom Umweltbundesamt vorgeschlagene und inzwischen von der Bundesregierung verabschiedete „Deutschlandticket“ für die deutschlandweite Nutzung des Nahverkehrs.<sup>84</sup> Günstige ÖPNV-Tickets werden auch als mittel- bis langfristig wirksame Maßnahme in den Szenarienstudien genannt. In der Literatur wird hierbei der Extremfall des ÖPNV-Nulltarifs<sup>85</sup> kontrovers diskutiert: Einige Studien schätzen hohe THG-Einsparungen und Fahrgastanstiege,<sup>86</sup> während andere Studien damit argumentieren, dass in vergangenen Pilotprojekten und in der Stadt Tallin mit Nulltarif die zusätzlichen Fahrgäste hauptsächlich von aktivem Individualverkehr umgestiegen sind und der Autoverkehr nur geringfügig reduziert wurde<sup>87</sup> sowie wichtige Finanzierungsmittel für eine gute Qualität des ÖPNV wegfielen<sup>88</sup>.

Zusätzlich entstehen in den Szenarien finanzielle Anreize zum Wechsel vom Pkw auf andere Verkehrsmittel dadurch, dass die **Nutzung von Pkw** in Städten **teurer** gemacht wird (zum Beispiel verstärkte Parkraumbewirtschaftung<sup>89</sup>, City-Maut<sup>90</sup>). Gleichzeitig bestehen derzeit **steuerliche Anreize** für die Pkw-Nutzung, durch deren Abbau ein Verkehrsmittelwechsel bewirkt werden könnte. Dazu zählt die Reform der Dienstwagenbesteuerung. Dienstwagen werden häufig privat genutzt und dabei gibt es für Nutzer\*innen keine finanziellen Gründe, Strecken und somit die Gesamtemissionen zu reduzieren, da Kraftstoffkosten häufig von den Firmen übernommen werden. Darüber hinaus gibt es keinen Anreiz für eine effiziente Fahrweise. Das kostenlose Tanken für die Nutzer\*innen führt auch dazu, dass für sie ein CO<sub>2</sub>-Preis nicht wirksam ist, da sich die steigenden Kraftstoffpreise bei ihnen nicht budgetär widerspiegeln.<sup>91</sup> Das Umweltbundesamt schätzt eine Reform der Dienstwagenbesteuerung als kurzfristig umsetzbar ein.<sup>92</sup> Eine Alternative zum Dienstwagen bietet das Konzept des „Mobilitätsbudgets“. Hierbei stellt ein Unternehmen ein festes finanzielles Budget zur Verfügung, das die Mitarbeitenden für Mobilitätszwecke nutzen können, und zwar flexibel für verschiedene Verkehrsmittel. Erste Auswertungen von Unternehmen, die dieses Konzept bereits eingeführt haben, zeigen, dass besonders erfahrene Nutzer\*innen des Mobilitätsbudgets vermehrt den ÖPNV nutzen. Für eine stärkere ökologische Lenkungswirkung könnte zusätzlich ein Bonussystem für umweltfreundliche Verkehrsmittel integriert werden.<sup>93</sup>

Weiterhin wird in den Szenarienstudien ein Anstieg des **aktiven Individualverkehrs** angenommen. Hierfür wird in den Szenarien eine **flächendeckende**,

83 UBA 2022-2; Greenpeace 2022.

84 UBA 2022-2.

85 Ariadne 2021-2; Wuppertal 2020; EHS 2020.

86 Ariadne 2021-2.

87 Böcker et al. 2020; UBA 2022-2.

88 UBA 2022-2.

89 Ariadne 2021-2.

90 UBA 2021.

91 UBA 2021 S.41.

92 ebd.

93 NPM 2021.

**bevorzugte und sichere Infrastruktur** vorausgesetzt<sup>94</sup>. In der Literatur werden unter anderem folgende konkrete Maßnahmen genannt:

1. Flächendeckende Radnetze und Fußwege, (überdachte) Fahrradparkplätze.<sup>95</sup>
2. Eine auf Fahrräder abgestimmte Ampelschaltung.<sup>96</sup> Die bevorzugte Infrastruktur im Radverkehr wird bereits in Kopenhagen eingesetzt, wo die Ampeln als „Grüne Welle für den Radverkehr“, also für eine Fahrtgeschwindigkeit von 20 km/h, geschaltet sind.<sup>97</sup>
3. Mehr Sicherheit kann geschaffen werden durch ein Tempolimit für Pkw und die physische Trennung von Pkw- und Rad-Fahrspuren.<sup>98</sup>

Die *dena*-Leitstudie bezieht den Aufbau eines guten Radverkehrsnetzes zwar nicht in die Modellierung mit ein, ordnet dieses aber aufgrund eines Gutachterberichts als kurzfristig verfügbare Maßnahme ein, die etwa innerhalb der nächsten drei Jahre umgesetzt werden kann.<sup>99</sup> Noch schneller können „**Pop-up-Radwege**“ an geeigneten Orten die Radverkehr-Infrastruktur verbessern und Menschen zum Umstieg auf das Fahrrad bewegen.<sup>100</sup>

Ein in der Literatur und vereinzelt in den Szenarien genanntes Konzept, das die Verkehrsverlagerung erleichtert, ist die **Umverteilung des Verkehrsraums** zulasten der Pkw und zugunsten alternativer Verkehrsmittel, was Autofahrende zum Umstieg auf andere Verkehrsmittel bewegt.<sup>101</sup> Dazu zählt zum einen die Reduzierung und Umnutzung des Parkraums<sup>102</sup> und zum anderen die Umnutzung von Fahrspuren zu Fahrradwegen, Grünflächen und „Schnellspuren“ für ÖPNV<sup>103</sup>. Damit die Parkraumreduzierung nicht zu einem erhöhten Verkehrsaufkommen durch die Parkplatzsuche führt, könnte diese gekoppelt sein mit webbasierten Parkleitsystemen.<sup>104</sup> Einen Schritt weiter geht die Errichtung von Nullemissionszonen<sup>105</sup> oder sogar autofreien Zonen<sup>106</sup>. Die Reduzierung der Verkehrsfläche für Pkw wird bereits heute in Städten wie Paris, Barcelona, Freiburg und London umgesetzt.<sup>107</sup> Beispielsweise wurden in Barcelona „Superblocks“ mit jeweils einer Fläche von ca. 400 x 400 m<sup>2</sup> errichtet, um die der Pkw-Verkehr herumgeleitet wird. Innerhalb der Superblocks hat der aktive Individualverkehr Vorrang, und der Pkw-Verkehr ist auf 20 km/h begrenzt. ÖPNV-Haltestellen werden an den Kreuzungen der Superblocks errichtet, sodass sie einen Abstand von rund 400 m haben.<sup>108</sup> In der Vergangenheit zeigte sich in vielen Stadtzentren, dass die Wegnahme von Parkplätzen, Fahrspuren oder Zufahrten für den Autoverkehr zunächst sehr umstritten ist. Auch der emotionale Wert des eigenen Autos, etwa als Freiheits- oder Statussymbol<sup>109</sup>, und soziale Normen spielen hier eine Rolle. Andererseits war zu

94 Ariadne 2021-1.; dena 2021; BMWi 2021.

95 Böcker et al. 2020.

96 Agora 2018.

97 Colville-Andersen 2014.

98 Wuppertal 2021; Böcker et al. 2020.

99 dena 2021.

100 UBA 2022-2.

101 Böcker et al. 2020; Wuppertal-Institut 2020.

102 Ariadne 2021-2.

103 Wuppertal-Institut 2021.

104 Nationale Plattform Zukunft der Mobilität 2020; Nationale Plattform Zukunft der Mobilität 2021.

105 Ariadne 2021-2; Wuppertal-Institut 2020.

106 BDI 2021.

107 Wuppertal-Institut 2021; Nieuwenhuijsen 2021; Mueller et al. 2020.

108 Mueller et al. 2020.

109 Wuppertal-Institut 2021.

beobachten, dass sich nach einiger Zeit eine hohe Zufriedenheit der Bürger\*innen einstellte.<sup>110</sup> Nach Umfragen wünschen sich drei Viertel der Menschen in Städten, dass sie ohne Pkw mobil sein können.<sup>111</sup>

### 2.2.5 Verlagerung weg vom Pkw im Alltagsverkehr – ländliche Gebiete (Shift)

Im ländlichen Raum sind die Bedingungen für einen autofreien Alltag zumeist schlecht: Die Entfernung zur nächsten Haltestelle ist für viele weit, die Taktung des ÖPNV ist gering, und Direktverbindungen zu Alltagsorten sind selten.<sup>112</sup> Daher nehmen einige Szenarienstudien eine bessere **Verfügbarkeit des ÖPNV auf dem Land** an. Auf verkehrintensiven Strecken (zum Beispiel typischen Pendlerstrecken) sind Regionalbahnen und -busse ökonomisch und ökologisch sinnvoll.<sup>113</sup> Um eine flächendeckende Anbindung und Mobilität auch in nachfrageschwachen Gebieten mit gleichzeitig hoher Auslastung der Verkehrsmittel zu ermöglichen, eignen sich **On-Demand-Konzepte und Sharing-Konzepte** wie Carsharing und Ridesharing.<sup>114</sup> Diese können mit anderen Verkehrsmitteln an „Mobilstationen“ verknüpft werden, sodass schnelle „intermodale Wegketten“ geschaffen werden.<sup>115</sup> Die Errichtung eines flächendeckenden Carsharing-Angebots in Kleinstädten und auf dem Land bedarf finanzieller Unterstützung, da sie sich in der Anfangsphase für privatwirtschaftliche Unternehmen häufig nicht lohnt.<sup>116</sup> Ridesharing, also die gleichzeitige Nutzung eines Pkw auf einer Fahrstrecke, kann nur in großem Maße eingesetzt werden, wenn sich die Wege von Menschen zeitlich überschneiden. In den *UBA 2019*-Szenarien wird angenommen, dass diese Überschneidung in ländlichen Gebieten nicht gegeben ist und daher Ridesharing (ebenso wie der ÖPNV) dort keine Rolle spielt, sondern ausschließlich Carsharing.<sup>117</sup>

Zusätzlich könnte auch die **Fahrradinfrastruktur** in ländlichen Gebieten verbessert beziehungsweise aufgebaut werden und vor allem Wohnorte mit Haltestellen verknüpfen.<sup>118</sup>

Ebenso wie in Stadtgebieten können auch hier finanzielle Anreize (zum Beispiel Maut auf Landstraßen, Reform der Dienstwagenbesteuerung oder vergünstigte ÖPNV-Tickets) die Verlagerung vom Pkw auf andere Verkehrsmittel begünstigen.

### 2.2.6 Fernverkehr reduzieren (Avoid)

Zur Vermeidung von Fernreisen werden in einigen Szenarien **virtuelle Geschäftstreffen** anstelle von Dienstreisen<sup>119</sup> oder **alternative Urlaubsziele**<sup>120</sup> angenommen. Der Umstieg auf virtuelle Dienstreisen ist, wie während der Corona-Pandemie zu beobachten war, bereits kurzfristig umsetzbar und reduziert das Verkehrsaufkommen direkt. Laut einer Studie des Borderstep-Instituts könnte der dauerhafte Umstieg den Bahnverkehr um 28 Prozent, den Autoverkehr um 35 Prozent und den Flugverkehr um

110 Böcker et al. 2020.

111 Wuppertal-Institut 2021.

112 Verkehrsclub Deutschland 2021.

113 Agora 2021b.

114 Agora Verkehrswende 2021-2.; UBA 2019; Wuppertal 2021.

115 Wuppertal 2021.

116 Wuppertal 2021.

117 UBA 2019.

118 Agora 2021b.

119 Agora 2021.

120 UBA 2019.

22 Prozent dauerhaft reduzieren.<sup>121</sup> Dennoch könnten sich die Entfernungen zwischen den dienstlich verbundenen Personen durch die verstärkte Digitalisierung der Kommunikation auch erhöhen. Durch weiterhin notwendige "Kennenlertreffen" ist noch unklar, ob sich die netto Fahrleistung im geschäftlichen Umfeld wirklich nachhaltig reduzieren lässt.

### 2.2.7 Verlagerung auf Bus und Bahn im Fernverkehr (Shift)

Um den Endenergiebedarf im Fernverkehr zu reduzieren, eignet sich die Verlagerung des Fernverkehrs mit dem Pkw und Flugzeug auf die Bahn. Hierbei wird in den Szenarienstudien ein **verbessertes Fernbahnangebot** angenommen, das mit Maßnahmen wie dem Ausbau von Schienen und Bahnhöfen sowie einer höheren Taktung und Pünktlichkeit einhergeht.<sup>122</sup> Internationale Bahnverbindungen können eine Alternative zum Flugzeug darstellen.<sup>123</sup> Diese Verlagerung ist jedoch nicht für interkontinentale Flüge möglich. Ergänzend zum Zugangebot ermöglichen in der Studie von *dena 2021* **Regional- und Fernbusangebote** eine flächendeckende Mobilität, auch Übergangsweise auf Strecken, auf denen ein Schienenausbau stattfindet.<sup>124</sup>

In der Literatur werden zusätzlich Maßnahmen genannt, die den **Pkw- und Flugverkehr teurer** und somit weniger attraktiv machen. Für den Pkw-Verkehr wird hierfür zum Beispiel eine fahrleistungsabhängige Pkw-Maut genannt.<sup>125</sup> Durch verlängerte Reisezeiten kann auch ein Tempolimit auf Autobahnen eine Verlagerung vom Pkw auf die Bahn bewirken.<sup>126</sup> Kurzstreckenflüge können reduziert werden durch das Einführen einer Flugticketsteuer<sup>127</sup> oder das Aufheben der Steuerbefreiung von Kerosin<sup>128</sup>.

### 2.2.8 Effizienzsteigerungen im Personenverkehr (Improve)

**Elektrische Antriebe** sind, bezogen auf Primärenergie, energieeffizienter als konventionelle Verbrennungsmotoren. Der Umstieg auf E-Pkw und -Busse bewirkt somit eine Reduktion des Endenergiebedarfs und ermöglicht zusätzlich die Nutzung von erneuerbaren Energien. Diese „Antriebswende“ ist eine zentrale Strategie in allen Szenarienstudien. Voraussetzung für die Antriebswende ist eine geeignete Ladeinfrastruktur.<sup>129</sup> Auch finanzielle Förderungen wie die Verlängerung der Kaufprämie für E-Autos<sup>130</sup> oder Vergünstigungen für elektrische Antriebe in der Kfz-Steuer<sup>131</sup> werden genannt. Denkbar ist auch ein „Verbrennerverbot“ bei Neuzulassungen wie im Szenario UBA GreenSupreme ab 2040 und im Szenario *Agora KN2045* ab 2032 angenommen, inklusive Plug-in-Hybride.

Effizienzpotenziale für alle Antriebsarten bestehen durch **technische Verbesserungen** des Motors, Leichtbau, verbesserte Navigationssysteme, die den Verkehrsfluss steigern, und eine verstärkte Autonomisierung der Pkw.<sup>132</sup> Die Effizienz von Elektroautos kann zusätzlich zu den bei konventionellen Pkw genannten Maßnahmen

<sup>121</sup> Clausen/Schramm 2021.

<sup>122</sup> BDI 2021.

<sup>123</sup> Witlox et al. 2022.

<sup>124</sup> dena 2021.

<sup>125</sup> Ariadne 2021-2.

<sup>126</sup> Agora 2018; dena 2021.

<sup>127</sup> Ariadne 2021-2.

<sup>128</sup> UBA 2019.

<sup>129</sup> Ariadne 2021-1; BDI 2021; BMWi LFS3 2021.

<sup>130</sup> Ariadne 2021-2, BDI 2021, S. 125 f., UBA 2021a, S. 55, BMWi LFS3 2021, S. 13 f.

<sup>131</sup> BDI 2021, S. 129.

<sup>132</sup> BDI 2021; dena 2021; UBA 2019.

durch den Einbau leichter Akkus gesteigert werden.<sup>133</sup> Weiterhin kann durch eine **höhere Auslastung** der Fahrten durch Ridesharing oder leichtere Fahrzeuge die Fahrleistung bei gleichbleibender Verkehrsleistung gesenkt werden.<sup>134</sup>

Eine weitere Improve-Maßnahme ist ein **generelles Tempolimit** auf der Autobahn<sup>135</sup> und in Stadtgebieten.<sup>136</sup> Es beeinflusst direkt und ab sofort den Energiebedarf während der Fahrt und kann indirekt die Gestaltung von Fahrzeugen (geringere Motorisierung) und die Verkehrsmittelwahl beeinflussen.<sup>137</sup> In Stadtgebieten wird durch ein Tempolimit 30 zudem der ÖPNV und Radverkehr attraktiver.<sup>138</sup>

Weitere Maßnahmen zur Förderung und Beschleunigung von Improve-Maßnahmen sind beispielsweise die Verringerung der Emissionsgrenzwerte<sup>139</sup> oder die Einführung einer einmaligen Zulassungssteuer oder jährlichen Steuer, die sich an Emissionswerten oder dem Energieverbrauch orientiert<sup>140</sup>. Auch eine stärkere CO<sub>2</sub>-Spreizung in der Kfz-Steuer kann eine Lenkungswirkung erzielen<sup>141</sup>. Jedoch sollte bei den stärkeren Besteuerungen ein sozialer Ausgleichsmechanismus etabliert und durch Alternativen zum Pkw dafür gesorgt werden, dass Menschen mit geringem Einkommen nicht stärker belastet werden<sup>142</sup>.

### 2.2.9 Verkehrsvermeidung im Güterverkehr (Avoid)

Im Güterverkehr werden Anzahl und Länge der Transportwege wesentlich beeinflusst durch inländische Produktionsmengen, Import- und Exportmengen und die Auslastung der Verkehrsmittel.<sup>143</sup> Avoid-Maßnahmen bewirken eine Reduktion von Tonnenkilometern (das heißt vermindertes Transportvolumen beziehungsweise geringere Anzahl und Länge der Fahrten).<sup>144</sup> Dies kann einerseits erreicht werden durch eine **geringere Nachfrage nach Produkten**<sup>145</sup> (Szenario *UBA GreenSupreme*). Andererseits führt auch die **Regionalisierung von Wirtschaftskreisläufen** zu verkürzten Transportstrecken.<sup>146</sup> Das Potenzial für regionale Wirtschaftskreisläufe wird in der *UBA 2019*-Studie jedoch nur bei den Gütergruppen Nahrungsmittel, Baustoffe und Abfälle angenommen, da bei anderen Güterarten aufgrund weniger großer Produktionsstandorte (Chemie, Automobilindustrie) oder spezialisierter Produkte (Maschinenbau) keine regionalen Wirtschaftskreisläufe möglich seien. Diese Regionalisierung in den Szenarien *UBA GreenLife/Supreme* führt dazu, dass die Güterverkehrsleistung im Jahr 2050 um 5 Prozent gegenüber 2010 sinkt und in den anderen Szenarien ohne Regionalisierung um 15 Prozent steigt<sup>147</sup>. Internationale Verkehrsleistungen (überwiegend über Schiff) werden in den Studien von *UBA 2019* und *Agora 2021* auch durch die allgemeine nationale Dekarbonisierung und den dadurch verringerten Import von fossilen

133 UBA 2019.

134 UBA 2019.

135 Ariadne 2021-2;

136 Wuppertal-Institut 2021.

137 Agora 2018.

138 Wuppertal-Institut 2021.

139 Wuppertal-Institut 2020, S. 81

140 Umweltbundesamt 2021, S.60

141 Umweltbundesamt 2021, S. 5, S. 48, S. 60, Wuppertal-Institut 2020, S. 81

142 BDI 2021, S. 125, UBA 2021a, S. 41, S. 46

143 UBA 2019.

144 UBA 2019

145 UBA 2019.

146 Ebd.

147 UBA 2019, S.199

Energieträgern vermieden. Dennoch gehen die meisten Studien von einem gesteigerten internationalen Güterverkehr proportional zum steigenden BIP aus, in den Szenarien *Agora KN2045*, *Jülich TS2045* und dem *BDI 2021* sogar um 30 Prozent zwischen 2016 und 2045.

### 2.2.10 Verlagerung weg vom Lkw im Güterverkehr (Shift)

Shift-Maßnahmen im Güterverkehr umfassen in den Szenarien die Verlagerung des Lkw-Verkehrs auf die **Schiene und Oberleitungs-Hybrid-Lkw** (kombiniert mit Verbrennungsmotor oder Batterie).<sup>148</sup> Die Vorteile von Oberleitungs-Hybrid-Lkw gegenüber vollelektrischen Lkw sind die geringere benötigte Batteriekapazität und daher ein geringerer Nutzlastverlust sowie das kontinuierliche Laden während der Fahrt.<sup>149</sup> Erforderliche Infrastrukturen für die Verlagerung sind gut ausgebaute Schienen- beziehungsweise Oberleitungsnetze.<sup>150</sup>

Eine Verlagerung von der Straße auf die Schiene wird in *Ariadne 2021* als eine sehr wirkungsstarke (Einsparungen von 2 bis 4 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalent bis zum Jahr 2030) und außerdem von 85 bis 90 Prozent der Bevölkerung befürwortete Maßnahme eingestuft.<sup>151</sup> Laut einem Gutachten der *dena*-Studie ist ein Umbau des Güterverkehrs von der Straße auf die Schiene jedoch ein langer Prozess, der erst langfristig eine Wirkung erzielt.<sup>152</sup> Zu erwarten sind außerdem gesteigerte Transportentfernungen, da das Schienennetz weniger „feinmaschig“ ist als das Straßennetz.<sup>153</sup>

### 2.2.11 Effizienzsteigerungen im Güterverkehr (Improve)

Zentrale Improve-Maßnahme in den Szenarienstudien ist die **Elektrifizierung** im Güterverkehr, insbesondere von leichten Lkw:

1. Leichte Nutzfahrzeuge und Lkw mit einem zulässigen Gesamtgewicht von unter 7,5 bis 12 Tonnen<sup>154</sup>, die mindestens 78 Prozent der Lkw-Flotte ausmachen<sup>155</sup>, werden zu großen Teilen in Verteilverkehren eingesetzt und können somit gut als batterieelektrische und Plug-in-Hybride realisiert werden<sup>156</sup>. Bei schwereren Lkw und Sattelzugmaschinen, die in der Regel auf Langstrecken eingesetzt werden, ist die Elektrifizierung aufgrund der benötigten Masse und des benötigten Volumens für die Batterie nicht sinnvoll.<sup>157</sup> In allen *UBA 2019*-Szenarien außer *UBA GreenLate* werden ab 2030 50 Prozent der neuen Lkw und ab 2040 alle neuen Lkw unter 12 Tonnen als elektrisch betrieben angenommen. Im Szenario *Agora KN2045* fahren ab 2050 keine verbrennungsmotorbetriebenen Lkw mehr.<sup>158</sup> Im Szenario *BDI 2021* sind 84 Prozent der leichten Nutzfahrzeuge (hier: unter 3,5 Tonnen) batterieelektrisch betrieben.<sup>159</sup> Die Elektrifizierung von Lkw erfordert einen Ausbau der öffentlichen (Schnell-)

148 Ariadne 2021-1; BDI 2021; Agora 2021a; UBA 2019.

149 Agora 2021a.

150 Agora 2018; Agora 2021a; UubBA 2019; BDI 2021.

151 Ariadne 2021-2.

152 dena 2021.

153 UBA 2019.

154 Ariadne 2021-1; UBA 2019.

155 Ariadne 2021-1.

156 BMWi 2017.

157 UBA 2019.

158 Agora 2021.

159 BDI 2021.

- Ladesäulen und Batteriewechselstationen.<sup>160</sup> Als finanzieller Anreiz für den Antriebswechsel ist zum Beispiel eine Mautbefreiung für elektrische Lkw oder eine CO<sub>2</sub>-Komponente in der Maut denkbar.<sup>161</sup>
2. Auch eine vollständige Elektrifizierung des Schienenverkehrs führt zu weiteren Effizienzsteigerungen.<sup>162</sup>
  3. Im Flugverkehr ist eine Batterie-Elektrifizierung aufgrund des bisher hohen Gewichts der Batterien nicht sinnvoll.<sup>163</sup>
  4. Im Binnenschiffsverkehr ist die technisch zu priorisierende Antriebsart noch nicht bekannt.<sup>164</sup> Daher wird in den Szenarien von *UBA 2019* und *Ariadne 2021* keine Elektrifizierung des Luft- und Schiffsverkehrs angenommen.<sup>165</sup>

Weiterhin umfassen Improve-Maßnahmen **technische Effizienzsteigerungen und eine verbesserte Auslastung** für Flugzeuge, Lkw und Schiffe, zum Beispiel durch Gewichtseinsparung und Digitalisierung.<sup>166</sup> Beispielsweise nimmt das Szenario *Agora KN2045* jährliche Effizienzsteigerungen von 1,5 Prozent im Luftverkehr und von 2 Prozent im Schiffsverkehr an.<sup>167</sup>

### 2.3 Gebäude

Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte in 2020 betrug 670 TWh, was etwa 29 Prozent des gesamten deutschen Endenergieverbrauchs entspricht. Der mit 68 Prozent größte Teil dieses Energieverbrauchs entfiel dabei auf die Raumwärme (hierbei vor allem auf die Energieträger Erdgas und Erdöl), deutlich weniger auf Warmwasser (16 Prozent) und sonstige Prozesswärme, beispielsweise zum Kochen (6 Prozent). Der Stromverbrauch der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und für die Beleuchtung hatte nur einen Anteil von 3,2 beziehungsweise 1,5 Prozent des Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte. Der Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen fiel mit 164 TWh deutlich geringer aus – in diesem Bereich war der Energiebedarf für IKT und Beleuchtung mit zusammen 74 TWh dafür deutlich höher. Es lässt sich demnach feststellen, dass der dominierende Faktor im Gebäudebereich die Wärmebereitstellung ist. Hinsichtlich der Energienachfrage sind daher die zentralen Parameter die gesamte zu beheizende Gebäudefläche (vor allem Wohnfläche) sowie die Effizienz der Gebäudehüllen sowie der Heizungsanlagen. Einen deutlich geringeren und trotzdem nicht zu vernachlässigenden Einfluss hat weiterhin der Energiebedarf für Warmwasserbereitstellung sowie für IKT und Beleuchtung.

---

<sup>160</sup> Ebd.

<sup>161</sup> UBA 2019.

<sup>162</sup> FZJ 2021; EWI 2021.

<sup>163</sup> Ebd.

<sup>164</sup> BMWi LFS3 2021; UBA 2019; Ariadne 2021-1.

<sup>165</sup> UBA 2019; Ariadne 2021-1.

<sup>166</sup> BDI 2021; Agora 2021.

<sup>167</sup> Agora 2021.

Ende 2020 betrug die Wohnfläche des Wohnungsbestands ca. 3,9 Milliarden Quadratmeter, was einer Wohnfläche von 47,4 Quadratmetern je Einwohner\*in entspricht. Seit 2010 hat sich damit die gesamte Wohnfläche um 220 Millionen Quadratmeter und die Wohnfläche je Einwohner\*in um 2,4 Quadratmeter erhöht. Die Wohnfläche verteilt sich dabei auf 12,9 Millionen Einfamilienhäuser (EFH), 3,2 Millionen Zweifamilienhäuser (ZFH) und 3,3 Millionen Mehrfamilienhäuser (MFH).<sup>168</sup> Hinzu kommen Nichtwohngebäude, wobei hier die Zuordnung und Datenlage weniger eindeutig ist. So weist Agora Energiewende für 2018 ca. 1,8 Milliarden Quadratmeter für beheizte und 0,56 Milliarden Quadratmeter für unbeheizte Nichtwohngebäude aus<sup>169</sup>, während im Rahmen der dena-Leitstudie eine Nutzfläche von 1,4 Milliarden Quadratmetern für Nichtwohngebäude in Deutschland diskutiert wird<sup>170</sup>.

In den meisten Szenarienstudien wird angenommen, dass die Wohnfläche pro Person und damit auch die Gesamtwohnfläche weiter ansteigt. So geht *Agora 2021* von einer Steigerung der Gesamtwohnfläche um 6,3 Prozent bis 2030 gegenüber 2018 aus, bis 2045 um 9,6 Prozent. Die Pro-Kopf-Wohnfläche steigt in diesem Szenario bis 2030 auf 48 Quadratmeter, bis 2045 auf 51 Quadratmeter. In *dena 2021* wird sogar ein Anstieg der Pro-Kopf-Wohnfläche auf 57,4 Quadratmeter bis 2045 angenommen, was zu einer Gesamtwohnfläche von 4,6 Milliarden Quadratmetern führt, einer Steigerung von 16 Prozent gegenüber 2020. Lediglich zwei Szenarien in *UBA 2019* diskutieren einen Rückgang der Pro-Kopf-Wohnfläche. In den Szenarien *GreenLife* und *GreenSupreme* reduziert sich diese bis 2030 auf 46 Quadratmeter pro Kopf, bis 2050 dann sogar auf 41 Quadratmeter pro Kopf. Während die Verringerung der Wohnfläche in den meisten Studien als Einfluss zur Nachfragereduktion ausgeklammert wird, ist die Steigerung der Energieeffizienz der Wohngebäude insbesondere durch Sanierungen und effizientere Heizsysteme studienübergreifend der zentrale Faktor. Die Einteilung der Energieeffizienzklassen für Wohngebäude reicht von einem Endenergiebedarf pro Quadratmeter und Jahr von unter 30 kWh/qm („A+“) bis zu über 250 kWh/qm („H“). Im Gebäudebestand entfallen gegenwärtig ca. 30 Prozent auf die Effizienzklassen „G“ und „H“, das heißt über 200 kWh/qm. Dies gilt insbesondere für Einfamilienhäuser, für die dieser Anteil bei 40 Prozent liegt. Lediglich 7 Prozent des Wohngebäudebestands ist den beiden besten Effizienzklassen „A+“ und „A“ mit einem Energieverbrauch von unter 50 kWh/qm zugeordnet<sup>171</sup>. Die energetische Gebäudesanierung hat zum Ziel, diesen Endenergieverbrauch deutlich zu senken. In 2019 betrug die jährliche Sanierungsrate über alle Gebäudeklassen hinweg ca. 1,1 Prozent, bei einer Sanierungstiefe (das heißt angestrebten Effizienz) von rund 100 kWh pro Quadratmeter und Jahr<sup>172</sup> (BDI 2021). Eine gängige Parametrisierung besteht in der Einteilung nach Effizienzhäusern (40 und 40plus für Neubauten sowie 55, 70, 85 und 100 für Bestandsimmobilien). Die Einteilung erfolgt in diesem Zusammenhang nach dem Wärmeverlust („Transmissionswärmeverlust“) sowie dem Jahresprimärenergiebedarf gegenüber einem Referenzhaus. Dementsprechend verbraucht das Effizienzhaus 55 etwa 55 Prozent der Energie des Referenzgebäudes. Nahezu alle Szenarienstudien weisen sowohl einen Anstieg der Sanierungsrate als auch der Sanierungstiefe aus. Lediglich die Szenarien *BMW i LFS3 PtL/PtG* und *BMW i LFS3 H2* nehmen keine Beschleunigung der Sanierungszyklen an. Im Szenario *Agora KN2045* steigt die Sanierungsrate bis 2030 auf

168 dena 2022.

169 Agora 2021b.

170 dena 2022.

171 dena et al. 2019.

172 BDI 2021.



1,6 Prozent (Einfamilienhäuser) beziehungsweise 1,8 Prozent (Mehrfamilienhäuser) an, erhöht sich dann jeweils noch um 0,1 Prozent bis 2040 und reduziert sich bis 2045 auf den Wert von 2030. Die Sanierungstiefe für Vollsanierungen wird bis 2030 auf 68 kWh/qm (Einfamilienhäuser) und 50 kWh/qm (Mehrfamilienhäuser) erhöht, mit einer weiteren Steigerung der Effizienz auf 61 kWh/qm beziehungsweise 43 kWh/qm bis 2045. Die *dena*-Leitstudie bilanziert eine durchschnittliche Sanierungsrate im Wohngebäudebestand von 1,8 Prozent in 2030 beziehungsweise 1,9 Prozent in 2045. In 2030 entfällt jeweils ungefähr die Hälfte der Sanierungen auf die Klasse Effizienzhaus 70 sowie jeweils zu einem Viertel auf Effizienzhaus 85 und 55. In 2045 entspricht die Sanierungstiefe dann vollständig dem Standardeffizienzhaus 55. Sehr ambitionierte Ergebnisse hinsichtlich der Effizienzsteigerung im Gebäudesektor werden in den Szenarien in *UBA 2019* dargestellt. So findet sich im Szenario *GreenEe1* im zeitlichen Mittel eine Sanierungsrate von knapp 2,6 Prozent, während in den Szenarien *GreenLife* und *GreenSupreme* die Sanierungsrate von 2,5 Prozent im Zeitraum 2021 bis 2030 sogar auf 3,9 Prozent in 2041 bis 2050 ansteigt. Neben sehr ambitionierten Annahmen zur energetischen Sanierung wird in diesen Szenarien auch eine sehr hohe Sanierungstiefe durch einen höheren Anteil von Mehrfamilienhäusern erreicht, die gegenüber Einfamilienhäusern eine höhere Effizienz aufweisen. Weiterhin wird angenommen, dass bis 2030 keine Renovierung ohne energetische Sanierung mehr stattfindet.

Neben der energetischen Sanierung ist die Hauptsäule der Wärmewende im Gebäudesektor der Umstieg auf andere Energieträger. Mindestens 75 Prozent der Wohngebäude sind gegenwärtig mit einer Öl- oder Gasheizung ausgestattet, während Wärmepumpen oder Fernwärmeanschlüsse eine vergleichsweise geringere Rolle spielen. Szenarienübergreifend spielt die direkte Elektrifizierung über den Ausbau von Wärmepumpen eine zentrale Rolle. Hinzu kommt eine stärkere Nutzung von Fernwärme, die wiederum durch Großwärmepumpen oder direkt durch Heizstäbe direktelektrifiziert wird. In geringerem Umfang kommen Biomasse, Biogas, Wasserstoff und synthetische Brennstoffe zum Einsatz (dieser technologische Umbau wird in Kapitel 3 diskutiert).

Im Folgenden werden übersichtsartig einige Maßnahmen zur Senkung der Energienachfrage im Gebäudesektor dargestellt. Die technische Ausgestaltung des Umstiegs auf andere Energieträger wird hierbei nicht diskutiert, sondern ist Teil der Darstellung in Kapitel 3.

Kurzfristige Wirkung (ab 2022-24)	Mittelfristige Wirkung (Ziele für 2030)	Langfristige Wirkung (Ziele für 2045/2050)	Quellen zeitliche Einordnung
	Verringerung der zu beheizenden Gebäudefläche		UBA 2019
Absenkung der Raumtemperatur			Agora 2022, DIW 2022, FZJ 2022
	Umnutzung von Gebäuden		Wuppertal 2021
	Elektrifizierung von Geräten und Prozessen		BDI 2021
	Verstärkte Nutzung von Fernwärme		dena 2021
	Effizienzhaus 55 bei Neubauten	Effizienzhaus 40 bei Neubauten	dena 2021-1 S.110
		Effizienzentwicklung bei neuen Heizungsanlagen	Agora 2021 S.66
	Intensiver Heizanlagenaustausch, u. a. beschleunigter Wärmepumpeneinbau		Agora 2022, DIW 2022, dena 2021-1 S.112, Agora 2021
	Betriebliche Optimierung bestehender Heizungsanlagen, hydraulischer Abgleich		Agora 2022
	Effizienzsteigerung bei Klimatisierung		dena 2021
	Effizienzverbesserung der Haushaltsgeräte, IKT		Agora 2021
Schnell umsetzbare Dämmungsmaßnahmen (Bestand)	„Worst First“ - Sanierung von Bestandsge- bäuden	Sanierung aller Bestandsgebäude, z. B. bei Mieterwechsel	Agora 2022, dena 2021, Wuppertal 2021

**Tabelle 2: Effizienz- und Suffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor, kategorisiert nach Zeitpunkt der potenziellen Wirkung und Avoid (blau), Shift (orange), Improve (grün)**

### 2.3.1 Verringerung der zu beheizenden Gebäudefläche (Avoid)

Der Anstieg der Wohnfläche kann durch eine mittel- und langfristige Absenkung der Neubauaktivitäten erreicht werden, beispielsweise unterstützt durch eine gesteigerte Flexibilität für den Wechsel von Wohnangeboten oder ein ganzheitliches Umzugsmanagement. Weiteres Potenzial zur Senkung der Nachfrage nach Wohnfläche wird in gemeinschaftlichen Wohnprojekten, Mehrgenerationenwohnungen oder der baulichen Trennung von Ein- und Zweifamilienhäusern gesehen<sup>173</sup>. Mehrfamilienhäuser könnten durch Gemeinschaftszimmer oder flexibel genutzte Räume den bisher in der Regel durch eine größere Wohnfläche realisierten Wunsch beispielsweise nach abgegrenztem Arbeitszimmer adressieren<sup>174</sup>.

### 2.3.2 Absenkung der Raumtemperatur in Wohngebäuden (Avoid)

In den Szenarienstudien wird eine Absenkung der Raumtemperatur als Mittel zum Energiesparen nicht explizit angenommen. Auch *UBA 2019* impliziert ein Temperaturmittel von 19 °C über die beheizten und unbeheizten Räume in Wohngebäuden. Lediglich in den Szenarien *GreenLife* und *GreenSupreme* wird durch die angenommene aktive Unterstützung der Bevölkerung hinsichtlich der nachhaltigen Entwicklung eine mögliche Bedarfsreduktion von 10 Prozent gegenüber dem theoretischen Heizwärmebedarf angenommen. In neueren Studien, die auf die kurzfristige Reduktion des Endenergiebedarfs (zwecks Reduzierung der Gasnachfrage) abzielen, wird eine mögliche

<sup>173</sup> dena 2022; UBA 2019.

<sup>174</sup> Wuppertal-Institut 2021.

Absenkung der Raumtemperatur um 0,5 bis 1,5 °C angenommen<sup>175</sup>. Weiterhin kann der Endenergiebedarf bereits kurzfristig durch Verhaltensänderungen in der Warmwassernutzung reduziert werden<sup>176</sup>.

### 2.3.3 Umnutzung von Gebäuden (Shift)

Insbesondere im Rahmen der Corona-Pandemie wurde ein möglicher Rückgang von Bürofläche durch flexiblere Arbeitsmodelle und verstärktes Homeoffice diskutiert. Eine damit zusammenhängende Umnutzung von Nutz- zu Wohnfläche könnte den Bedarf an Neubauten senken, wobei gleichzeitig die entsprechenden Umbauarbeiten als Sanierungsanlass genutzt werden könnten<sup>177</sup>.

### 2.3.4 Elektrifizierung von Geräten und Prozessen (Shift)

Bereits jetzt werden beispielsweise Herde in privaten Haushalten zu 90 Prozent elektrisch betrieben. Im Rahmen eines Transformationspfads hin zu einem klimaneutralen System wird erwartet, dass hier eine 100-prozentige Elektrifizierung zuzüglich weiterer technischer Effizienzsteigerungen umgesetzt wird<sup>178</sup>. Auch im GHD-Sektor ist langfristig eine Elektrifizierung fossil betriebener Geräte und Prozesse notwendig, wobei auch schon in der nächsten Dekade Reinvestitionszeitpunkte genutzt werden sollten<sup>179</sup>.

### 2.3.5 Verstärkte Nutzung von Fernwärme (Shift)

Insbesondere in Ballungsgebieten können Wärmenetze eine wichtige Rolle spielen. Neben erneuerbaren Wärmequellen können diese auch Abwärme einbinden, vor allem aus Industrie und Abwasser. Zwar erlaubt der Einsatz von Wärmenetzen eine klimaneutrale Versorgung der angeschlossenen Gebäude ohne dortige Investitionen und unabhängig von den Wohnungseigentümern; allerdings sind hierbei lange Planungs- und Realisierungszeiträume zu beachten<sup>180</sup>. Kommunale Wärme- und Infrastrukturplanungen können diesbezüglich Transparenz schaffen und den notwendigen Infrastrukturbau anreizen<sup>181</sup>. Hierbei könnten nachhaltige Quartierskonzepte eine wichtige Rolle spielen, da auf dieser Ebene die lokalen Voraussetzungen bekannt sind, die relevant für die Wärmeplanung sind<sup>182</sup>.

### 2.3.6 Effizienzentwicklung bei Neubauten (Improve)

Auch bei Neubauten wird eine Steigerung der Energieeffizienz in den Szenarien angenommen. So sinkt beim Szenario *Agora KN2045* der Heizwärmebedarf von rund 50 kWh/qm bei Einfamilienhäusern und 40 kWh/qm bei Mehrfamilienhäusern in 2018 bis 2045 für beide Gebäudearten auf jeweils 25 kWh/qm. Dies entspricht in etwa Effizienzhausstandard 40 oder besser. In *dena 2021* wird ein Effizienzstandard 55 bei allen Neubauten bis 2030 angenommen und ein Effizienzstandard 40 bei allen Neubauten ab 2030<sup>183</sup>. In *BDI 2021* wird allerdings darauf verwiesen, dass eine solche

---

175 Agora 2022; FZJ 2022; DIW 2022.

176 Agora 2022.

177 Wuppertal-Institut 2021.

178 BDI 2021.

179 BDI 2021

180 dena 2021-2.

181 BDI 2021

182 dena 2021-2

183 dena 2021-2.

zusätzliche Neubaueffizienz vergleichsweise teuer und daher im Falle einer vollständig treibhausgasneutralen Wärmebereitstellung nicht zwingend notwendig ist.

### **2.3.7 Effizienzentwicklung bei Bestandsgebäuden (Improve)**

Kurzfristig bestehen hier laut *Agora 2022* Potenziale bei der Gebäudedämmung, zum Beispiel einfache und schnelle Dämmverfahren an Heizungsrohren und Fenstern, die auch von Privatpersonen umgesetzt werden können. Mittelfristig gibt es insbesondere hohe Potenziale für Sanierungsmaßnahmen bei einer Fokussierung auf Gebäude der schlechtesten Effizienzklassen sowie auf öffentliche Gebäude<sup>184</sup>. Langfristig erhöht eine Steigerung der Sanierungsrate und -tiefe in allen Bestandsgebäuden, zum Beispiel bei jedem Bewohnerwechsel, eine positive Effizienzentwicklung bei Bestandsgebäuden<sup>185</sup>.

### **2.3.8 Effizienzentwicklung bei Heizungsanlagen (Improve)**

Eine Möglichkeit, die Effizienz bestehender Heizungsanlagen bereits kurzfristig zu erhöhen, ist die betriebliche Optimierung, zum Beispiel durch hydraulischen Abgleich<sup>186</sup>. Durch den (beschleunigten) Austausch von Heizungsanlagen durch effizientere Anlagen, insbesondere durch Wärmepumpen, kann bereits kurzfristig sowie mittel- und langfristig der Endenergiebedarf gesenkt werden<sup>187</sup>.

Nicht nur der steigende Anteil von Wärmepumpen, sondern auch deren steigende Effizienz durch technische Weiterentwicklung trägt zur Reduktion der Energienachfrage im Gebäudesektor bei. In der Studie *Agora 2021* wird angenommen, dass auch bei Vorlauftemperaturen von 55 °C Jahresarbeitszahlen von 3,5 oder höher realisiert werden können. Während für Wohngebäude die Jahresarbeitszahl als Maß für die Effizienz des Heizsystems von ca. 3 in 2018 auf 3,65 in 2045 steigt, liegt bei Neubauten die Jahresarbeitszahl durchschnittlich sogar bei 5,5. Ein systemdienlicher Betrieb wird hierbei durch eine flexible Steuerung erreicht.

### **2.3.9 Effizienzsteigerung bei der Klimatisierung (Improve)**

Durch den Klimawandel wird die Anzahl der heißen Tage in Zukunft zunehmen, was einen Anstieg des Stromverbrauchs durch Kühlgeräte und Klimaanlage erwarten lässt. Dieser Bedarf lässt sich durch bauliche Lösungen bei Neubau und Sanierung reduzieren. Die zu optimierenden Größen betreffen dabei die Fensterflächen, den Sonnenschutz, allgemein die Bauweise (zum Beispiel Speichermasse durch schwere Innenausbauweise) und die Nachtlüftung<sup>188</sup>.

### **2.3.10 Effizienzverbesserung im Bereich der Haushaltsgeräte, Informations- und Kommunikationstechnik (Improve)**

Auch bei gleichbleibender Ausstattung wird ein sinkender Stromverbrauch in diesem Segment durch Effizienzverbesserungen angenommen<sup>189</sup>. Diese Entwicklung ist auch historisch zu betrachten, da trotz steigender Ausstattungsgrade die Energieverbräuche in diesen Bereichen sowohl spezifisch als auch absolut rückläufig sind<sup>190</sup>. Der Energieverbrauch für Rechenzentren wird trotz Effizienzsteigerung in WD 2021 bis 2025 als

184 Agora 2022, DIW 2022, dena 2021-2, Agora 2021

185 Wuppertal-Institut 2021.

186 Agora 2022.

187 Agora 2022, DIW 2022, dena 2021-2, Agora 2021

188 dena 2021-2

189 Agora 2021

190 BDI 2021.

weiter steigend vorausgesagt. Beispielsweise im Projekt „Green Cloud-Computing“ wurden angesichts dieser Herausforderung bereits politische Handlungsempfehlungen wie ein verbindlicher Energieausweis für Rechenzentren, deren bedarfsorientierte Planung oder eine umweltgerechte Standortwahl entwickelt<sup>191</sup>.

## 2.4 Industrie, Produktion und Konsum

Im Industriesektor ergibt sich der absolute Endenergiebedarf aus der Menge an industriellen Produkten multipliziert mit dem spezifischen Energiebedarf pro produzierte Einheit. Letzterer kann durch Improve-Maßnahmen reduziert werden, die keinen Einfluss auf das Konsumniveau beziehungsweise auf die produzierte Menge haben. Neben klassischen Technologieverbesserungen sind weitere Optionen der Umstieg auf die Direktnutzung von Strom (geringerer Primärenergie-Einsatz beziehungsweise besserer Wirkungsgrad) und vermehrtes Recycling (energieeffizienter im Vergleich zur konventionellen Primärroute). Die Mengen von konventionellen Materialien können durch die Verlagerung des Konsums auf andere Produkte und Materialien mit geringerem Energiebedarf in der Produktion (Shift) und die Vermeidung von Konsum (Avoid) reduziert werden. Neben dem Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasen ist ein weiterer positiver Effekt geringerer Produktionsmengen, dass die Abhängigkeit von Rohstoff- und Energieimporten gesenkt wird<sup>192</sup>.

In diesem Kapitel wird die Transformation zu nachhaltigen und energiesparenden Konsumformen und, damit verbunden, zu veränderten Produkten thematisiert. Diese Maßnahmen betreffen sowohl einen gesellschaftlichen Wandel als auch grundlegende Veränderungen im Industriesektor. Die technologische Transformation zu klimaneutralen Prozessen im Industriesektor, insbesondere in den energieintensiven Industriezweigen Stahl, Zement und Chemie, wird in Kapitel 4 im Detail betrachtet. Einige in Kapitel 4 genannte Maßnahmen überschneiden sich mit den in diesem Kapitel genannten Maßnahmen.

### 2.4.1 Effizienz (Improve) und Suffizienz (Avoid, Shift) in den analysierten Szenarienstudien

In den Ergebnissen der Szenarienstudien werden angenommene Effizienzmaßnahmen (Improve) durch einen sinkenden Energiebedarf pro produzierte Einheit sichtbar. In Abbildung 6 ist dies für das Beispiel Stahl abgebildet. In allen Studien werden eine Reihe von Improve-Maßnahmen angenommen, wodurch der spezifische Endenergieverbrauch im Jahr 2045 deutlich unterhalb des Werts im Jahr 2016 liegt, und die Effizienzsteigerungen sind im Vergleich zum mittleren Effizienzgewinn von 1,3 Prozent zwischen 2000 und 2015 höher<sup>193</sup>. Neben effizienteren Technologien und Elektrifizierung der Prozesse tragen in der Stahlproduktion auch gesteigerte Recyclingraten zu geringerem Endenergieverbrauch bei. Diese sind für Stahl in allen Szenarien höher als im Jahr 2020 und werden in Kapitel 4 im Detail diskutiert.

---

<sup>191</sup> UBA 2019.

<sup>192</sup> dena 2021-1.

<sup>193</sup> dena 2021-1; UNFCCC 2021.

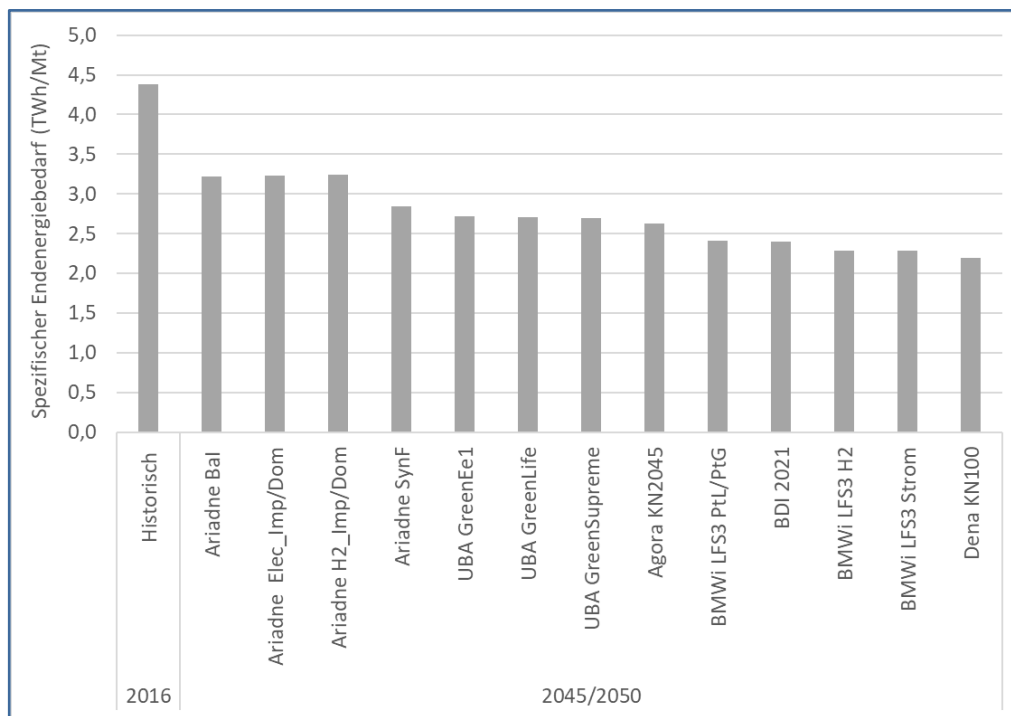


Abbildung 6: Spezifischer Endenergieverbrauch für die Stahlproduktion im Jahr 2045/2050

Die Einbeziehung von Suffizienz in den Szenarienstudien ist in Abbildung 7 am Beispiel von Stahl und Zement an den Änderungen der Produktionsmengen im Jahr 2045/2050 im Vergleich zum Jahr 2016 zu erkennen (absolute Mengen sind in Kapitel 4 dargestellt). Die größte Reduktion wird in den Szenarien *UBA GreenSupreme* und *GreenLife* erzielt. Hier wird die Produktionsmenge modellendogen bestimmt. Sie wird also durch die Annahme von sehr hohen Lebensstiländerungen reduziert, da gleichzeitig Exportmengen konstant gehalten werden. Im Szenario *UBA GreenSupreme* werden zusätzlich Fortschritte in der Materialeffizienz der Produktionsprozesse angenommen<sup>194</sup>. Ein „Fortschritt bei effizienter Materialverwendung entlang der Wertschöpfungsketten“ wird auch in allen Szenarien von *BMW i LFS3 2021* angenommen, und es zeigt sich eine reduzierte Stahl- und Zementproduktion bis 2045. Eine leicht gesunkene Stahlproduktion wird außerdem in *Agora KN2045* und den Szenarien von *Ariadne 2021* angenommen.<sup>195</sup> Im Gegensatz dazu verfolgen die Studien von *dena 2021*, *BDI 2021* und das Szenario *UBA GreenEe1* keine Suffizienzstrategien, sondern gehen sogar von einer gesteigerten Nachfrage nach Stahl aus.<sup>196</sup> Bei den Produktionsmengen von Zement wird hingegen in allen Studien von einer Reduktion ausgegangen (bei *BDI 2021* keine Angabe), jedoch gibt es eine hohe Spreizung zwischen den Szenarien, von –51 Prozent (*UBA GreenSupreme*) bis –2,7 Prozent (*Ariadne 2021*-Szenarien), wie in Abbildung 7 dargestellt. Eine Ausnahme ist das Szenario von *Jülich 2021* mit einer Steigerung von 10 Prozent Zementproduktion.

<sup>194</sup> UBA 2019.

<sup>195</sup> Für Produkte außerhalb der Grundstoffindustrie geht Ariadne jedoch von einer Nachfragesteigerung von mindestens einem Prozent pro Jahr aus (Ariadne 2021-2, S. 119).

<sup>196</sup> Sinkende Produktionsmengen werden bei der dena-Studie jedoch für Aromaten und Olefine, Kalk, Zement und Ammoniak angenommen (dena 2021 S. 143).

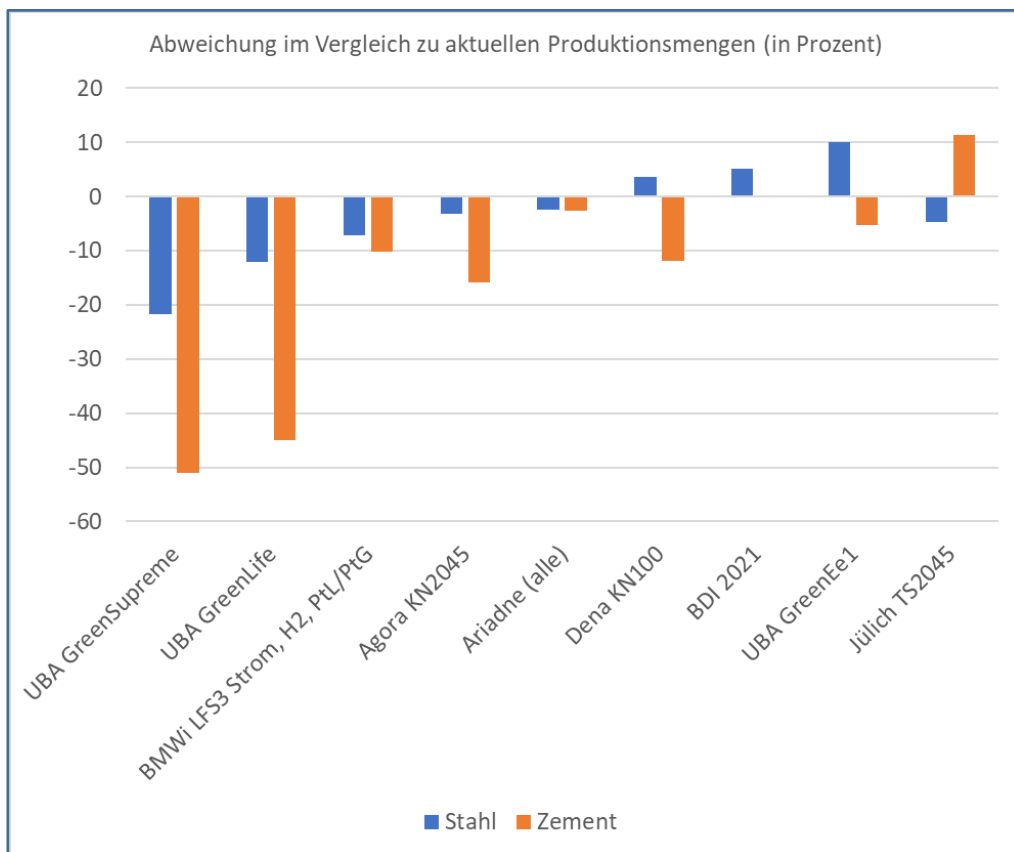


Abbildung 7: Änderung der Produktionsmengen bis 2045/2050

### 2.4.2 Maßnahmen für Effizienz und Suffizienz

Tabelle 3 fasst die in den Szenariestudien genannten Maßnahmen in den Kategorien Improve/Avoid/Shift und dem Zeitpunkt ihrer Wirkung zusammen. Kurzfristige Maßnahmen stammen aus in Reaktion auf die Energiekrise 2022 veröffentlichten Studien zur Reduktion des Endenergiebedarfs (insbesondere Gas).

Kurzfristige Wirkung (ab 2022–24)	Mittelfristige Wirkung (Ziele für 2030)	Langfristige Wirkung (Ziele für 2045/2050)	Quellen der Maßnahmen und ihrer zeitlichen Einordnung
Kurzfristiger, finanziell motivierter Konsumrückgang			Agora 2022, DIW 2022
	Strukturelle längere Nutzung und Reparatur von Produkten, unter anderem durch Entwicklung langlebiger, reparierbarer und kreislauffähiger Produkte		UBA S. 411, dena 2021-1 S. 153,
	Weit verbreitete Sharing-Konzepte und Wiederverwendung von Produkten (Erhöhung der Auslastung)		dena 2021-1 S. 143, UBA 2019, S. 358
	Substitution durch weniger energieintensive Materialien, zum Beispiel Holz- anstatt Betonbau		Ariadne 2021-2 S. 148, BDI 2021 S. 203, Agora S. 56, dena 2021-1 S. 143
	Entwicklung materialsparender Produkte und Gebäude		UBA S. 411, Agora S. 56, dena 2021-1 S. 137, S. 153
Schnell umsetzbare Prozesselektifizierung, zum Beispiel Niedertemperaturprozesswärme (Trocknung, Erhitzung, Warmwasser), mechanische Energie			bdew2022 S. 16 ff. <sup>197</sup> , DIW 2022
	Weitreichende Prozesselektifizierung (alle Neuinvestitionen)		BDI 2021, BMWi LSF3 2021, dena 2021, S. 137, Ariadne 2021-2 S. 137
		Entwicklung neuer strombasierter Prozesse (Marktreife 2030)	UBA 2019 S. 412, Ariadne 2021-2 S. 136
Schnell umsetzbare Effizienzmaßnahmen, zum Beispiel Abwärmenutzung			Agora 2022, DIW 2022
	Effizienteste Technologien bei allen Neuinvestitionen		BDI 2021 S. 78, dena 2021-1 S. 137
	Prozesse optimieren, zum Beispiel Energiemanagement, Abwärmenutzung		UBA 2019 S. 411, dena 2021-1 S. 153
	Vermehrtes Recycling		UBA 2019 S. 411, BDI 2021 S. 100, dena 2021-1 S. 124, S. 137, Agora 2021 S. 49, Ariadne 2021-2 S. 268, Jülich 2021, BMWi LFS3

Tabelle 3: Kategorisierung der Maßnahmen nach Zeitpunkt der potenziellen Wirkung und nach Avoid (blau), Shift (orange), Improve (grün)

197 BDEW 2022.



### 2.4.3 Konsum vermeiden durch sparsame Nutzung der Produkte und Materialien (Avoid)

Bei diesen Maßnahmen geht es darum, einen Teil des Konsums und somit der industriellen Produktion zu vermeiden. Hierzu zählt die Erhöhung der Auslastung von Produkten durch den Ausbau von **Sharing-Konzepten**<sup>198</sup>, zum Beispiel für Autos und Waschmaschinen<sup>199</sup>, sodass insgesamt weniger Produkte für denselben Service notwendig sind. Besonders bei Autos, die häufig nach Maximalkapazität angeschafft werden, führen Sharing-Konzepte dazu, dass Fahrzeuggrößen nach dem tatsächlichen aktuellen Bedarf ausgeliehen werden und im Alltag tendenziell kleinere (Materialeinsparungen) und effizientere (Kraftstoffeinsparung) Fahrzeuge genutzt werden<sup>200</sup>. Die Auslastung von Produkten kann weiterhin durch ihre Wiederverwendung („ReUse“) erhöht werden, indem sie an neue Nutzer\*innen weitergegeben und von diesen zum selben Zweck genutzt werden<sup>201</sup>. Auch der Verzicht auf Überkonsum reduziert Produktionsmengen und wird in der *dena*-Studie als Lösungsvorschlag angedeutet<sup>202</sup>. Im französischen Szenario *négaWatt* wird zum Beispiel eine Reduktion des Textilkonsums um 5 Prozent im Jahr 2050 angenommen<sup>203</sup> oder eine Reduktion der Anzahl an Fernsehgeräten auf eins pro Haushalt<sup>204</sup>. Beim Überkonsum spielt digitale Werbung und die Verfügbarkeit digitaler Konsumplattformen eine Rolle; gleichzeitig könnten digitale Plattformen Suffizienzverhalten bewerben und fördern.<sup>205</sup>

Produktion kann auch durch eine **effiziente Nutzung von Materialien in Produkten**, zum Beispiel durch eine andere Geometrie oder Bauweise, erreicht werden<sup>206</sup>. Sie reduziert die Nachfrage nach industriellen Vorprodukten (Auswirkung auf vorgelagerte Industrieprozesse), also die Produktionsmenge und benötigte Energie. Avoid-Maßnahmen beispielsweise für die Metall- und Glasindustrie sind materialsparende, kleinere und leichtere Pkw<sup>207</sup>.

Eine mögliche politische Maßnahme ist der Ausbau von Anreizen (beziehungsweise Abbau von Fehlanreizen), die zu einem geringeren Materialeinsatz in Produkten führen, zum Beispiel Anreize für den Bau kleinerer und leichterer Pkw<sup>208</sup>.

### 2.4.4 Langlebigkeit und Reparierbarkeit von Produkten (Avoid)

Mit der Langlebigkeit von Produkten wird dasselbe Konsumniveau mit einer verringerten (Primär-)Produktionsmenge erreicht, da Produkte länger genutzt und neue Produkte seltener nachgefragt werden<sup>209</sup>. Neben anderen Veränderungen führt die Langlebigkeit von Produkten zu reduzierten Produktionsmengen in der *dena 2021*-Studie<sup>210</sup>. Im Gegensatz dazu zeigt sich momentan ein steigender Trend des Ersetzens oder Entsorgens von Produkten vor Erreichen der optimalen Nutzungsdauer. Die Folge sind ein höherer Ressourcenverbrauch und mehr Abfälle.

198 *dena 2021-1*, UBA 2019

199 Association *négaWatt* 2018.

200 Stadt Tübingen 2020.

201 UBA 2019.

202 *dena 2021-1*.

203 Association *négaWatt* 2018.

204 Association *négaWatt* 2018.

205 Frick et al 2020.

206 *dena 2021-1*, S.143

207 UBA 2019, S.269

208 *dena 2021-1*, S.144

209 *dena 2021-1*, S.143

210 Ebd.

Viele Haushaltsgeräte haben inzwischen hohe Energieeffizienzstandards, sodass ein Großteil des Energieaufwands in der Produktionsphase anstatt im Betrieb entsteht; daher ist eine lange Lebensdauer mit erheblichen Energieeinsparungen verbunden<sup>211</sup>. Es gibt mehrere Gründe für das Ende der Nutzung von Produkten:

- **Werkstofflicher Mangel:** Produktdefekt aufgrund mangelnder Leistungsfähigkeit von Materialien oder Komponenten<sup>212</sup> (laut einer Studie zwischen 2004 und 2012 von 3,5 Prozent auf 8,3 Prozent der Gesamtersatzkäufe gestiegen<sup>213</sup> .
- **Funktionalität:** Softwares werden erneuert und funktionieren auf „alter“ Hardware nicht mehr<sup>214</sup>.
- **Psychologie:** Nachfrage nach neuen Produkten trotz funktionierender „alter“ Produkte, zum Beispiel im Bereich elektrischer Geräte häufig aufgrund eines Technologiesprungs beziehungsweise des Wunsches nach einem besseren Gerät<sup>215</sup>.
- **Wirtschaftlichkeit:** Entscheidung für Neukauf anstatt Reparatur, weil die Differenz zwischen Reparaturpreis und Neupreis gering ist<sup>216</sup>.

Eine längere Nutzungsdauer von Produkten erfordert sowohl die Verlängerung der **Lebensdauer von Produkten** (Mängelfreiheit und Funktionalität) als auch gleichzeitig die Verlängerung der **Nutzungsdauer bei den Verbraucher\*innen** (psychologischer und wirtschaftlicher Vorteil einer längeren Nutzung anstatt des Neukaufs). In der Studie des Umweltbundesamtes<sup>217</sup> werden hierzu verschiedene Maßnahmen genannt:

- **Informationen** für Verbraucher\*innen: Produktmindestlebensdauer (und Messnormen für die Ermittlung) als „Herstellergarantieaussagepflicht“, Nutzungs- und Wartungsbedingungen, Verfügbarkeit von Ersatzteilen, Verschleißteile, Reparierbarkeit<sup>218</sup>.
- **Reparaturmöglichkeiten** verbessern: Reparatur technisch möglich machen (Produktdesign), Verfügbarkeit von Reparaturleistungen und bezahlbaren Ersatzteilen, bessere Rahmenbedingungen für unabhängige Reparaturbetriebe und Initiativen wie „Repair Cafés“ zum Beispiel durch verfügbare Reparaturanleitungen, Ersatzteile und Werkzeuge<sup>219</sup>. Im aktuellen deutschen Koalitionsvertrag ist bereits das „Recht auf Reparatur“ verankert und soll konkret durch die Sicherstellung des Zugangs zu Ersatzteilen und Reparaturanleitungen, verfügbare Software-Updates für sämtliche Hardware und eine „flexible Gewährleistungsdauer“ umgesetzt werden<sup>220</sup>. In der europäischen Ökodesign-Richtlinie gilt seit dem 1. März 2021, dass Elektrogroßgeräte (Waschmaschinen, Kühlschränke) mit handelsüblichen Werkzeugen zerlegbar sein und gewerbliche Reparaturbetriebe Zugang zu Ersatzteilen und Reparaturinformationen haben müssen<sup>221</sup>.

<sup>211</sup> UBA 2017.

<sup>212</sup> Ebd.

<sup>213</sup> Prakash et al. 2016.

<sup>214</sup> UBA 2017.

<sup>215</sup> Ebd.

<sup>216</sup> Ebd.

<sup>217</sup> Ebd.

<sup>218</sup> UBA 2017, S.9 ff.

<sup>219</sup> Ebd.

<sup>220</sup> Koalitionsvertrag 2021.

<sup>221</sup> Europäische Kommission 2021-2.

- **Nachfrage nach langlebigen Produkten** steigern: Förderung von Geschäftsmodellen mit dem Fokus auf Service anstatt Besitz oder von „Second Hand“- und Tauschforen. Ein Geschäftsmodell, bei dem die Langlebigkeit industrieller Produkte im Vordergrund steht, ist das der Update-Factory<sup>222</sup>. Hier werden Produkte nach einer Nutzungsphase durch den Herstellerbetrieb aufgewertet und in eine neue Nutzungsphase zurückgeführt. Bei der Aufwertung handelt es sich sowohl um das Beheben von Mängeln als auch um die Anpassung an den neuesten Stand in der Produktkategorie. Produkte und Produktionsprozesse werden so gestaltet, dass das industrielle Update umsetzbar ist, zum Beispiel durch eine modulare Bauweise, die einen einfachen Austausch einzelner Komponenten ermöglicht.

**Senkung der Reparaturkosten:** Eine Mehrwertsteuersenkung wurde bereits in mehreren europäischen Ländern umgesetzt<sup>223</sup>. Aktionen ähnlich zum Thüringer Reparaturbonus, bei dem das Land den Verbraucher\*innen die Reparaturkosten teilweise erstattet, können auch langfristig und flächendeckend eingeführt werden<sup>224</sup>.

#### 2.4.5 Alternative Materialien und Produkte (Shift)

Das Ziel dieser Maßnahmen ist, denselben Service mit alternativen Materialien zu erreichen, die **weniger energie- und ressourcenintensiv, besser kreislauffähig und nachwachsend** sind. Beispiele für Materialsubstitutionen sind Papiertüten anstatt von Plastiktüten und der Holz-Hybridbau anstatt von Betonbau an geeigneten Stellen<sup>225</sup>. Im französischen *négaWatt*-Szenario<sup>226</sup> wird von einem um 16 Prozent erhöhten Holzkonsum ausgegangen und dafür der Konsum von Papier, Glas und Kunststoffen erheblich gesenkt (auch bedingt durch die Wiederverwendung der Materialien). Beispielsweise werden in dem Szenario Fensterrahmen aus PVC im Jahr 2050 zu 100 Prozent durch Aluminium- (30 Prozent) und Holzfensterrahmen (70 Prozent) ersetzt<sup>227</sup>.

Dieser Wechsel und die Nachfragesteigerung für Produkte aus umweltfreundlicheren Materialien können durch politische Maßnahmen angeregt werden. Hierfür wird eine Kennzeichnungspflicht des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks vorgeschlagen, um die Transparenz für Verbraucher\*innen zu erhöhen. Eine weitere genannte Maßnahme ist die Schaffung „grüner Leitmärkte“ für klimafreundliche Materialien und Produkte, um eine beschleunigte Marktdurchdringung zu ermöglichen. Ausgestaltungsmöglichkeiten sind Quoten für grüne Produkte, ein Verbot bestimmter klimaschädlicher Produkte und die öffentliche Beschaffung als Vorreiter<sup>228</sup>.

#### 2.4.6 Effizientere Prozesse (Improve)

Durch technologischen Fortschritt und Investitionen in beste verfügbare Technologien kann die Energieeffizienz industrieller Prozesse verbessert werden. Dabei werden folgende Maßnahmen genannt:

---

<sup>222</sup> WGP 2021.

<sup>223</sup> UBA 2017.

<sup>224</sup> Verbraucherzentrale Tübingen 2022.

<sup>225</sup> EWl 2021.

<sup>226</sup> Association négaWatt 2018.

<sup>227</sup> Association négaWatt 2018.

<sup>228</sup> Ariadne 2021-2., dena 2021-1, BDI 2021

- Effizienzgewinne durch Prozesselektrifizierung<sup>229</sup>, insbesondere bei konventionell durch Verbrennung erzeugter Prozesswärme und Dampf<sup>230</sup>. Eine klimaneutrale Wärmeerzeugung lässt sich mit direktelektrischen Lösungen effizienter realisieren als mit dem Einsatz klimaneutraler Brennstoffe, denn das Verhältnis Wärme zu eingesetztem Strom ist dann 1:1 und zum Beispiel bei grünem Wasserstoff als Brennstoff 1:1,2 bis 1,6<sup>231</sup>. Ein hohes Technology Readiness Level besteht bereits in der elektrischen Dampferzeugung mit Wärmepumpen und Elektrokesseln, andere Technologien wie elektrische Industrieöfen in der Metallherzeugung weisen ein geringeres Technology Readiness Level auf<sup>232</sup>.
- Neuinvestition in technisch fortschrittlichere, effizientere Produktionstechnologien<sup>233</sup> und Querschnittstechnologien (Motoren, Pumpen, Kompressoren und Druckluftsysteme, Prozesskälte, Raumkühlung und -beleuchtung, Elektromotoren, andere)<sup>234</sup>. Ein Hindernis für Effizienzinvestitionen trotz ihrer Wirtschaftlichkeit sind die oft längeren Amortisationsdauern im Vergleich zu alternativen Investitionsprojekten<sup>235</sup>.
- Optimierung und Automatisierung der Prozesse sowie Wärmeintegration und Abwärmenutzung<sup>236</sup>. Besonders für neue, emissionsärmere Technologien werden Effizienzpotenziale gesehen, da sie im Gegensatz zu konventionellen Verfahren noch nicht seit langer Zeit prozesstechnisch und energetisch optimiert wurden<sup>237</sup>.
- Intensiveres Energiemanagement. Trotz wirtschaftlicher Potenziale werden Effizienzmaßnahmen oft nicht umgesetzt – unter anderem, weil die Potenziale aufgrund fehlenden Energiemanagements nicht entdeckt werden<sup>238</sup>.

Um die Prozesselektrifizierung zu beschleunigen, könnte der regulatorische Rahmen so angepasst werden, dass Strom günstiger wird als fossile Energieträger oder eine höhere Planungssicherheit bei den Strompreisen für Unternehmen besteht<sup>239</sup>. Weitere politische Maßnahmen könnten die Verpflichtung zu Energiemanagementsystemen für Unternehmen sein, verbunden mit externer Beratung und Unterstützung bei deren Einführung (insbesondere für mittelständische Unternehmen) sowie Schulungen der Mitarbeitenden<sup>240</sup>.

---

229 Agora 2021.

230 FZJ 2021., Ariadne 2021-2; BDI 2021,

231 BDI 2021.

232 Ariadne 2021-2.

233 UBA 2019, S. 233 f., S. 292 f.

234 BDI 2021, S. 82, dena 2021

235 BDI 2021, S. 81

236 BDI 2021, S. 82, dena 2021, S. 140

237 dena 2021-1

238 BDI 2021.

239 BDI 2021, S. 103

240 dena 2021-2, S. 142

#### 2.4.8 Recycling verstärken (Improve)

Durch Recycling wird dasselbe Konsumniveau mit einer verringerten (Primär-)Produktionsmenge ermöglicht<sup>241</sup>. Recycling wurde in mehreren Studien als eine kosteneffiziente Maßnahme identifiziert, um Klimaziele in der Industrie zu erreichen. In Bezug auf die Europäische Union stellt das eine Studie für die Industrien Zement, Kunststoff, Aluminium und Stahl fest<sup>242</sup>. Für Deutschland identifiziert eine modellbasierte Studie, dass in einem Szenario mit gesteigerten Recyclingraten die Reduktion von THG um 95 Prozent im Jahr 2050 kostengünstiger, mit einem geringeren Endenergiebedarf und somit mit einem geringeren Bedarf an installierter Leistung an erneuerbaren Energien und geringeren H<sub>2</sub>-Importen erreicht werden kann als in einem Szenario mit den heutigen Recyclingraten<sup>243</sup>. Ein großes Potenzial besteht speziell für Nichteisen-Metalle, bei denen der Energiebedarf für Recycling deutlich geringer ist als für die Primärroute (zum Beispiel 36 Prozent der Endenergie der Primärroute bei der Kupferherstellung und 5 Prozent bei der Aluminiumherstellung<sup>244</sup> und die nahezu ohne Qualitätsverluste recycelbar sind<sup>245</sup>. Das Öko-Institut schätzt zudem in einer Studie für das Jahr 2014, dass die 30-fache Menge der jährlich in Deutschland produzierten Nichteisen-Metalle in bereits vorhandenen Infrastrukturen und Objekten (Autos, Gebäude, Straßen und Schienen) gespeichert ist und sich dieses Lager jährlich vergrößert<sup>246</sup>. Am Ende der Lebenszeit dieser Produkte und Bauten würden die Materialien in Zukunft als Sekundärrohstoff zur Verfügung stehen.

Folgende Aspekte ermöglichen es, den Einsatz von Recycling zu verstärken:

- Recyclingfähigkeit oder Möglichkeit der Umnutzung des Produkts oder Gebäudes als Kriterium im **Design** berücksichtigen, zum Beispiel Vermeidung von Materialmischen und Verklebung von Bauteilen<sup>247</sup>.
- Vermehrt **recyclete Materialien** in Produkten nutzen<sup>248</sup>.
- **Marktdesign** an Kreislaufwirtschaft anpassen, zum Beispiel kein Export von Produkten am Ende des Lebenszyklus, sondern in Deutschland der Kreislaufwirtschaft zuführen<sup>249</sup>.
- **Infrastrukturen** zur besseren Erfassung der Sekundärrohstoffe<sup>250</sup>.
- Verbesserung der **Recyclingtechnologien** für eine effizientere Aufbereitung und hochwertige Verwertung (zum Beispiel nicht als Füllstoff)<sup>251</sup>.

---

241 dena 2021-1.

242 Material Economics 2018.

243 Kullmann et al. 2022.

244 UBA 2019.

245 BDI 2018; Öko-Institut 2016.

246 Öko-Institut 2016.

247 BDI 2021, S. 100, dena 2021, S. 124, S. 137, Agora 2021, S. 49, Ariadne 2021-1, S. 268

248 dena 2021-1; Agora 2021; Ariadne 2021-2.

249 BDI 2021.

250 Agora 2021.

251 Kullmann et al. 2022.

Mögliche politische Maßnahmen für die Erhöhung des Recyclinganteils sind die Vorgabe von Recycling- und Rezyklateinsatzquoten für Materialien, zum Beispiel für Kunststoffe mit aktuell geringer Recyclingrate<sup>252</sup>. Der Aufbau von Recyclinganlagen benötigt eine lange Vorlaufzeit, denn Infrastrukturen für die Kreislaufwirtschaft müssen aufgebaut werden<sup>253</sup>. Daher sollten zum Beispiel Recyclingquoten frühzeitig geplant und kommuniziert werden<sup>254</sup>. Auch Instrumente zur Internalisierung der Umweltwirkungen von Materialien fördern die regionale Kreislaufwirtschaft und verringern den Import von Ressourcen<sup>255</sup>. In einem klimaneutralen Szenario mit höheren Recyclingraten sind zum Beispiel geringere Importe klimaneutraler Energieträger notwendig als in einem klimaneutralen Szenario mit heutigen Recyclingraten<sup>256</sup>. Für die Kunststoffindustrie wird bis 2024 nach einem Beschluss der UNEP Anfang März 2022 ein rechtlich bindendes Übereinkommen zur Reduktion von Kunststoffmüll ausgearbeitet<sup>257</sup>.

---

252 BDI 2021.

253 Ariadne 2021-2.

254 BDI 2021.

255 UBA 2019.

256 Kullmann et al. 2022.

257 UNEP 2022.

### 3 Szenarien für eine klimaneutrale Energieversorgung

Die Ausführungen in Kapitel 2 zeigen, dass ein erhebliches Potenzial zur Reduktion der Energienachfrage besteht – auch über Effizienzsteigerungen hinaus. Dies kann potenziell dazu genutzt werden, das Ziel der Klimaneutralität entweder schneller (geringeres Emissionsbudget) oder zum selben Zeitpunkt (ähnliches Emissionsbudget) mit etwas weniger ambitionierten Technologieausbauraten zu erreichen. Insbesondere kann durch verstärkte Anstrengungen bei der Nachfragereduktion sowie beim Technologieausbau gegebenenfalls ein Puffer geschaffen werden, um die Treibhausgasreduktionsziele auch dann zu erreichen, wenn nicht alle Sektoren ihre jeweiligen Ziele einhalten können.

In diesem Kapitel werden Pfade beziehungsweise Szenarien zur Erreichung von Klimaneutralität in Deutschland vorgestellt, die eigens für die vorliegende Studie modelliert wurden. Diese Szenarien werden zudem im Rahmen einer Metaanalyse mit den Ergebnissen anderer Studien verglichen. Bei den eigenen Szenariorechnungen wurden neben einem Hauptszenario (Abkürzung in der Metaanalyse: *ESYS KN2045*) die Auswirkungen und Möglichkeiten quantitativ analysiert, die durch deutlich stärkere Anstrengungen im Bereich der Nachfragereduktion (*Fokus Nachfragereduktion*), durch eine Intensivierung beim Technologiehochlauf (*Fokus Technologieausbau*) sowie eine Kombination aus beiden Ansätzen erreicht werden können.

Im Folgenden werden zunächst der Szenariorahmen und die Annahmen für die eigenen Modellrechnungen vorgestellt. Im Anschluss erfolgt eine Darstellung der wesentlichen Ergebnisse der Modellierung im Hinblick auf die Nachfragereduktion und den Ausbaupfad der wichtigsten klimaneutralen Technologien. Wo sinnvoll und möglich, erfolgt neben diesen Analysen auch eine Einordnung der Ergebnisse im Vergleich zu weiteren Szenariestudien.

Die Hauptrechnungen erfolgten bereits im Jahr 2021; sie berücksichtigen daher die infolge des Ukrainekriegs stark gestiegenen Energiepreise nicht. Aus diesem Grund wurden im Jahr 2022 in einer zusätzlichen Sensitivitätsanalyse die Auswirkungen von höheren Erdgaspreisen auf die zuvor dargestellten Ergebnisse untersucht.

Im Anschluss an die Darstellung der Ergebnisse für das Erreichen der Treibhausgasneutralität 2045 werden weitere Untersuchungen vorgestellt, die zeigen, welche zusätzlichen Anstrengungen für das Erreichen der Klimaneutralität im Energiesystem im Jahr 2040 notwendig wären. Auch weitere Maßnahmen, um einen mit einem 1,5-Grad-Ziel kompatiblen Pfad zu erreichen, wurden in einem Szenario ermittelt.

Im letzten Teil der Ergebnisdarstellung erfolgt eine Auswertung der unterschiedlichen Szenarien im Hinblick auf die Verwendung von Wasserstoff und anderen chemischen Energieträgern im Vergleich zur direkten Elektrifizierung.

Das Kapitel bezieht sich auf Technologien zur Energiebereitstellung. Zudem werden auch neue Verbrauchstechnologien, die zum Erreichen der Treibhausgasneutralität notwendig sind (zum Beispiel Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Elektrolyse und Direktreduktion von Stahl etc.), analysiert. Möglichkeiten, schwer vermeidbare Restemissionen auszugleichen, werden nicht hier, sondern separat in Kapitel 5 betrachtet, da die genutzten Modelle diese nur in sehr beschränktem Rahmen abbilden können. Detaillierte Analysen zur Industrie erfolgen ebenfalls separat (siehe Kapitel 4).

Für die Modellierung im Rahmen der AG wurde das Energiesystemmodell *RE-Mod* verwendet. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich im Anhang.

### 3.1 Szenariorahmen und getroffene Annahmen

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde ein Hauptszenario berechnet, das einen ambitionierten, aber von den Autor\*innen dieser Studie als realistisch eingeschätzten Zubau bei klimaneutralen Technologien sowie ambitionierte, aber realistische Annahmen zur Nachfragereduktion durch Effizienz trifft. Die getroffenen Annahmen beruhen somit nicht auf konkreten Literaturwerten, sondern dienen vorrangig dazu, im Rahmen der Spannbreite, welche die Literatur aufzeigt, unterschiedliche Szenarien darzustellen. Zur Untersuchung der Effekte von stärkerer Nachfragereduktion und schnellerer Technologiediffusion dienen die weiteren Fokusanalysen.

Im *Fokus Nachfragereduktion* wird die Umsetzung weitergehender Effizienz- und Suffizienzmaßnahmen angenommen. Die hierzu getroffenen Annahmen beruhen auf den Untersuchungen aus Kapitel 2. Hierbei soll verdeutlicht werden, welche Reduktionen in den einzelnen Sektoren prinzipiell möglich sind, wenn alle möglich erscheinenden Anstrengungen unternommen werden. Die Parametersetzung basiert dabei nicht auf einer detaillierten Implementierung sektorspezifischer Maßnahmen und Entwicklungen oder einer Bewertung von deren Umsetzbarkeit. Vielmehr wird beabsichtigt, basierend auf Literaturwerten den Raum möglicher Nachfragereduktionen größtmöglich auszuschöpfen und daraus folgende Spielräume sowie Mindestanforderungen hinsichtlich des Technologieausbaus abzuschätzen. Der holistische Ansatz des genutzten Energiesystemmodells, in dem alle relevanten Sektoren gleichzeitig nach geringsten Kosten optimiert werden, ermöglicht es, die Auswirkungen der Nachfragereduktion auf das gesamte Energiesystem darzustellen. Im *Fokus Technologiediffusion* werden erneuerbare Energien, aber auch Elektrolysekapazitäten, Wärmepumpen und Elektromobilität schneller ausgebaut als im Hauptszenario. Annahmen zur Nachfrageentwicklung bleiben unverändert. Ein viertes Szenario kombiniert den schnellen Technologieausbau und die verstärkte Nachfragereduktion. Abbildung 8 gibt einen Überblick über die berechneten Szenarien. Zusätzlich wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, die die mittel- bis langfristigen Effekte des aktuell höheren Niveaus der Erdgaspreise betrachtet.



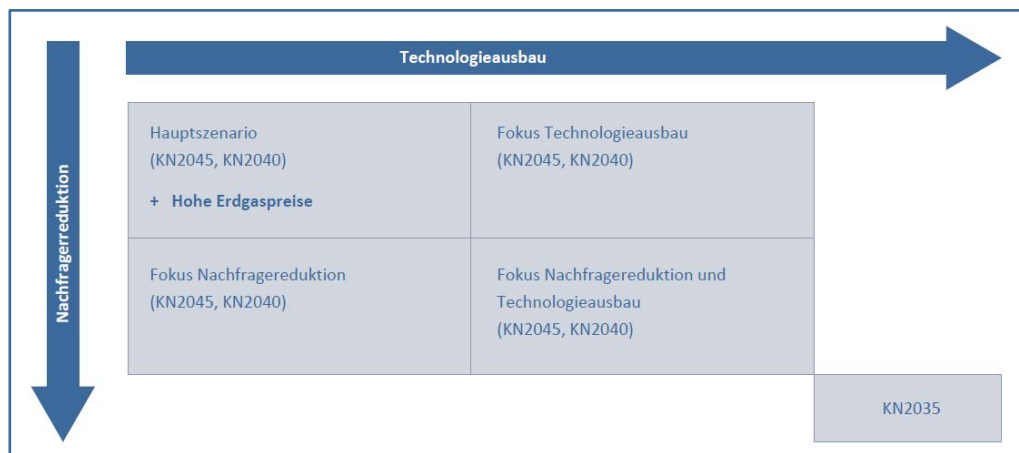


Abbildung 8: Im Rahmen der Modellierung betrachtete Szenarien (KN: Klimaneutralität)

Da die bestehenden nationalen Klimaschutzziele der Staaten in der Summe nicht ausreichen, um das Gesamtziel des Pariser Klimaschutzabkommens – die Begrenzung der Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C, möglichst 1,5 °C – zu erreichen, ist zu erwarten, dass in den kommenden Jahren die nationalen Ambitionen weiter erhöht werden müssen. Aus diesem Grund werden auch Szenarien berechnet, in denen die energiebedingten Emissionen bereits bis zum Jahr 2040 auf null reduziert werden. In einem letzten Szenario wird untersucht, wie sich die Rahmenbedingungen und die Transformationspfade ändern müssen, um ein 1,5-Grad-Ziel-konformes CO<sub>2</sub>-Budget bei einer weltweiten Pro-Kopf-Gleichverteilung des globalen Budgets zu erreichen.

Tabelle 4 gibt einen Überblick über Annahmen, die für alle Szenarien gelten. Die Emissionsbudgets für die Szenarien *KN2045* und *KN2040* leiten sich aus den Klimaschutzplänen der Bundesregierung ab, die vorsehen, die Emissionen linear bis zum Jahr 2030 um 65 Prozent und bis zum Jahr 2045 (beziehungsweise 2040) um 100 Prozent zu reduzieren. Das Budget von 7,8 Gt CO<sub>2</sub> für *KN2045* ist hierbei ab 2020 gerechnet. Zieht man die CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Jahre 2020 und 2021 (ca. 1,3 Gt CO<sub>2</sub> laut Umweltbundesamt) ab, kann man daraus ein Budget von 6,5 Gt CO<sub>2</sub> ab 2022 abschätzen. Dieser Wert entspricht in etwa den aus dem Klimaschutzgesetz abgeleiteten kumulierten CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2045 (siehe Diskussion in der Box „Bewertung nationaler Transformationspfade hinsichtlich der Diskussion eines deutschen Emissionsbudgets“ in Abschnitt in 3.2.20).

Das CO<sub>2</sub>-Budget für den 1,5-Grad-Ziel-kompatiblen Pfad wird aus einer globalen Pro-Kopf-Verteilung abgeschätzt (siehe auch hier die Box in Kapitel 3.2.20). Zu beachten ist, dass die dort angegebenen Werte ab 2022 gerechnet werden, während die *REMod*-Szenarien einen Transformationspfad ab 2020 ermitteln. Daher ist das hier angegebene Budget für einen 1,5-Grad-Pfad von 4 Gt CO<sub>2</sub> ab 2020 ca. 1 Gt CO<sub>2</sub> größer als das entsprechende in der Box angegebene Budget ab 2022. Die energiebedingten Emissionen werden in dem mit dem 1,5°C-Budget für Deutschland kompatiblen *REMod*-Szenario bis 2035 auf null reduziert, daher wird das Szenario im Folgenden als *KN2035* bezeichnet.

In allen Szenarien wird der Kohleausstieg bis 2030 (beziehungsweise 2025 Szenario *KN2035*) umgesetzt, der Atomausstieg erfolgt im Jahr 2022.<sup>258</sup> Für Biomasse wird ein jährliches Potenzial von 300 TWh pro Jahr angesetzt. Der Import synthetischer Energieträger wie Wasserstoff, Methan und synthetischer flüssiger Kraftstoffe ist ab dem Jahr 2030 in geringem Umfang möglich und steigt bis zum Jahr 2045 auf insgesamt maximal 777 TWh an.

Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen 2045 Klimaneutralität	Budget von 7,8 Gt <sub>CO2</sub> mit -65 % in 2030 und -100 % in 2045
Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen 2040 Klimaneutralität	Budget von 6,2 Gt <sub>CO2</sub> mit -65 % in 2030 und -100 % in 2040
Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen 2035 Klimaneutralität	Budget von 4 Gt <sub>CO2</sub> - 100 % in 2035
Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kohle	Bis zum Jahr 2030 bzw. 2025 im Szenario 1,5°-Ziel
Atomausstieg	2022
Wasserstoffbedarf als Feedstock 2045	160 TWh/a
Biomassepotenzial	300 TWh/a
Importpotenzial synthetischer Energieträger	Von 2030 bis 2045 Anstieg auf maximal 777 TWh/a

**Tabelle 4: Allgemeine Annahmen der Szenarien**

Tabelle 5 gibt einen Überblick über die Annahmen, die sich je nach Fokusuntersuchung unterscheiden. Die Stromnachfrage (ohne neue Anwendungen im Rahmen der Sektorenkopplung) bleibt im Hauptszenario konstant, da Effizienzmaßnahmen den Zusatzbedarf für Klimatisierung und Digitalisierung ausgleichen. Ein steigendes Verkehrsaufkommen sowie die Fortsetzung des Trends zu steigendem Pro-Kopf-Wohnraum resultieren in einem leichten Nachfrageanstieg in diesen Sektoren. Der Wärmebedarf in der Industrie sinkt aufgrund von Effizienzsteigerungen.

<sup>258</sup> Die Berechnungen der Szenarien fanden bereits im Jahr 2021 statt und berücksichtigen daher die Fristverlängerung des Atomausstiegs aufgrund der Energiekrise nicht.

	Hauptszenario	Fokus Nachfrage-reduktion	Fokus Technologie-ausbau	Fokus Nachfrage-reduktion und Technologie-ausbau	Notwendige Annahmen zum Erreichen des 1,5°-Ziels
<b>Stromnachfrage</b>	Konstant	Sinkend	Konstant	Sinkend	NF-Reduktion erreicht bis 2035 <sup>259</sup>
<b>Nachfrage industrielle Prozesswärme</b>	Leicht sinkend	Sinkend	Leicht sinkend	Sinkend	NF-Reduktion erreicht bis 2035
<b>Nachfrage Verkehr</b>	Leicht steigend	Sinkend	Leicht steigend	Sinkend	NF-Reduktion erreicht bis 2035
<b>Nachfrage Gebäude-wärme</b>	Leicht steigend	Sinkend	Leicht steigend	Sinkend	NF-Reduktion erreicht bis 2035
<b>Maximaler Zubau Photovoltaik</b>	10 GW/a	10 GW/a	15 GW/a	15 GW/a	30 GW/a
<b>Maximaler Zubau Wind On-shore</b>	4,7 GW/a	4,7 GW/a	7 GW/a	7 GW/a	10 GW/a
<b>Gebäude-sanierung</b>	1–2 %/a	1–2 %/a	2–5 %/a	2–5 %/a	2–5 %/a
<b>Wärmepumpen</b>	Moderater Hochlauf	Moderater Hochlauf	Beschleunigter Hochlauf	Beschleunigter Hochlauf	Beschleunigter Hochlauf
<b>Batterieelektrische Fahrzeuge</b>	Moderater Hochlauf	Moderater Hochlauf	Beschleunigter Hochlauf	Beschleunigter Hochlauf	Beschleunigter Hochlauf
<b>Flexibilität mobiler Batterien</b>	Moderat	Moderat	Hoch	Hoch	Hoch
<b>Stationäre Batterien</b>	Begrenzt	Begrenzt	Unbegrenzt	Unbegrenzt	Unbegrenzt
<b>Maximaler Zubau Wind Off-shore</b>	5 GW/a	5 GW/a	4 GW/a	4 GW/a	10 GW/a

**Tabelle 5: Annahmen zur Entwicklung der Nachfrage und zum maximal möglichen jährlichen Zubau verschiedener Technologien bis zum Jahr 2045 in den verschiedenen Szenarien.** Eine quantitative Beschreibung der Szenarioannahmen findet sich im Anhang.

In der Fokusuntersuchung zur Nachfragereduktion wurden in allen Sektoren äußerst ambitionierte Pfade zur Reduktion der Energienachfrage ausgewählt. Die Untersuchung stellt damit ein extremes Szenario dar, das aufzeigt, welche Nachfragereduktionen prinzipiell möglich sind und welche Entwicklungen eines zukünftigen Energiesystems damit einhergehen. Gleichzeitig liefert ein solches Vorgehen Erkenntnisse dazu, welcher Technologieausbau auch in einem solchen Szenario drastischer Nachfragereduktion immer noch notwendig ist, um die Klimaziele zu erreichen. Für die Modellierung wurden hierbei keine konkreten Suffizienz- und Effizienzmaßnahmen oder Verhaltensänderungen im Sinne einer „Bottom-up“-Modellierung abgebildet, sondern die

<sup>259</sup> Erklärung: Die Nachfragereduktion, welche in den anderen Szenarien im Jahr 2045 erreicht wird, wird in diesem Szenario bereits im Jahr 2035 erreicht, da das hier angenommene CO<sub>2</sub>-Budget sonst nicht erreicht werden kann.

entsprechenden Modellparameter anhand von Literaturwerten, insbesondere UBA GreenSupreme, für ein solches Szenario abgeschätzt.

Für den *Fokus Technologieausbau* wird ein deutlich erhöhter maximaler Ausbau der Photovoltaik mit 15 GW/a (im Vergleich zu 10 GW/a) sowie von Wind an Land mit 7 GW/a (im Vergleich zu 4,7 GW/a) ermöglicht. Da im *Fokus Technologieausbau* ein deutlich höherer Ausbau von Wind Onshore erreicht werden kann, wird angenommen, dass die Anstrengungen im Ausbau von Wind Offshore mit maximal 4 GW/a etwas geringer sein müssen als im Hauptszenario. Zudem können bei dieser Fokusbetrachtung höhere Sanierungsraten erreicht werden. Auch der Ausbau von Wärmepumpen, der Umstieg auf batterieelektrische Fahrzeuge sowie der Zubau von stationären Speichern erfolgen schneller.

Für die Berechnungen des Szenarios KN2035 wurden die oben beschriebenen Annahmen zum Technologieausbau und zur Nachfragereduktion kombiniert. Zudem mussten einige Annahmen verschärft werden, um das Ziel zu erreichen (siehe Tabelle 5).

## 3.2 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Modellrechnungen dargestellt und mit den Ergebnissen der in der Box „Studien- und Szenarienübersicht“ der Metaanalyse (Kapitel 1) aufgelisteten Szenariestudien verglichen. Der erste Teil der Ergebnisdarstellung fokussiert die Nachfrageseite und zeigt neben den Ergebnissen des Hauptszenarios basierend auf den Fokusrechnungen zur Nachfragereduktion die möglichen Auswirkungen weitgehender Effizienz- und Suffizienzannahmen.

Im zweiten Teil wird näher auf einen stärkeren Technologiefokus auf der Angebotsseite eingegangen. Hierbei wird herausgestellt, welche Spannweiten sich bei den Zubaupfaden der verschiedenen Technologien in Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen zu Nachfrage oder Technologiezubau ergeben.

Der dritte Teil stellt dar, inwieweit die aktuell höheren Erdgaspreise die Ergebnisse beeinflussen. Im vierten und fünften Teil werden Auswirkungen einer früheren Emissionsminderung dargestellt. Der sechste Teil der Ergebnisdarstellung diskutiert die Nutzung stofflich betriebener Technologien und direktelektrischer Technologien in den unterschiedlichen Sektoren. Der siebte und letzte Teil behandelt den Aus- und Umbau von Energieinfrastrukturen für die Transformation des Energiesystems.

### 3.2.1 Fokus Nachfragereduktion

Im Fokus der Auswertungen steht hier ein Vergleich zwischen dem Hauptszenario und dem *Fokus Nachfragereduktion*.

### 3.2.2 Primärenergiebedarf

In Abbildung 9 ist zunächst der Primärenergiebedarf des Hauptszenarios dargestellt. Es wird deutlich, dass die Primärenergienachfrage bereits im Jahr 2030 um etwa 500 TWh gegenüber dem Jahr 2020 zurückgeht, selbst bei moderaten Annahmen zur Effizienzsteigerung. Grund hierfür ist die zunehmende Elektrifizierung. Dennoch stellen fossile Energieträger zu diesem Zeitpunkt noch etwa 60 Prozent der Primärenergie.

Bis zum Jahr 2045 sinkt der Primärenergiebedarf weiter, bis sich eine Reduktion um etwa 700 TWh ergibt. Zu diesem Zeitpunkt wird der Primärenergiebedarf ausschließlich durch Windenergie und Photovoltaik, Biomasse, Umweltwärme und importierte synthetische Energieträger gedeckt. Der Rückgang der Primärenergie ergibt sich insbesondere durch die Elektrifizierung der Verbrauchssektoren und den Ersatz von fossiler Stromerzeugung durch Windenergie und Photovoltaik.

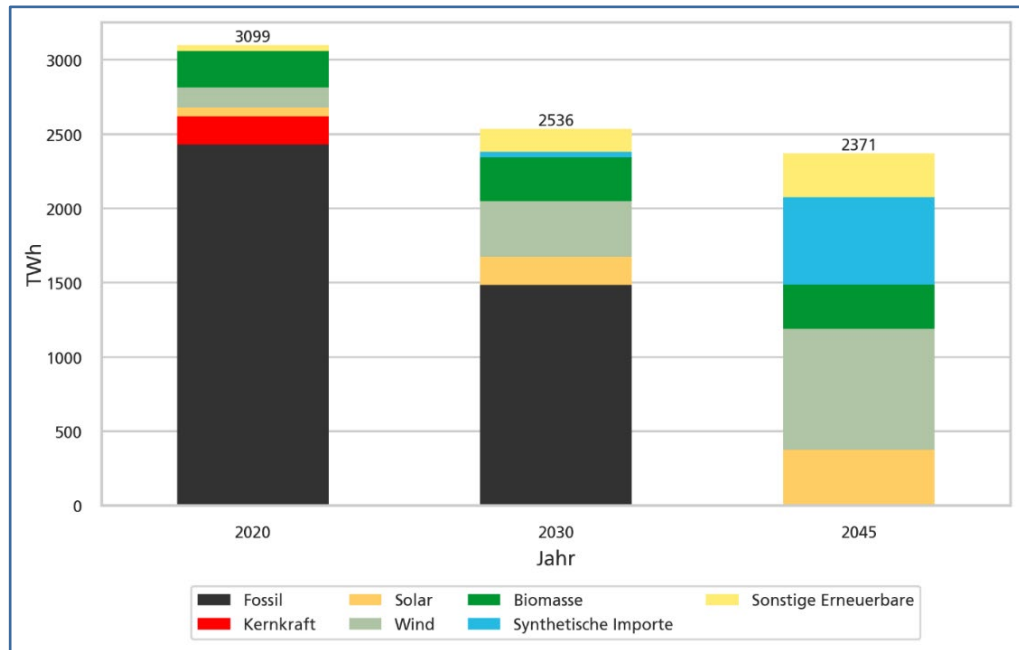
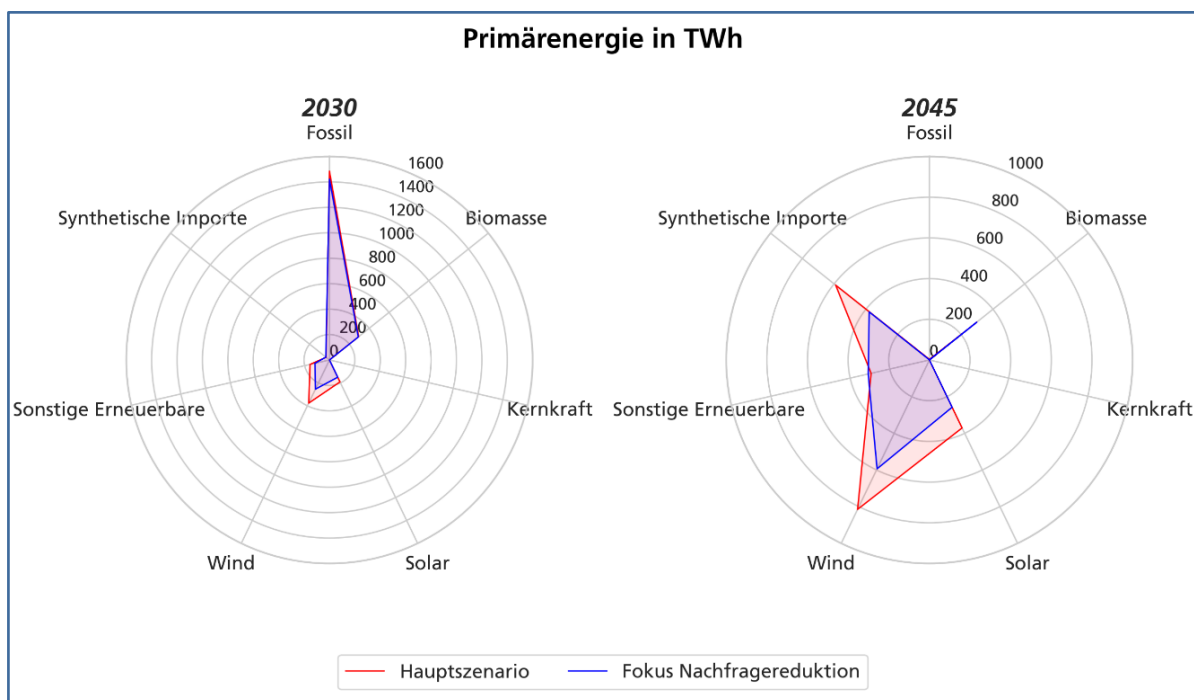


Abbildung 9: Primärenergiebedarf im Hauptszenario für die Jahre 2020, 2030 und 2045 in TWh. „Synthetische Importe“ ist inklusive Wasserstoff.

Abbildung 10 stellt für die Jahre 2030 und 2045 den Primärenergiebedarf, aufgeteilt nach Art der Bereitstellung, im Hauptszenario dem Primärenergiebedarf bei Fokus Nachfragereduktion gegenüber.



**Abbildung 10: Primärenergiebedarf – Unterschied zwischen *Fokus Nachfragereduktion* und *Hauptszenario* in TWh<sup>260</sup>**

Im Szenario *Fokus Nachfragereduktion* werden im Jahr 2030 bis zu 150 TWh weniger Strom aus Windenergie und Photovoltaik nachgefragt als im Hauptszenario. Im Jahr 2045 beträgt die Differenz bis zu 330 TWh. Dadurch wird im Jahr 2030 120 TWh weniger Stromerzeugung aus Windenergie benötigt, um das in diesem Jahr festgelegte Zwischenziel zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erreichen. Diese eingesparte Strommenge entspricht in etwa der gesamten im Jahr 2021 aus Windenergie erzeugten Strommenge. Hierdurch wird deutlich, dass Anstrengungen in der Reduktion der Nachfrage den Druck auf den Ausbau der Windenergie etwas reduzieren können. Dennoch ist auch im Szenario *Fokus Nachfragereduktion* ein erheblicher Zubau der Windenergie von 123 GW bis zum Jahr 2030 erforderlich.

Ab dem Jahr 2030 zeigt sich, dass der Import synthetischer Energieträger im *Fokus Nachfragereduktion* deutlich niedriger liegt als im Hauptszenario. Im Jahr 2045 können über 200 TWh an Importen eingespart werden. Da der Import synthetischer Energieträger neue Abhängigkeiten schafft und es nur bedingt von Deutschland beeinflussbar ist, in welchem Umfang diese Energieträger zur Verfügung stehen werden, kann eine Nachfragereduktion die Unsicherheit bezüglich des Erreichens der Klimaziele reduzieren.

Im Jahr 2030 ergibt sich durch die angenommene Nachfragereduktion eine Einsparung von etwa 60 TWh fossiler Energieträger. Dies basiert auf einem geringeren Einsatz flüssiger Kraftstoffe, während gleichzeitig etwas mehr Erdgas verbraucht wird. Der höhere Erdgasverbrauch ergibt sich dadurch, dass die Nachfragereduktion es dem

<sup>260</sup> Unter „Sonstige Erneuerbare“ sind Umweltwärme, Wasserkraft und Geothermie zusammengefasst. Hier besteht ein leichter Anstieg im *Fokus Nachfragereduktion*, da dort mehr Großwärmepumpen in der Fernwärme eingesetzt werden.

Modell ermöglicht, erst später in die relativ teure Gebäudesanierung zu investieren und dabei dennoch das vorgesehene CO<sub>2</sub>-Budget einzuhalten.

Dies impliziert auch, dass bei gleichen Anstrengungen wie im Hauptszenario (zum Beispiel höheren Sanierungsraten und schnellerer Wärmepumpendiffusion) zusätzliche Emissionseinsparungen erreicht werden könnten. Im gesamten Zeitraum könnten so etwa 950 TWh Erdgas und damit 190 Mt CO<sub>2</sub> zusätzlich eingespart werden.<sup>261</sup>

Zusammenfassend zeigt sich bei der Betrachtung der Primärenergie, dass eine Reduktion der Nachfrage insbesondere in kritischen Bereichen wie dem Ausbau von Wind an Land oder dem Import synthetischer Energieträger die Anstrengungen und Unsicherheiten zum Erreichen der Klimaziele deutlich reduzieren kann. Zudem reduzieren sich dadurch Pfadrisiken hinsichtlich der Zielerreichung, das heißt, falls sich beispielsweise der Ausbau einer bestimmten Technologie verzögert, kann die Nachfrage- und die Reduktion zusätzlichen Spielraum ermöglichen.

### 3.2.3 Endenergie

Wie in Abbildung 11 dargestellt, sinkt auch der Endenergieverbrauch im Hauptszenario bis zum Erreichen der Klimaneutralität. Bis 2030 geht der Einsatz von Flüssigkraftstoffen und Gasen um 300 TWh beziehungsweise 200 TWh zurück. Bis zum Jahr 2045 wird Strom mit knapp 940 TWh zum wichtigsten Endenergieträger, während Gase mit 70 TWh und flüssige Kraftstoffe mit 170 TWh lediglich in geringem Umfang genutzt werden und auf synthetische Brenn- und Kraftstoffe beschränkt sind. Hinzu kommen etwa 300 TWh grüner Wasserstoff, die aus Wind- und Solarenergie erzeugt werden.

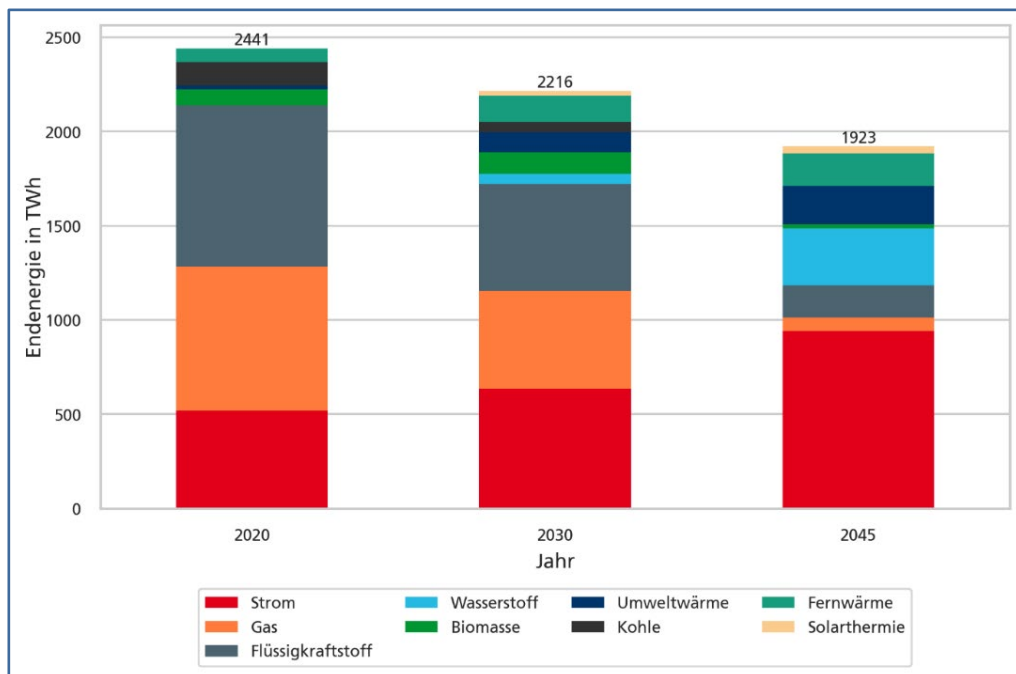


Abbildung 11: Endenergieverbrauch im Hauptszenario in TWh für die Jahre 2020, 2030 und 2045<sup>262</sup>

<sup>261</sup> Dies entspricht der Differenz des gesamten Erdgasverbrauchs von 2020 bis 2045 aus Hauptszenario und *Fokus Nachfragereduktion*. Die Annahme wäre also: Wenn in allen Sektoren gleiche Umstellungen der Technologien vorgenommen würden, könnte diese Menge Erdgas eingespart werden. Hierdurch würde dann allerdings wieder mehr Strom benötigt, und der Ausbau von Windenergie und Photovoltaik wäre im *Fokus Nachfragereduktion* höher.

<sup>262</sup> Gas und Flüssigkraftstoff beinhalten fossile, biogene sowie synthetische Energieträger.

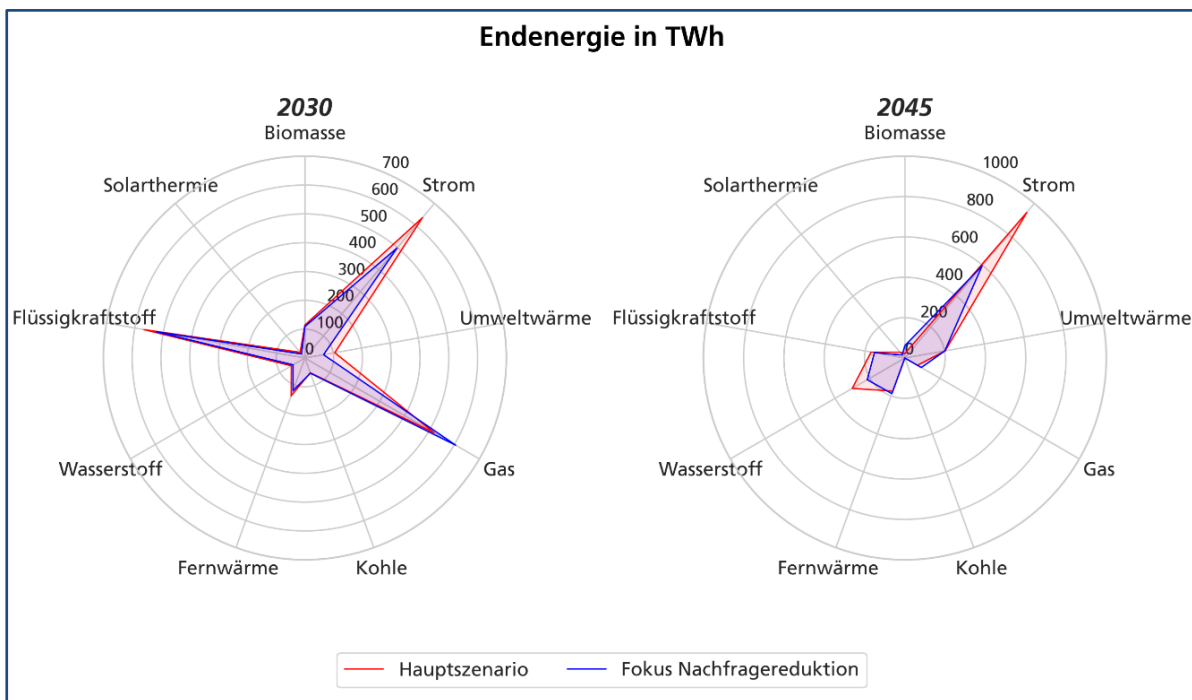


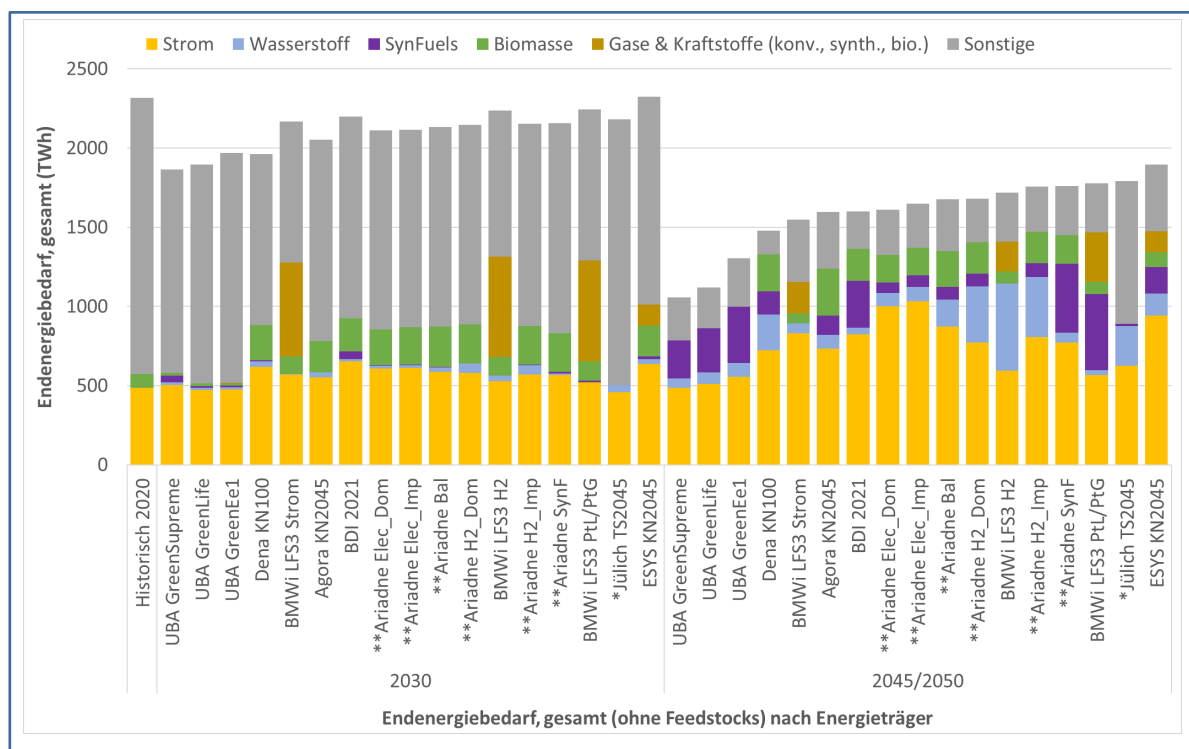
Abbildung 12: Endenergieverbrauch – Unterschied zwischen *Fokus Nachfragereduktion* und *Hauptszenario* in TWh

Wie in Abbildung 12 dargestellt, führen die ambitionierten Annahmen zum Rückgang der Nachfrage im *Fokus Nachfragereduktion* gegenüber dem *Hauptszenario* im Jahr 2030 insbesondere zu einem leichten Rückgang des Bedarfs an flüssigen Kraftstoffen sowie einer deutlichen *Reduktion* des Strombedarfs um 140 TWh. Aufgrund der bereits erwähnten reduzierten Gebäudesanierungsraten im *Fokus Nachfragereduktion* ergibt sich bei Erdgas dagegen ein höherer Verbrauch. Im Jahr 2045 ergibt sich ein deutlich geringerer Bedarf an Wasserstoff (90 TWh geringer) und Strom (350 TWh geringer). Diese eingesparte Strommenge entspricht in etwa der Hälfte der gesamten nachgefragten Strommenge im Jahr 2020.

### 3.2.4 Vergleich zu anderen Szenarien – gesamter Endenergiebedarf (ohne Feedstocks):

Wie in Abbildung 13 dargestellt, liegt der Endenergiebedarf im *Hauptszenario ESYS KN2045* dieser Studie zumindest im Jahr 2045 im Vergleich zu anderen aktuellen Studien eher am oberen Rand. Das Szenario *Fokus Nachfragereduktion* würde sich dagegen am unteren Rand einordnen. Insgesamt ergibt sich in allen betrachteten Studien ein Rückgang des gesamten Endenergiebedarfs im Zieljahr 2045/2050 von 18 bis 54 Prozent gegenüber dem Jahr 2020. Hierzu spielt Energieeffizienz in allen Szenarien eine bedeutsame Rolle, zusätzlich nehmen einige Szenarien (zum Beispiel *UBA GreenSupreme*) starke Suffizienzmaßnahmen an. Gleichzeitig kommt es ebenfalls in allen Szenarien zu einem erhöhten Verbrauch an Strom, Wasserstoff sowie synthetischen Brenn- und Kraftstoffen. Eine Steigerung der Direktelektrifizierung wird studienübergreifend vorgesehen. Der Anteil des Stroms am gesamten Endenergiebedarf beträgt 21 bis 31 Prozent für das Jahr 2030 und 32 bis 63 Prozent im Zieljahr 2045/2050. Der Anteil von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen liegt in 2030 bei 0 bis 3 Prozent beziehungsweise 0 bis 2 Prozent. Im Zieljahr 2045/50 erwarten die Szenarien Anteile von 2 bis 32 Prozent für Wasserstoff und 0 bis 27 Prozent für synthetische Brenn- und Kraftstoffe. Unter sonstige Energieträger fallen in 2030 zum großen Teil noch fossile Brennstoffe, die im Zieljahr durch Fern- und Umgebungswärme, sonstige erneuerbare Energien und erneuerbare Brennstoffe ersetzt werden.





**Abbildung 13: Metaanalyse – gesamter Endenergiebedarf (inklusive Internationale Luft- und Schifffahrt, ohne Feedstocks) nach Energieträger in 2030 und 2045/2050.** 2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien; „Gase & Kraftstoffe (konv., synth., bio.)“ von BMWi- und ESYS-Szenarien beinhaltet in 2045/2050 nur synthetische und/oder biogene Gase und Kraftstoffe. \*Jülich TS2045: ohne internationale Luft- und Schifffahrt; „Sonstige“ beinhaltet sonstige EE, Fern- und Umgebungswärme, sowie im Szenario Jülich TS2045 zusätzlich synthetische und sonstige Brenn- und Kraftstoffe. \*\*Ariadne-Szenarien beziehen sich auf das Hybridmodell. Quelle: Studienauswertung ESYS, historische Daten: AGEBA.

### 3.2.5 Stromerzeugung und Verbrauch

Wie in Abbildung 14 dargestellt, beruhte die Stromversorgung im Jahr 2020 zu etwa 40 Prozent auf fossilen Energieträgern, zu weiteren 11 Prozent auf Kernenergie und zu 45 Prozent auf erneuerbaren Energien. Im Jahr 2030 beruht die Stromerzeugung im Hauptszenario bereits zu 70 Prozent auf Windenergie und Photovoltaik<sup>263</sup>, während Biomasse ab dem Jahr 2030 keine Rolle mehr für die Strombereitstellung spielt. Die restlichen 30 Prozent werden durch Gasturbinen oder durch gasbetriebene Gas- und Dampfturbinenkraftwerke bereitgestellt, die den Ausstieg aus der Kernkraft sowie der Kohleverstromung zunächst kompensieren.<sup>264</sup> Dieser Anteil geht bis zum Jahr 2045 wieder zurück, denn zu diesem Zeitpunkt werden gasbetriebene Kraftwerke überwiegend zu Back-up-Zwecken in Zeiten mit geringer Wind- und Photovoltaik-Einspeisung genutzt. Da ausschließlich mit erneuerbarem Strom erzeugter Wasserstoff oder synthetisches Gas genutzt wird, basiert die Stromerzeugung im Jahr 2045 zu 100 Prozent auf erneuerbaren Energieträgern.

<sup>263</sup> Die Berechnungen der Szenarien fanden bereits im Jahr 2021 vor den Zielanpassungen durch die neue Bundesregierung statt und erreichen daher lediglich die vorher geplanten EE-Anteile von 65 Prozent bis 2030. Das aktuelle Ziel der Bundesregierung ist, bis 2030 den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 Prozent zu steigern.

<sup>264</sup> Die durchgeführten Sensitivitätsanalysen zeigen, dass höhere Gaspreise diese Ergebnisse nur in geringem Maß beeinflussen, da im Modell sowohl Atomkraft- als auch Kohlekraftwerke ausgeschlossen werden.

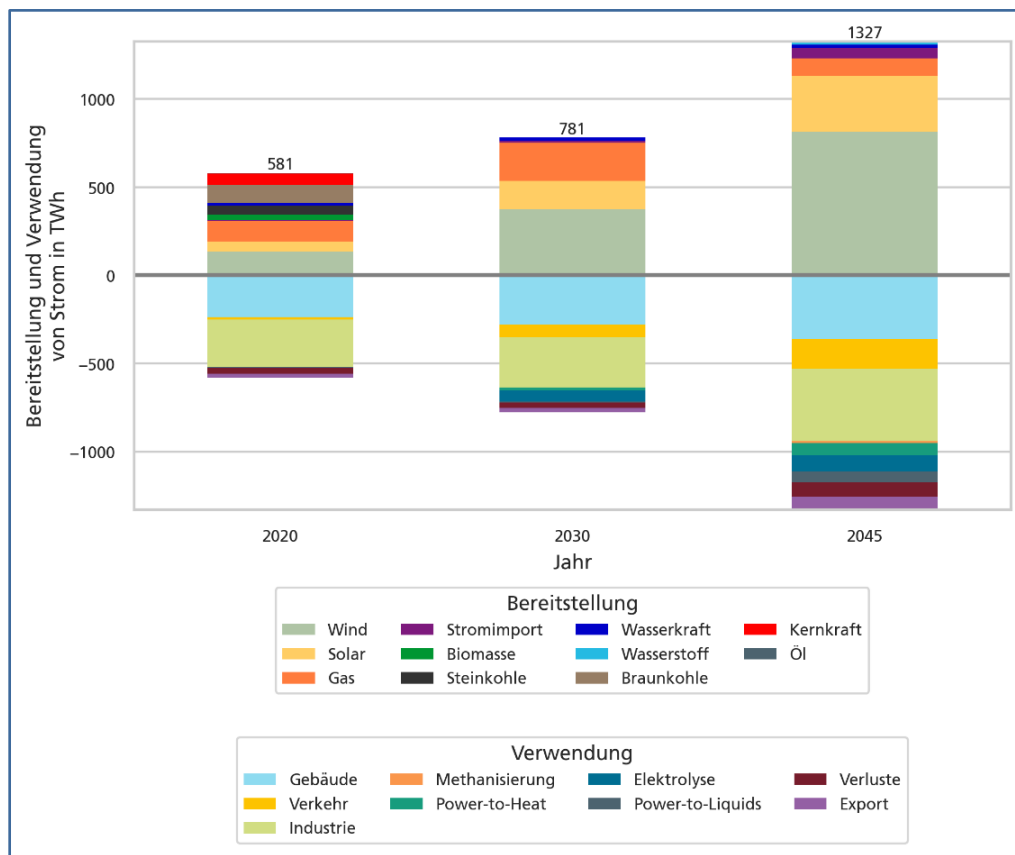


Abbildung 14: Stromerzeugung und Verbrauch im Hauptszenario für die Jahre 2020, 2030 und 2045 in TWh<sup>265</sup>

Der Stromverbrauch steigt bis zum Jahr 2030 insgesamt um etwa 200 TWh an. Dies ist zum einen auf eine zunehmende Elektrifizierung in den Verbrauchssektoren zurückzuführen, in denen durch einen Anstieg der Elektromobilität sowie den Einsatz von Wärmepumpen oder strombasierten Technologien für die Prozesswärmeerzeugung die Stromnachfrage ansteigt. Zusätzlich zeigt sich ab dem Jahr 2030 eine zunehmende Stromnachfrage für die Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyseure. Bis zum Jahr 2045 steigt die Stromnachfrage insgesamt auf über 1.300 TWh an, was mehr als dem Doppelten der heutigen Stromnachfrage entspricht. Die Stromnachfrage von 230 TWh zur heimischen Erzeugung synthetischer Energieträger mittels Elektrolyse, Methanisierung oder Power-to-Liquid-Anlagen ist dabei ein entscheidender Faktor.

<sup>265</sup> Die Zahlen für das Jahr 2020 weichen teilweise leicht von den realen Daten ab, da hier die Modellergebnisse dargestellt sind. Zum Zeitpunkt der Erstellung der Szenarien lagen noch nicht alle Daten für das Jahr 2020 vor, sodass das Modell noch auf das Jahr 2019 kalibriert ist. Der Einfluss der leichten Abweichungen für das Jahr 2020 auf die Modellergebnisse für zukünftige Jahre ist zu vernachlässigen.

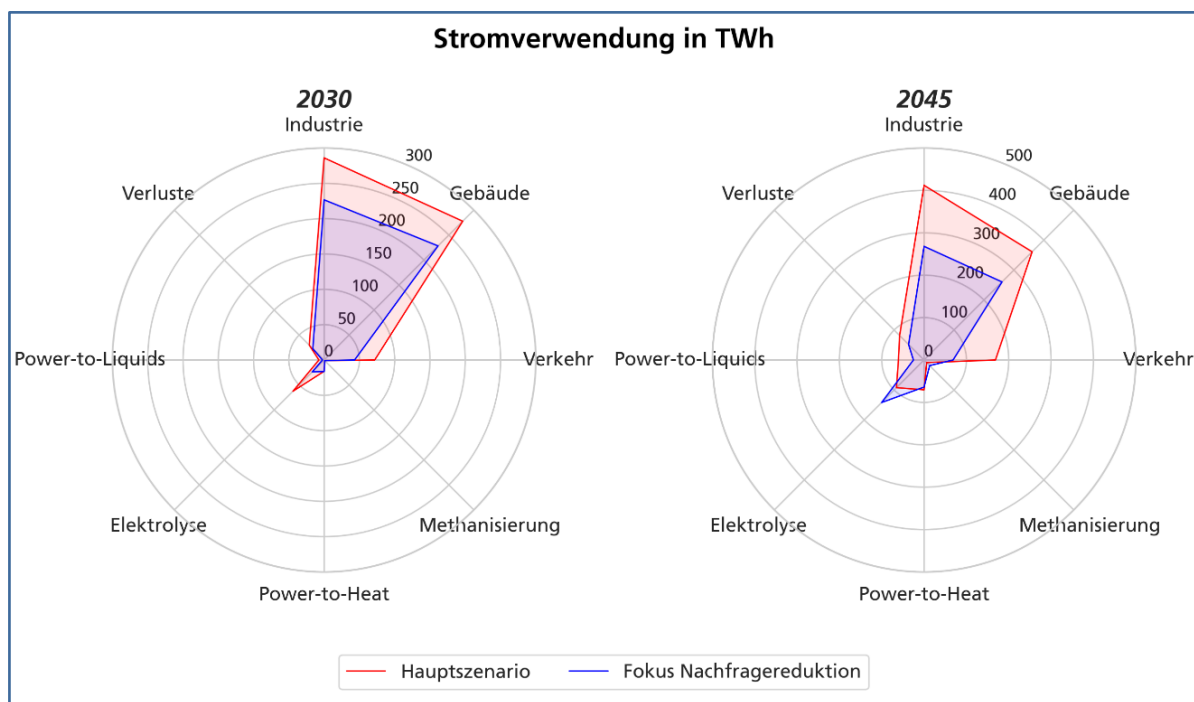


Abbildung 15: Stromnachfrage – Unterschied zwischen *Fokus Nachfragereduktion* und *Hauptszenario* in TWh

Basierend auf den getroffenen Annahmen liegt der Stromverbrauch im *Fokus Nachfragereduktion* in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr deutlich unter der Stromnachfrage im *Hauptszenario* (siehe Abbildung 15). Zudem ergibt sich eine um 40 TWh reduzierte Stromnachfrage für die Elektrolyse. Bis zum Jahr 2045 steigt diese im *Fokus Nachfragereduktion* jedoch deutlich an. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in diesem Szenario aufgrund der niedrigeren Stromverbräuche in den anderen Sektoren ein größerer Anteil des begrenzten Potenzials an Photovoltaik- und Windstrom für die heimische Wasserstoffherstellung genutzt werden kann.

### 3.2.6 Installierte Kapazitäten an Stromerzeugungstechnologien

Zur Deckung der steigenden Stromlast muss die installierte Leistung erneuerbarer Energien, wie in Abbildung 16 dargestellt, deutlich ansteigen. Bis zum Jahr 2030 müssen bereits etwa 100 GW Onshore-Windenergie, 144 GW Photovoltaik und 36 GW Offshore-Windenergie installiert sein. Im Vergleich zu den im Koalitionsvertrag angegebenen Zielen von 200 GW im Jahr 2030 ist die Photovoltaikleistung damit um etwa 55 GW geringer. Dies ist jedoch nur möglich, wenn eine Leistung von 100 GW Onshore-Windenergie erreicht wird. Da Fragen der Akzeptanz oder langwierige Genehmigungsverfahren im Modell nicht mitbetrachtet werden, ist dies nicht sicher planbar. Aufgrund der aktuellen Schwierigkeiten im Ausbau der Windenergie reduziert ein zusätzlicher Ausbau der Photovoltaik das Risiko, die Klimaziele nicht zu erreichen. Zum Erreichen von Klimaneutralität in 2045 muss die installierte Leistung erneuerbarer Energien weiter stark ansteigen. So werden bis zu diesem Zeitpunkt 170 GW Onshore-Windenergie, 80 GW Offshore-Windenergie und 300 GW Photovoltaik erreicht, was insgesamt einer installierten Leistung von 554 GW an fluktuierenden erneuerbaren Energien entspricht.

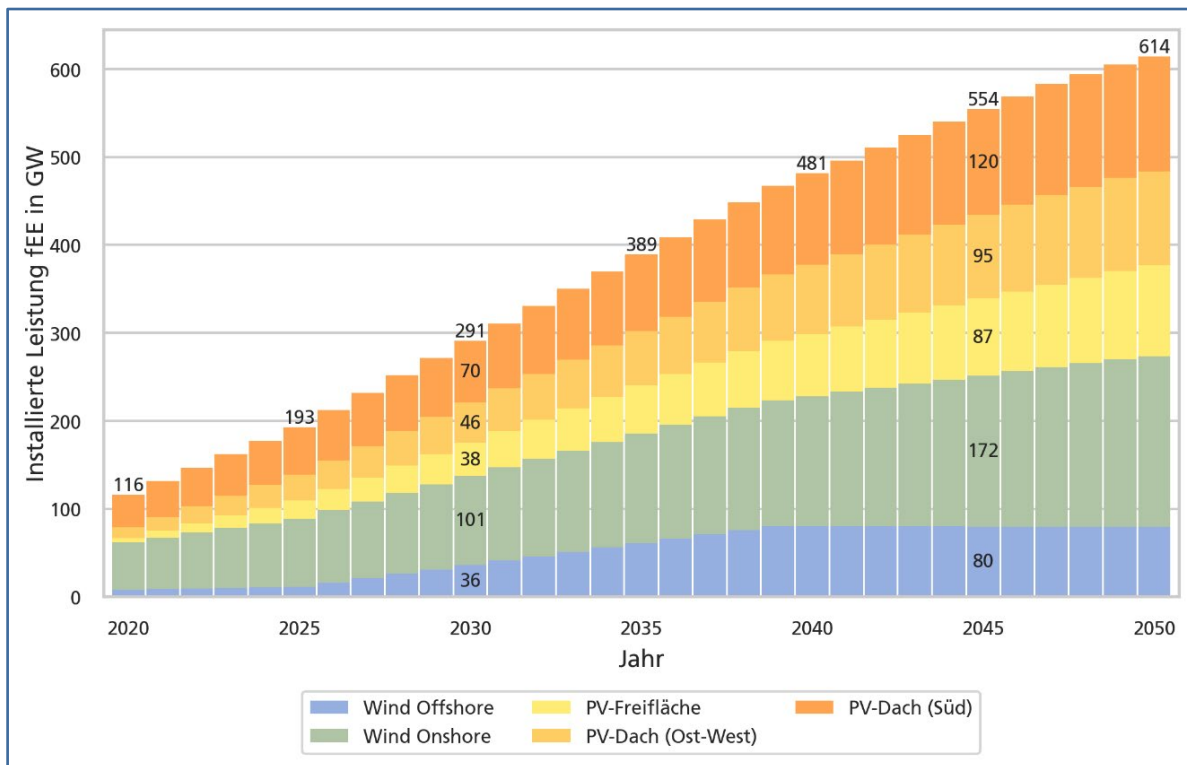


Abbildung 16: Installierte Leistung fluktuierender erneuerbarer Energien (fEE) im Hauptszenario von 2020 bis 2050 in GW

Während die Offshore-Windenergie bereits im Jahr 2040 bei ihrem maximalen Wert angekommen ist, steigt die Leistung von Onshore-Windenergie und Photovoltaik nach Erreichen der Klimaneutralität im Jahr 2045 weiter an. Es zeigt sich, dass auch in einem vollständig klimaneutralen Energiesystem ein weiterer Ausbau von erneuerbaren Energien Kostenvorteile für das System mit sich bringen kann. Hierbei bleibt die in den Sektoren eingesetzte Strommenge ab dem Jahr 2045 nahezu konstant. Durch den weiteren Ausbau von Windenergie und Photovoltaik kann jedoch die Menge importierter synthetischer Energieträger reduziert werden.

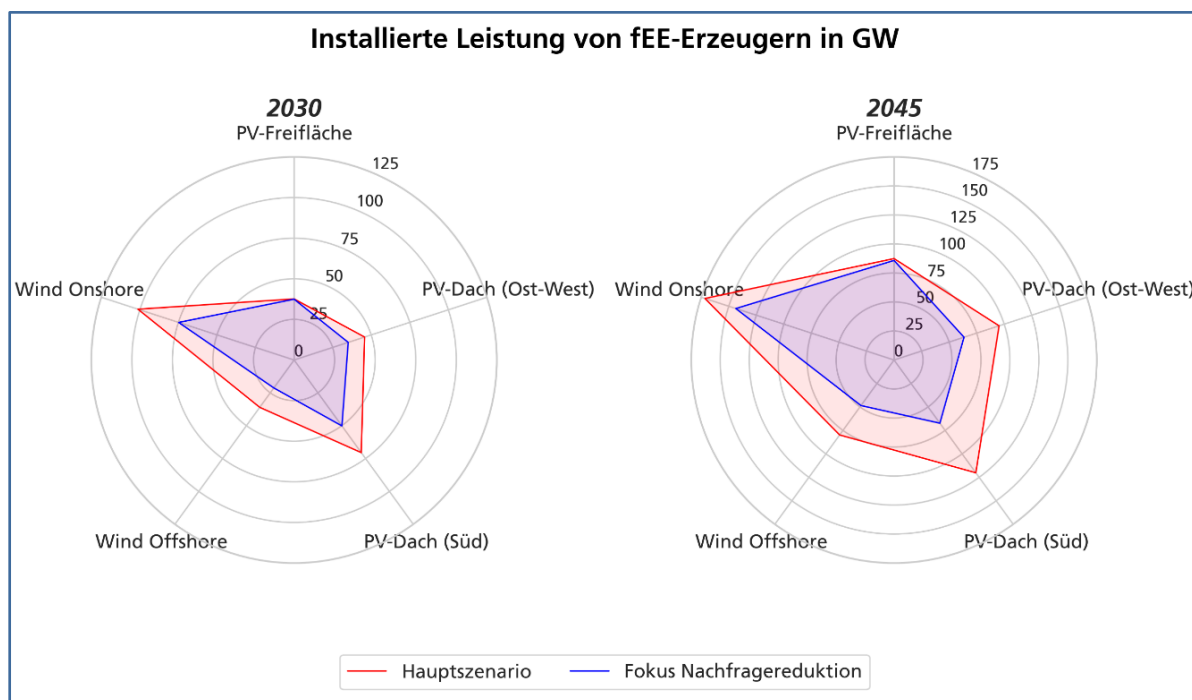


Abbildung 17: Installierte Leistung an Windenergie und Photovoltaik – Unterschied zwischen *Fokus Nachfragereduktion* und *Hauptszenario* in TWh

Wie Abbildung 17 verdeutlicht, wird der Druck auf den Ausbau erneuerbarer Energien im *Fokus Nachfragereduktion* deutlich reduziert. Es zeigt sich, dass in den Jahren 2020 bis 2030 vor allem weniger Onshore-Windenergie (minus 27 GW) installiert wird, gefolgt von etwa 15 GW weniger PV-Anlagen auf Dachflächen mit Südausrichtung, 15 GW Wind offshore und 9 GW PV-Dachanlagen in Ost-West-Ausrichtung. Die Installationszahlen von PV-Freiflächenanlagen bleiben hingegen zunächst auf dem gleichen Niveau wie im Hauptszenario. Diese Auswirkungen auf die installierten Leistungen ergeben sich in erster Linie aus den für die Installation angenommenen Kosten sowie aus dem Energieertrag, der mit der jeweiligen Technologie erreicht wird.

Ab dem Jahr 2030 bleiben die Einsparungen der installierten Leistungen der Windenergien (on- und offshore) auf einem Niveau zwischen 27 GW (onshore) und 31 GW. Im weiteren Verlauf bis zum Jahr 2045 werden durch die reduzierte Stromnachfrage überwiegend PV-Dachflächenanlagen eingespart, wohingegen die Einsparung an Freiflächen-Photovoltaikanlagen bei nahezu null verbleibt.

Es zeigt sich somit insgesamt, dass vor allem PV-Freiflächenanlagen aus Systemperspektive das beste Verhältnis von Kosten und Nutzen aufweisen, da hier bis zum Jahr 2045 auch in einem Szenario mit einer stark reduzierten Nachfrage die installierte Leistung nicht reduziert wird.<sup>266</sup> Große Einsparungen ergeben sich jedoch bei PV-Dachanlagen, die ein deutlich ungünstigeres Kosten-Nutzen-Verhältnis aufweisen. Die Ergebnisse unterstreichen

<sup>266</sup> Die angenommenen Kosten für PV-Freiflächenanlagen enthalten keine monetäre Bewertung der gegebenenfalls geringer werdenden verfügbaren Flächen. Diese kann womöglich langfristig die Attraktivität von Freiflächenanlagen reduzieren. Auch Akzeptanzaspekte sind nicht mitbetrachtet.

zusätzlich, dass bis zum Jahr 2030 Anstrengungen zur Reduktion der Nachfrage Hindernisse im Ausbau der Onshore-Windenergie in Teilen kompensieren könnten.

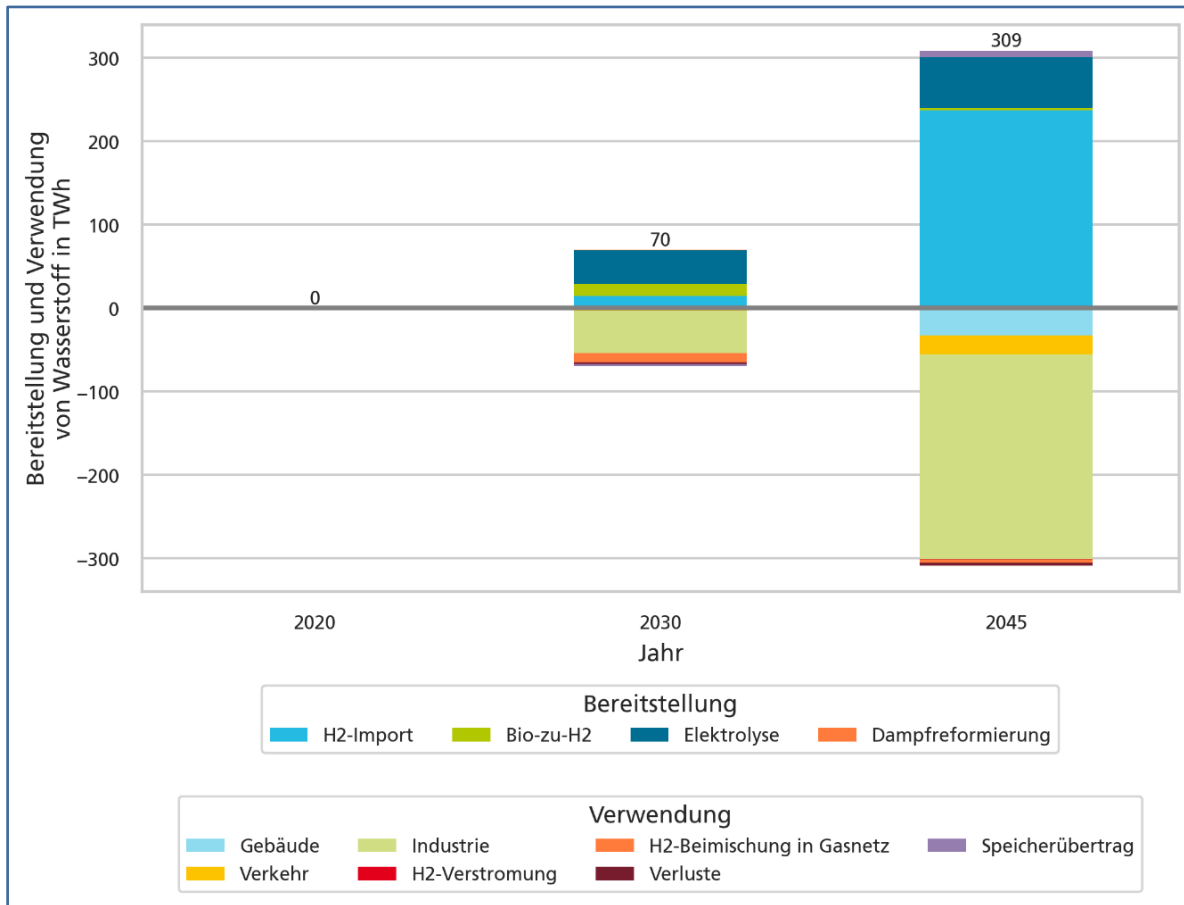


Abbildung 18: Bereitstellung und Verwendung von grünem Wasserstoff im Hauptszenario für die Jahre 2020, 2030 und 2045 in TWh<sup>267, 268</sup>

In Abbildung 18 ist die Bereitstellung und Verwendung von Wasserstoff als Energieträger für das Hauptszenario dargestellt. Während im heutigen Energiesystem grüner Wasserstoff noch nicht umfangreich verwendet wird, werden vor allem in der Industrie bereits im Jahr 2030 70 TWh grüner Wasserstoff eingesetzt. Zu diesem Zeitpunkt kann Wasserstoff zwar bereits in geringen Mengen importiert werden, wird jedoch mit 60 Prozent überwiegend aus heimischer Produktion mittels Elektrolyse bereitgestellt. Bis zum Jahr 2045 steigt insbesondere die Nutzung von Wasserstoff im Industriebereich stark an, da hier 160 TWh Wasserstoff als Rohstoff in der chemischen Industrie und anderen Branchen eingesetzt werden. Im Gebäudebereich werden ca. 30 TWh nachgefragt, im Verkehrsbereich 23 TWh. Die Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze wird dem Modell als Option zur Verfügung gestellt und auch in begrenztem

<sup>267</sup> Dargestellt ist lediglich der grün hergestellte Wasserstoff. Als Nachfrage in der Industrie wird angenommen, dass bis zum Jahr 2045 ein Feedstock für die nichtenergetische Nutzung von 160 TWh nachgefragt wird, der heute aus Dampfreformierung bereitgestellten Wasserstoff sowie weitere fossile Feedstocks ersetzt. Dieser heute mittels Dampfreformierung hergestellte Wasserstoff (ca. 55 TWh im Jahr 2020) ist nicht dargestellt, da dieser nicht dem Gesamtsystem zur Verfügung steht. Ebenfalls nicht in der Grafik berücksichtigt ist der Wasserstoff, der als Zwischenprodukt inländisch mittels Methanisierung oder Fischer-Tropsch-Verfahren zu Methan oder flüssigen Kraftstoffen weiterverarbeitet wird. Dieser steht dem System ebenfalls nicht flexibel einsetzbar zur Verfügung.

<sup>268</sup> Auf der Bereitstellungsseite wird zwischen H2-Import sowie heimischer Produktion durch Bio-to-H2 sowie Elektrolyse unterschieden.

Umfang genutzt. Mittelfristig wird die Beimischung durch dedizierte Wasserstoffnetze abgelöst. Insgesamt steigt die Nachfrage auf ca. 310 TWh.

Diese Nachfrage wird im Jahr 2045 zu 80 Prozent aus Importen gedeckt, zu 20 Prozent von heimischen Elektrolyseuren. Diese Anteile können jedoch stark schwanken und hängen zum einen vom Wetter und von der verfügbaren Strommenge aus erneuerbaren Energien für die Wasserstoffherzeugung ab und zum anderen von den dann herrschenden Importpreisen für Wasserstoff.

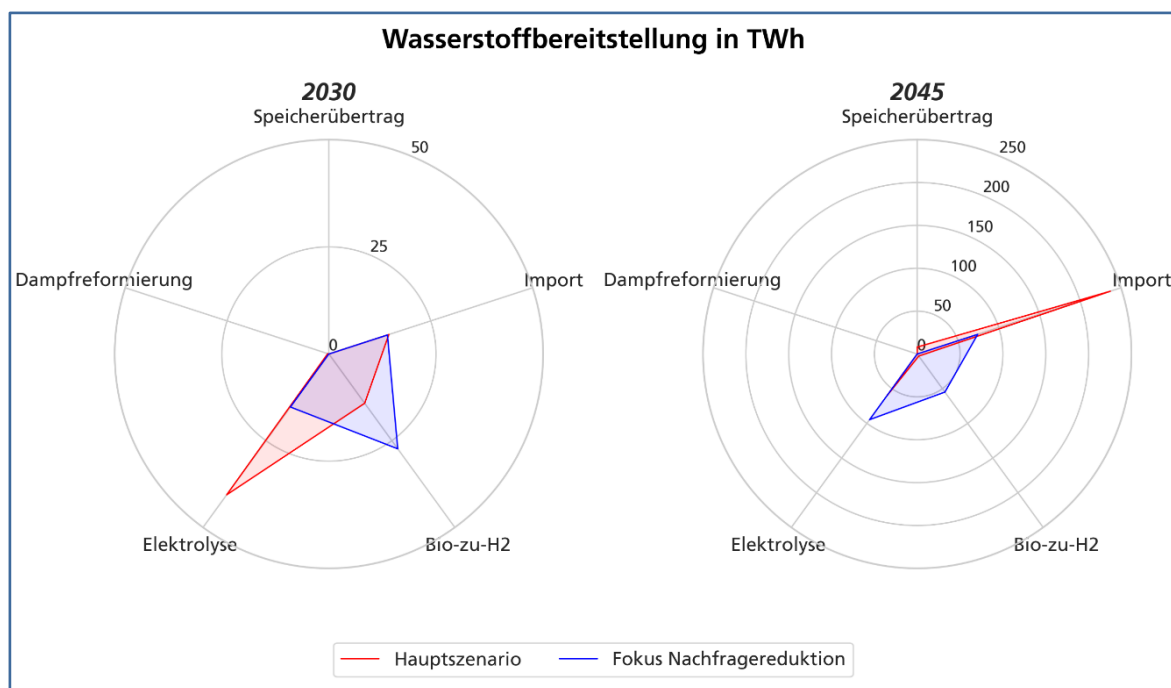


Abbildung 19: Verschiedene Bereitstellungsformen von Wasserstoff – Unterschied zwischen *Fokus Nachfragereduktion* und *Hauptszenario* in TWh<sup>269</sup>

Wie in Abbildung 19 dargestellt, hat die umfassende Minderung der Nachfrage im *Fokus Nachfrage* zwei Auswirkungen: Erstens wird im Jahr 2045 durch eine steigende Nachfragereduktion eine große Menge importierter Wasserstoff (ca. 160 TWh) eingespart. Dies verringert die Abhängigkeit von Importen deutlich. Zweitens wird im *Fokus Nachfragereduktion* im Jahr 2045 50 TWh mehr biogener Wasserstoff bereitgestellt als im Hauptszenario. Dies ist insbesondere dadurch möglich, dass durch die stark reduzierte Nachfrage, vor allem im Bereich Luftverkehr und Schifffahrt, weniger Biomasse für biogene Kraftstoffe bereitgestellt werden muss. Hierdurch verbleibt eine größere Menge Biomasse für die Umwandlung in Wasserstoff übrig.

<sup>269</sup> Siehe Fußnote 265.

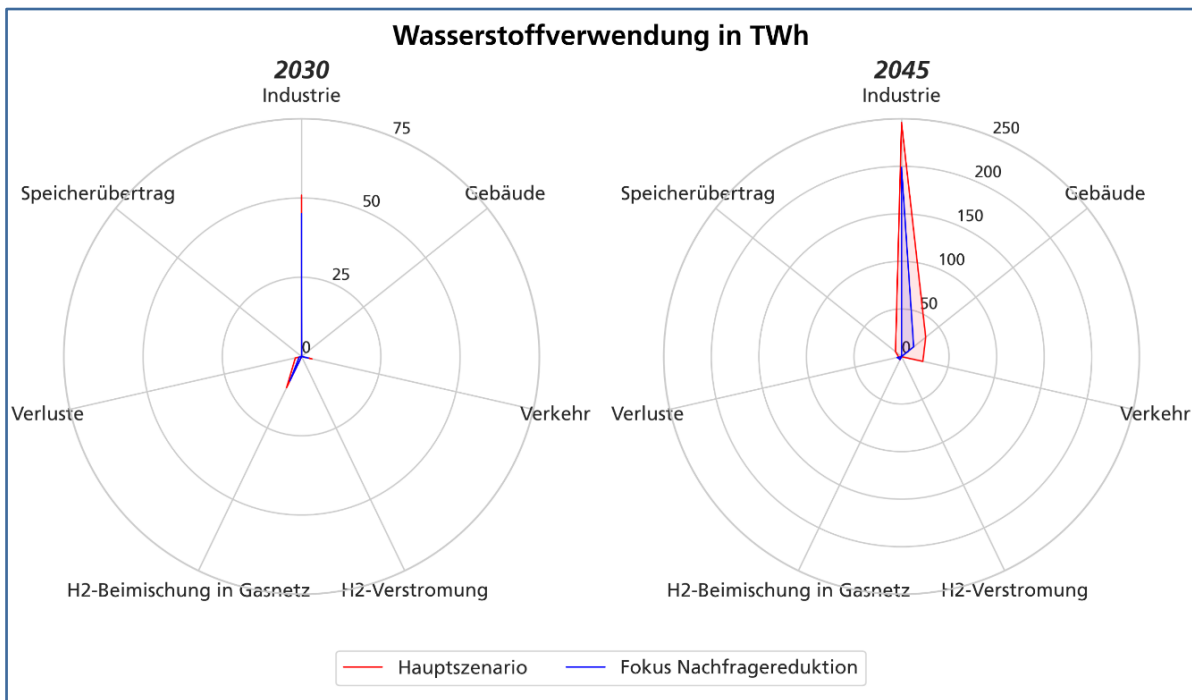


Abbildung 20: Verschiedene Nutzungsformen von Wasserstoff – Unterschied zwischen *Fokus Nachfragereduktion* und *Hauptszenario* in TWh <sup>270</sup>

Einsparungen in der Verwendung von Wasserstoff im *Fokus Nachfragereduktion* gegenüber dem *Hauptszenario* sind in Abbildung 20 dargestellt. Da im Sektor Industrie die größte Menge Wasserstoff eingesetzt wird, werden hier auch mit 50 TWh im Jahr 2045 die größten Einsparungen erzielt. Bis zum Jahr 2040 werden mit 40 TWh im Gebäudebereich ebenfalls größere Mengen Wasserstoff eingespart, wobei sich in diesem Sektor die Nutzung bis zum Jahr 2050 wieder dem *Hauptszenario* angleicht. Im Verkehrssektor werden im *Hauptszenario* ab dem Jahr 2040 wasserstoffbetriebene Lkw eingesetzt. Im *Fokus Nachfragereduktion* kann der hierfür aufgebrauchte Wasserstoff eingespart werden, da weiterhin fast ausschließlich Verbrennungsmotoren im Lkw-Bereich verwendet werden.

<sup>270</sup> Siehe Fußnote 265.



### 3.2.7 Verkehr

Wie in Abbildung 21 ersichtlich, wird im Verkehrssektor aktuell mit 600 TWh fast ausschließlich Erdöl als flüssiger Kraftstoff eingesetzt<sup>271</sup>, mit 15 TWh ist der Anteil von Strom noch sehr gering. Auch im Jahr 2030 dominieren mit 470 TWh weiterhin flüssige Kraftstoffe den Verkehrssektor. Auch wenn bereits etwa die Hälfte des Individualverkehrs elektrisch betrieben wird, werden lediglich 70 TWh Strom für dessen Versorgung benötigt, da die Effizienz elektrischer Antriebe deutlich über der von Verbrennungsmotoren liegt. Hinzu kommt, dass im Jahr 2030 der gesamte straßengebundene Güterverkehr im Hauptszenario nach wie vor durch Verbrennungsmotoren betrieben wird.

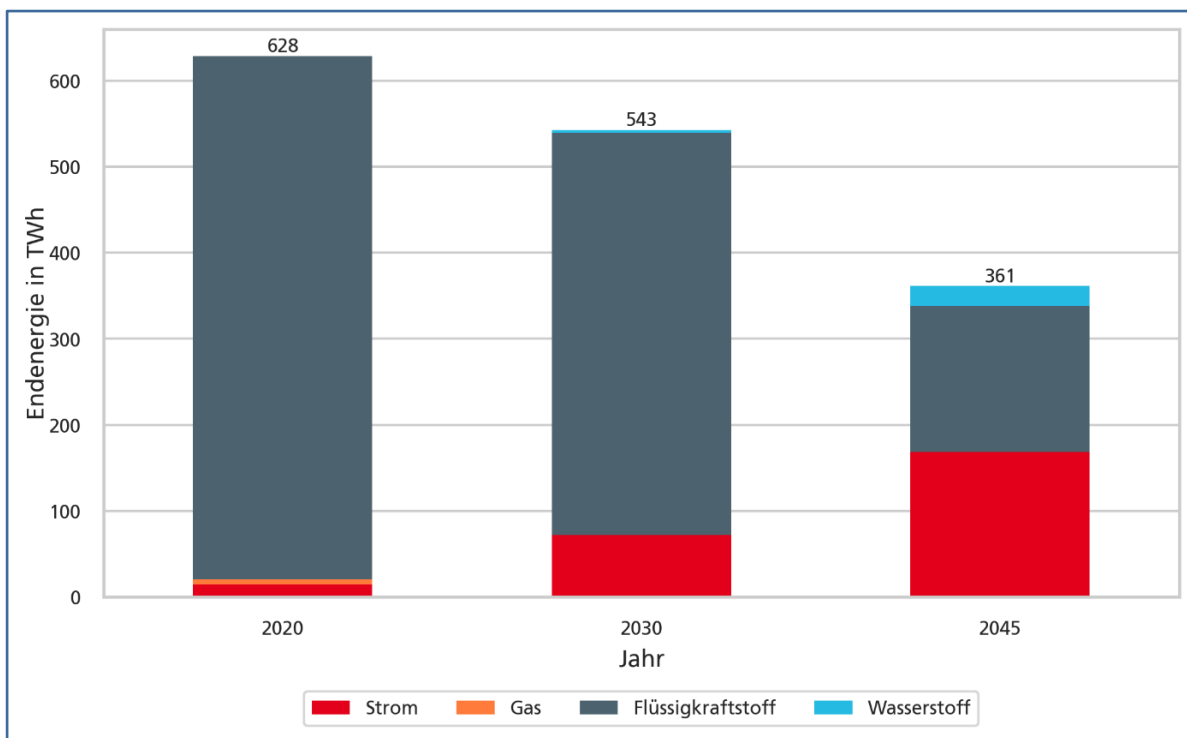


Abbildung 21: Endenergie des Verkehrssektors im Hauptszenario für die Jahre 2020, 2030 und 2045 in TWh

Basierend auf den getroffenen Annahmen werden auch im Jahr 2045 knapp 4 Millionen Lkw auf synthetische und biogene Kraftstoffe angewiesen sein, während etwa 2 Millionen Lkw elektrisch und 1 Million Lkw wasserstoffelektrisch angetrieben werden. Im Individualverkehr ist zu diesem Zeitpunkt die komplette Fahrzeugflotte auf batterieelektrische Fahrzeuge umgestellt, sodass Strom mit 170 TWh etwa die Hälfte der Endenergie des Verkehrssektors ausmacht. Die andere Hälfte der 360 TWh wird durch CO<sub>2</sub>-neutrale flüssige Brennstoffe, ergänzt durch 22 TWh Wasserstoff, bereitgestellt.

Zusätzlich zu dieser Menge eingesetzter flüssiger Kraftstoffe besteht eine Endenergienachfrage von 132 TWh für den Einsatz im internationalen Flug- und Schiffsverkehr, die in Abbildung 21 nicht dargestellt sind. Diese Menge wird im Hauptszenario als konstant angenommen und kann im Modell nicht durch andere Energieträger ersetzt werden, sondern muss bis zum Jahr 2045 CO<sub>2</sub>-neutral bereitgestellt werden.

<sup>271</sup> Flüssige Kraftstoffe für den Einsatz im internationalen Luft- und Schiffsverkehr sind in der Abbildung nicht enthalten.

Wie in Abbildung 22 ersichtlich, können durch die angenommene starke Reduktion der Nachfrage im *Fokus Nachfragereduktion* bis zum Jahr 2030 mit 65 TWh vor allem große Mengen flüssiger Kraftstoffe im Verkehrssektor eingespart werden. Die eingesetzte Menge flüssiger Kraftstoffe gleicht sich bis zum Jahr 2045 in den verglichenen Szenarien wieder an, da im *Fokus Nachfragereduktion* im Lkw-Bereich weiterhin vollständig auf Verbrennungsmotoren mit synthetischen Kraftstoffen gesetzt wird. Im Hauptszenario wird ein Teil der Lkw-Flotte elektrisch betrieben. Insgesamt ergeben sich im *Fokus Nachfragereduktion* zusätzlich zu den oben dargestellten Einsparungen weitere 80 TWh Einsparungen an flüssigen Kraftstoffen für internationalen Flug- und Schiffsverkehr im Jahr 2045, da ein Rückgang der Nutzung in diesen beiden Bereichen angenommen wird.

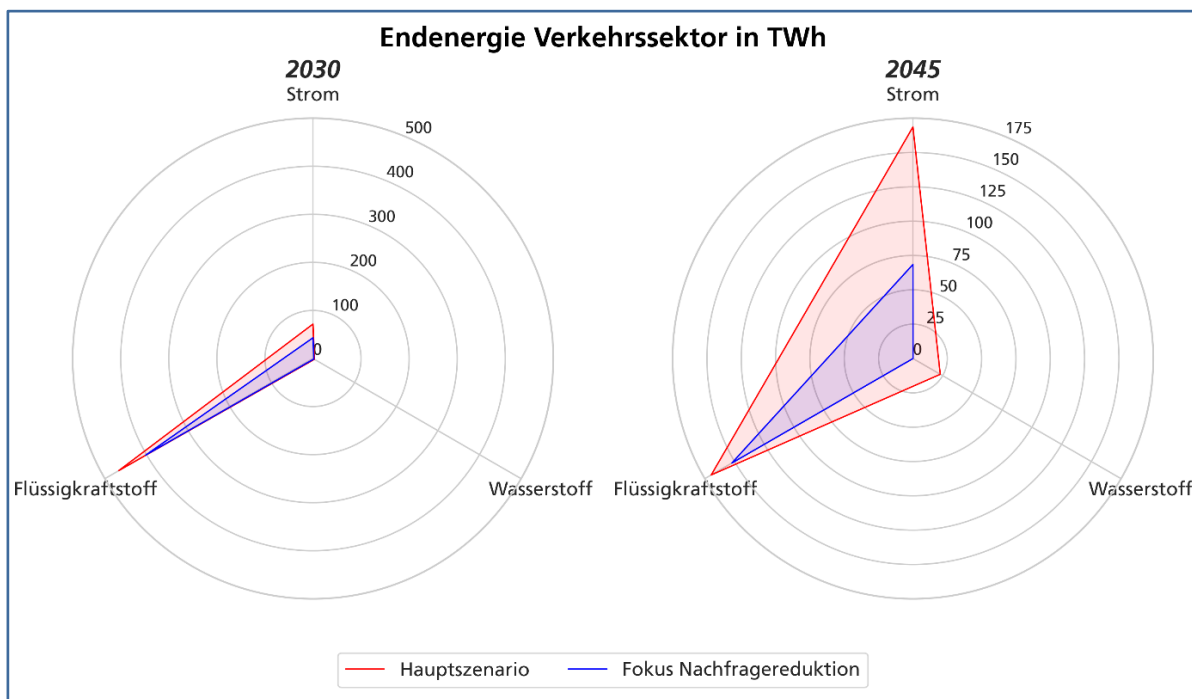


Abbildung 22: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor – Unterschied zwischen *Fokus Nachfragereduktion* und Hauptszenario in TWh

Durch einen Rückgang der Verkehrsnachfrage können im *Fokus Nachfragereduktion* im Vergleich zum Hauptszenario bis zum Jahr 2030 30 TWh Strom eingespart werden, da eine geringere Anzahl batterieelektrischer Fahrzeuge eingesetzt wird. Da im *Fokus Nachfragereduktion* ebenso wie im Hauptszenario der Individualverkehr zu 100 Prozent elektrifiziert wird, die gesamte Verkehrsleistung jedoch insgesamt abnimmt, können im Jahr 2045 weitere 100 TWh Strom eingespart werden. Diese Einsparungen erfolgen insbesondere ab dem Jahr 2030.

### 3.2.8 Vergleich zu den anderen Szenarien – Sektoranalyse Verkehr

Der Pfad zur Treibhausgasneutralität im Verkehr ist dahingehend herausfordernd, dass die Energienachfrage hier global weiterhin ungebremst wächst und auch in Deutschland noch keine Kehrtwende hinsichtlich der Treibhausgasemissionen in Sichtweite ist. Darüber hinaus basiert die Energiebereitstellung nahezu komplett auf Erdöl. Diese große Erdölabhängigkeit wird übereinstimmend in allen Szenarien auch in 2030 noch bestehen bleiben, woraufhin in den Folgejahren der Umstieg auf einen Mix hauptsächlich aus direkter Stromnutzung und synthetischen Kraftstoffen vollzogen wird. Etwa

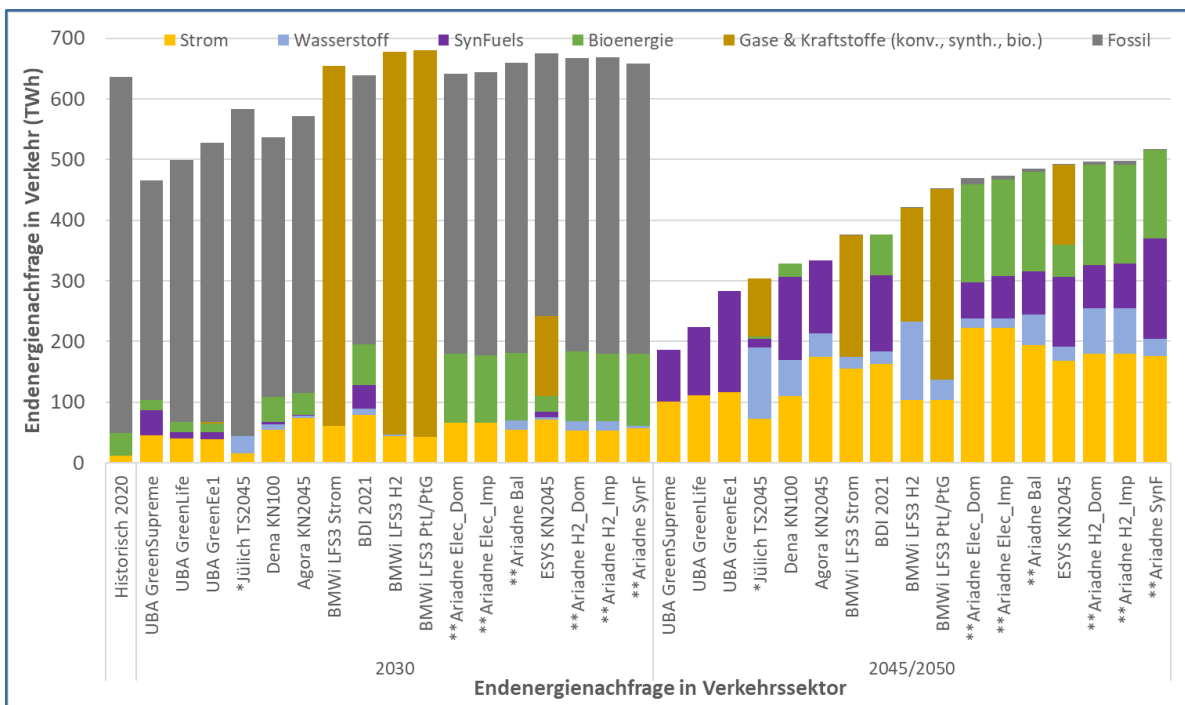
die Hälfte der Szenarien sieht außerdem Biomasse als wichtigen Energieträger im Verkehr an. Wasserstoffbetriebene Fahrzeuge haben hingegen in den meisten Szenarien auch in 2045/50 einen geringen Anteil. Die Szenarien von *UBA 2019* schließen wasserstoffbetriebene Pkw sogar vollständig aus der Betrachtung aus. Ausnahmen bilden die Szenarien mit H<sub>2</sub>-Fokus (*BMWi LFS3 H2, Ariadne H2*) sowie *Jülich TS2045*. Diese gehen von einem Wasserstoffanteil zwischen 15 und 39 Prozent aus und weisen, zusammen mit den BMWi-Langfristszenarien mit PtG/PtL-Fokus (*BMWi LFS3 PtG/PtL*), auch gleichzeitig die niedrigsten Stromanteile an der Endenergienachfrage im Verkehr aus (23 bis 24 Prozent). Alle anderen Szenarien gehen von einem Anteil der elektrischen Endenergienachfrage von 34 bis 54 Prozent in 2045/50 aus, das Hauptszenario *ESYS KN2045* liegt dabei am unteren Rand mit einem Stromanteil von 34 Prozent. In diesem Szenario erfolgt eine vollständige Elektrifizierung im Pkw-Bereich, allerdings werden nur knapp ein Drittel aller Lkw elektrifiziert. Ungefähr die Hälfte der Lkw wird im Zieljahr 2045 mit Verbrennungsmotoren und synthetischen Kraftstoffen betrieben.<sup>272</sup> Die geringe Energieeffizienz der Verbrennungsmotoren sowie die konservativen Annahmen zur Entwicklung der Straßenverkehrsleistung sind wesentliche Einflussfaktoren für den hohen Endenergieverbrauch im Verkehrssektor in diesem Szenario.

Wichtig zu berücksichtigen ist bei der Metaanalyse, dass die Szenarienstudien sehr unterschiedliche Annahmen zum Mobilitätsverhalten treffen und auch die Systemgrenzen teilweise unterschiedlich ziehen. Das Szenario *Jülich TS2045* berücksichtigt zum Beispiel keine internationale Luft- und Schifffahrt, alle anderen Szenarien beziehen diese mit ein. In den *UBA*-Szenarien werden sehr weitreichende Veränderungen des persönlichen Mobilitätsverhaltens, eine starke Verlagerung des Güterverkehrs auf Schienenfahrzeuge sowie starke Effizienzverbesserungen der Fahrzeuge angenommen. Diese Annahmen führen zu deutlich niedrigeren Endenergiebedarfen im Verkehr in 2045/50 im Vergleich zu 2030 und auch im Vergleich zu den anderen Szenarien in 2045/50.

Die in den Szenarien angenommenen Bedarfe an synthetischen Kraftstoffen und/oder Biomasse sind zu einem relevanten Anteil auf die internationale Luft- und Schifffahrt zurückzuführen. Dort stiften sie aufgrund der großen zu überbrückenden Distanzen mit ihrer hohen Energiedichte den größten Nutzen, da klimaneutrale Alternativen fehlen. Insgesamt machen synthetische Kraftstoffe in 2030 zunächst nur 0 bis 9 Prozent des Endenergiebedarfs im Verkehr aus, Bioenergie liegt bei 3 bis 18 Prozent. Die Anteile der synthetischen Kraftstoffe steigen dann bis 2045/50 signifikant auf 13 bis 59 Prozent. Eine Ausnahme bildet das *Jülich TS2045*-Szenario, welches internationale Luft- und Schifffahrt nicht berücksichtigt und nur einen Anteil von 5 Prozent Synfuels am Endenergiebedarf ausweist. Hingegen gewinnt Bioenergie mit Anteilen zwischen 0 und 34 Prozent nur in manchen Szenarien an Bedeutung. Die Ergebnisse zur Biomasse hängen dabei stark von getroffenen Annahmen ab. Zum Beispiel wird in den *BMWi*-Langfristszenarien Biomasse nicht in der Industrie verwendet und steht daher in höheren Mengen für den Verkehrssektor zur Verfügung. Die Spannbreiten sind bei den Anteilen – aber auch beim Endenergiebedarf – im Vergleich zu den anderen Sektoren verhältnismäßig groß. Dies veranschaulicht die heute noch vorherrschende große Unsicherheit über die Entwicklung in diesem Sektor.

---

<sup>272</sup> Die Ergebnisse im Lkw-Bereich sind sehr sensitiv gegenüber Kostenannahmen für Antriebstechnologien und für die Importe synthetischer Kraftstoffe. Für beides bestehen noch große Unsicherheiten.



**Abbildung 23: Metaanalyse – Energiebedarf im Verkehr (inklusive internationaler Luft- und Schifffahrt) in 2030 und 2045/2050.** 2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien; „Gase & Kraftstoffe (konv., synth., bio.)“ beinhaltet nur synthetische und/oder biogene Gase und Kraftstoffe in 2045/2050. \*Jülich TS2045 bilanziert internationale Luft- und Schifffahrt nicht. \*\*Ariadne-Szenarien: beziehen sich auf das Hybridmodell. Quelle: Studienauswertung ESYS, historische Daten: AGEb.

### 3.2.9 Endenergie Gebäude

Wie in Abbildung 24 dargestellt, werden im Jahr 2020 im Gebäudesektor insgesamt (also für Wärme und weitere Technologien wie Beleuchtung, Unterhaltungselektronik etc.) bereits über 200 TWh Strom eingesetzt. Dennoch beruht die Wärmeversorgung zu 64 Prozent auf fossilen Brennstoffen, wovon Erdgas mit 40 Prozent den größten Anteil ausmacht. Bis zum Jahr 2030 sinkt der Anteil fossiler Brennstoffe im Hauptszenario insgesamt auf 32 Prozent, es werden zunehmend Fernwärme und Strom für Wärmepumpen eingesetzt. Im Jahr 2045 werden lediglich noch 4 Prozent der Endenergie von synthetischen Gasen gedeckt, die Bereitstellung von Gebäudewärme beruht fast vollständig auf erneuerbarem Strom sowie Fern<sup>273</sup>- und Umweltwärme.

<sup>273</sup> Fernwärme wird im Jahr 2045 zu 50 Prozent von Großwärmepumpen und zu 20 Prozent von mit synthetischen Gasen betriebenen KWK-Anlagen gedeckt. Der Rest wird aus solarthermischen Anlagen oder durch mit Überschussstrom aufgeheizte Großwärmespeicher bereitgestellt.

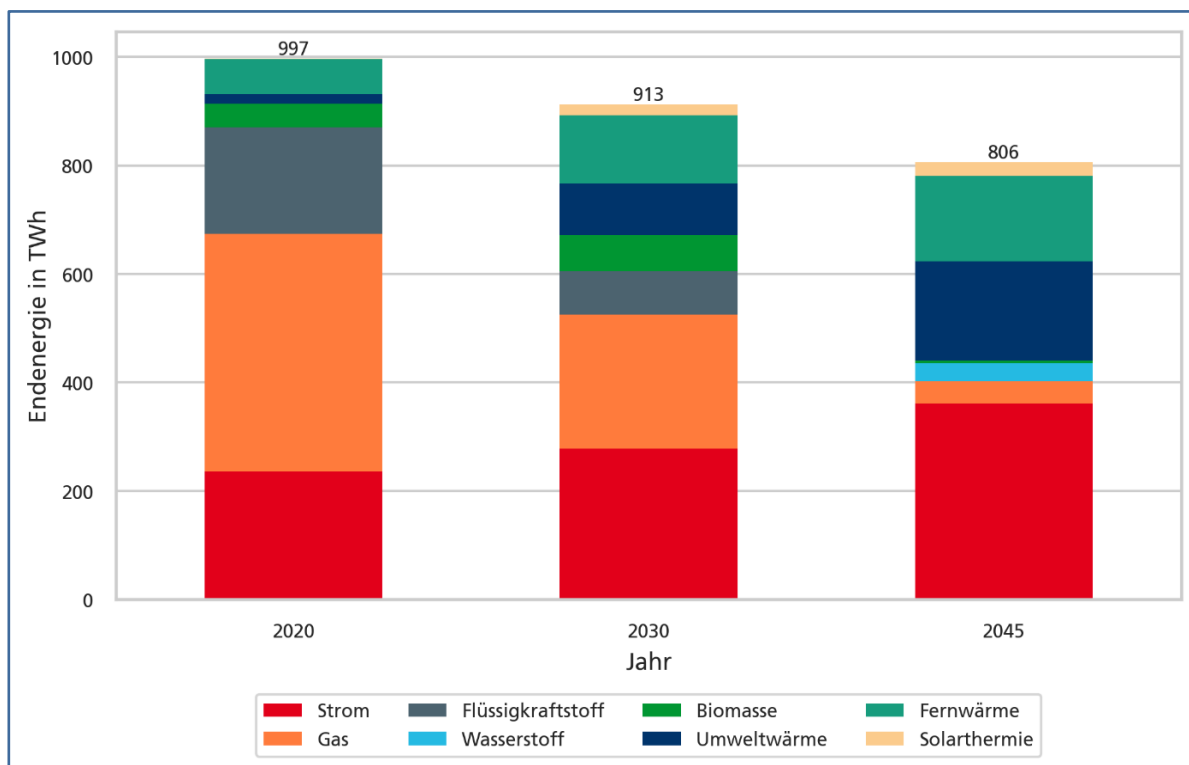
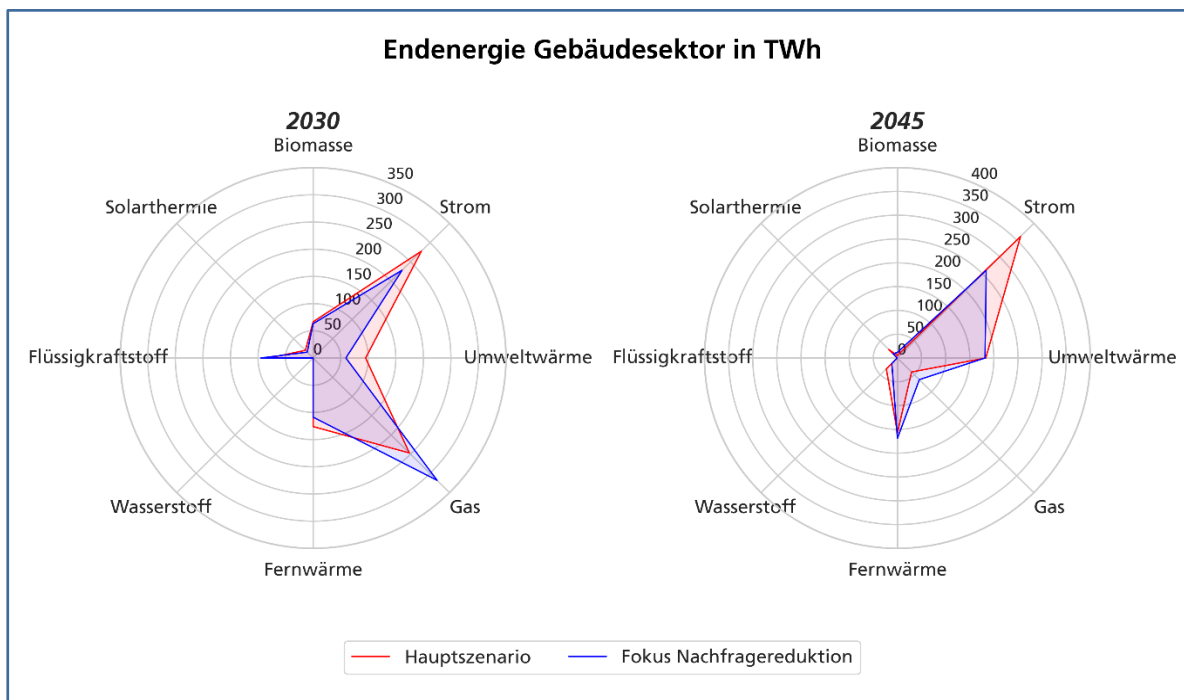


Abbildung 24: Endenergie im Gebäudesektor des Hauptszenarios für die Jahre 2020, 2030 und 2045 in TWh

Abbildung 25 zeigt den Endenergiebedarf des Gebäudesektors in den beiden Szenarien. In *Fokus Nachfragereduktion* liegt die Stromnachfrage etwa 50 TWh niedriger als im Hauptszenario und die Nachfrage nach Umweltwärme um etwa 35 TWh. Der Grund ist, dass im *Fokus Nachfragereduktion* etwa 2 Millionen Wärmepumpen weniger installiert werden als im Hauptszenario. Gleichzeitig kommt es zu einem um 70 TWh erhöhten Erdgasverbrauch, da die notwendigen Emissionseinsparungen im Szenario *Fokus Nachfragereduktion* auch ohne schnelle Sanierung erreicht werden. Würde man eine starke Elektrifizierung im Gebäudesektor, wie sie im Hauptszenario stattfindet, mit den Energieeinsparungen aus dem *Fokus Nachfragereduktion* kombinieren, würde dies eine zusätzliche Reduktion von Emissionen ermöglichen.



**Abbildung 25: Endenergieverbrauch im Gebäudesektor – Unterschied zwischen Fokus Nachfragereduktion und Hauptszenario in TWh**

Bis zum Jahr 2045 sind im *Fokus Nachfragereduktion* weiterhin etwa 300.000 Gaskessel mehr installiert als im Hauptszenario, wodurch auch die Gasnachfrage im Gebäudesektor nach wie vor um etwa 21 TWh höher liegt. Hierfür wird im klimaneutralen Zielsystem ausschließlich synthetisches Methan verwendet. Im gesamten Gebäudesektor ergeben sich jedoch durch die getroffenen Annahmen zur Verbrauchsreduktion Einsparungen von 100 TWh Strom und damit etwa 3 Millionen weniger installierte Wärmepumpen.

### 3.2.10 Vergleich zu den anderen Szenarien – Sektoranalyse Gebäude

Im Gebäudesektor ist die Erreichung eines klimaneutralen Gebäudebestands an die Herausforderung einer klimaneutralen Wärmebereitstellung und Stromversorgung gekoppelt. Dabei spielt neben einem konsequenten Energieträgerwechsel auch die Senkung des Energiebedarfs eine wichtige Rolle. Zur Senkung des Heizenergiebedarfs kann die Steigerung der Sanierungsrate sowie der Sanierungstiefe beitragen, verbunden mit einer effizienten Wohnraumnutzung und Effizienzsteigerung der Heiztechnologien. Abbildung 26 zeigt die Abnahme des Energiebedarfs im Gebäudesektor in allen Szenarien stufenweise bis zum Zieljahr 2045/2050. Die Szenarien bilden eine große Bandbreite des Energiebedarfs im Zieljahr 2045/2050 von knapp 500 TWh bis ca. 810 TWh ab. Die obere Grenze im Zieljahr spiegelt hierbei das Hauptszenario (*ESYS KN2045*) wider. Konservative Annahmen zur Entwicklung der Wohnfläche sowie die sektorübergreifende Optimierung, welche die teureren Gebäudesanierungen als letzte Option nutzt, tragen hier zu dem hohen Energiebedarf bei.<sup>274</sup> An der unteren Grenze

<sup>274</sup> Während in vielen Studien die Pfade für die Gebäudesanierung fest vorgegeben werden, ist dies in der Optimierung von *REMod* eine Variable. Das Modell kann wählen, ob es einen zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Energien oder weitere Maßnahmen in anderen Sektoren gegenüber Gebäudesanierungen aus Kostengesichtspunkten bevorzugt. Dabei sind Aspekte wie der Flächen- und Rohstoffverbrauch und die Auswirkungen auf das Ökosystem nicht Teil der Optimierung, müssen aber für reale Pfadentscheidungen zwischen stärkerer Gebäudesanierung oder einem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien berücksichtigt werden.

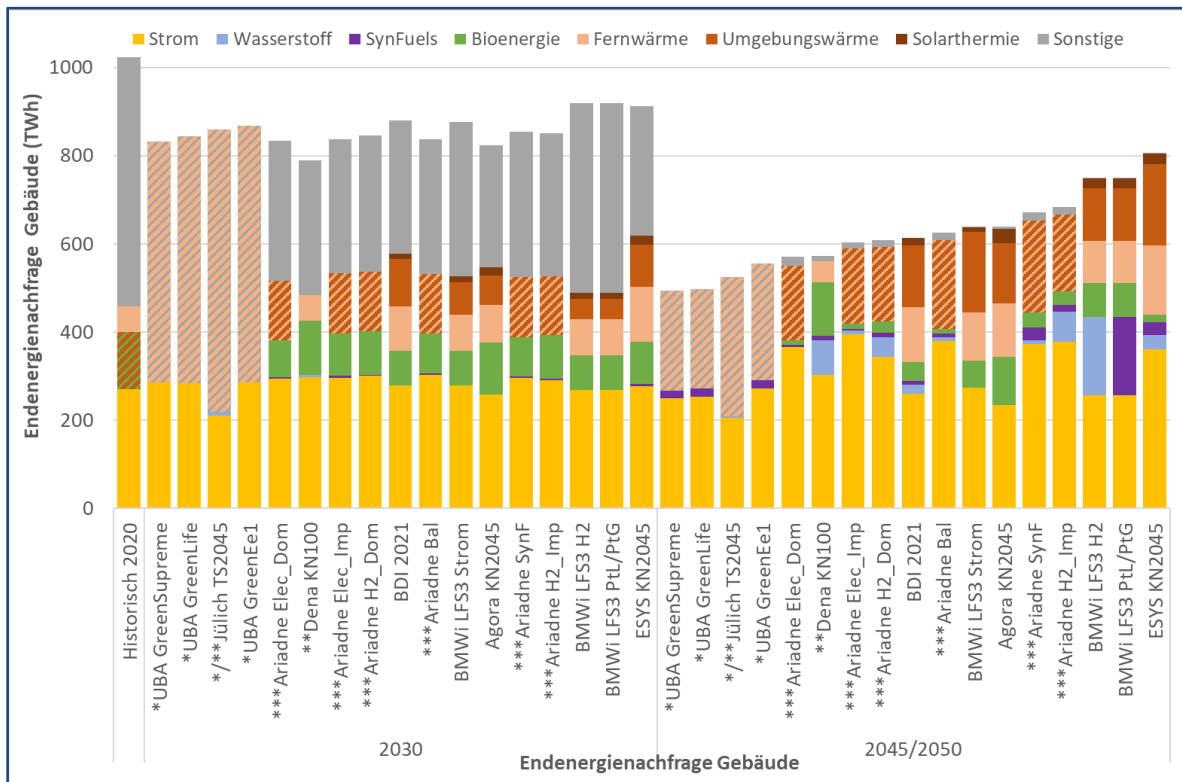
liegt *UBA GreenSupreme* aufgrund der ambitionierten Annahmen in Bezug auf Sanierung, Suffizienz und Effizienz. Dabei ist zu beachten, dass die Umgebungswärme in allen Szenarien außer *Jülich TS2045* und *Dena KN100* berücksichtigt ist.

Hinsichtlich der Umstellung auf klimaneutrale Energieträger kommt es in allen Szenarien durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen zu einem Anstieg der Direktelektrifizierung. Im Jahr 2030 erreicht der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch 25 bis 38 Prozent, bis 2045/2050 steigt er weiter auf 34 bis 65 Prozent. Die obere Grenze im Zieljahr bildet hierbei der Technologiepfad des Szenarios *Ariadne Elec\_Imp* aufgrund der Priorisierung der Direktelektrifizierung und der optimistischen Annahme von Importpotenzialen an erneuerbaren Energieträgern.

Neben Strom spielt auch Fernwärme eine zunehmend wichtige Rolle für die Wärmeversorgung im Gebäudesektor. Dabei wird außer im Szenario *Dena KN100* im Jahr 2030 ein Anteil von 9 bis 16 Prozent und im Zieljahr 2045/2050 von 13 bis 32 Prozent erreicht. Die Studie von *dena 2021* geht von einem verringerten Energiebedarf aus, der durch den verstärkten Austausch von fossilen Heizkesseln mit effizienteren Technologien wie Wärmepumpen erfüllt werden kann. Die restlichen Bedarfe an Gasen und Brennstoffen werden durch klimaneutrale Energieträger wie Bioenergie (inklusive flüssiger, gasförmiger und fester Biomasse) und Wasserstoff gedeckt. Fernwärme spielt in diesem Szenario daher eine untergeordnete Rolle.

Synthetische Brenn- und Kraftstoffe spielen in den meisten Studien im Gebäudesektor eine sehr geringe bis gar keine Rolle, mit einem Anteil am EEV im Zieljahr von 0 bis 4 Prozent. Auch Wasserstoff leistet mit 0 bis 1 Prozent im Jahr 2030 und 0 bis 14 Prozent im Zieljahr nur einen geringen Beitrag. Eine Ausnahme bilden bei beiden Energieträgern die *BMW LFS3*-Szenarien mit einem Fokus auf synthetischen Gasen (*BMW LFS3 PtL/PtG*, *BMW LFS H2*) mit einem Anteil von 24 Prozent. Die Priorisierung der Nutzung von synthetischen Kraftstoffen oder Wasserstoff ist hier allerdings kein Ergebnis der modellendogenen Kostenoptimierung, sondern exogen vorgegeben. Als Hauptgründe der begrenzten Nutzung von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen werden unter anderem wettbewerbsfähige Alternativen, wie Wärmenetze und Wärmepumpen, sowie der hohe Preis und die limitierte Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff aufgeführt.

In Bezug auf Bioenergie werden unterschiedliche Annahmen in den Szenariestudien getroffen, die zu einem signifikanteren, aber immer noch begrenzten Anteil am Endenergieverbrauch führen. Die Studie von *UBA 2019* schließt den Einsatz von Bioenergie aus. In anderen Studien beläuft sich der Anteil von Bioenergie am EEV für das Jahr 2030 auf 9 bis 15 Prozent und im Zieljahr 2045/2050 auf 2 bis 21 Prozent.



**Abbildung 26: Metaanalyse – Energiebedarf in Gebäuden in 2030 und 2045/2050.** 2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien. \*Jülich TS2045- und UBA-Szenarien: „Sonstige“ beinhaltet sonstige EE, Fern- und Umgebungswärme, sowie im Szenario Jülich TS2045 zusätzlich synthetische und sonstige Brenn- und Kraftstoffe. \*\*Jülich- und dena-Szenarien berücksichtigen keine Umgebungswärme. \*\*\*Ariadne-Szenarien: beziehen sich auf das Hybridmodell; Umweltwärme und Solarthermie sind in „Fernwärme“ beinhaltet. Quelle: Studienauswertung ESYS, historische Daten: AGEb.

### 3.2.11 Industrie

Die industrielle Prozesswärmebereitstellung beruht zu etwa 40 Prozent auf dem Einsatz von Erdgas und zu etwa 30 Prozent auf dem Einsatz von Strom (vgl. Abbildung 27). Hinzu kommen etwa 15 Prozent Steinkohle, überwiegend für die Stahlerzeugung, sowie kleine Anteile Biomasse und Flüssigkraftstoffe. Bis zum Jahr 2030 verschieben sich die Anteile nur leicht in Richtung eines vermehrten Einsatzes von Strom. Eine wesentliche Entwicklung in diesem Zeitraum ist, dass der Einsatz von Kohle zur Stahlerzeugung durch Wasserstoff ersetzt wird. Bis zum Jahr 2045 wird Gas zunehmend durch Wasserstoff und Strom ersetzt, sodass lediglich noch 4 Prozent der Endenergie für industrielle Prozesswärme durch synthetisches Gas bereitgestellt werden. Mit 55 Prozent beruht ein Großteil der genutzten Endenergie auf Strom sowie weitere 33 Prozent auf Wasserstoff, welcher insbesondere für die klimaneutrale Stahlerzeugung und als Rohstoff verwendet wird.



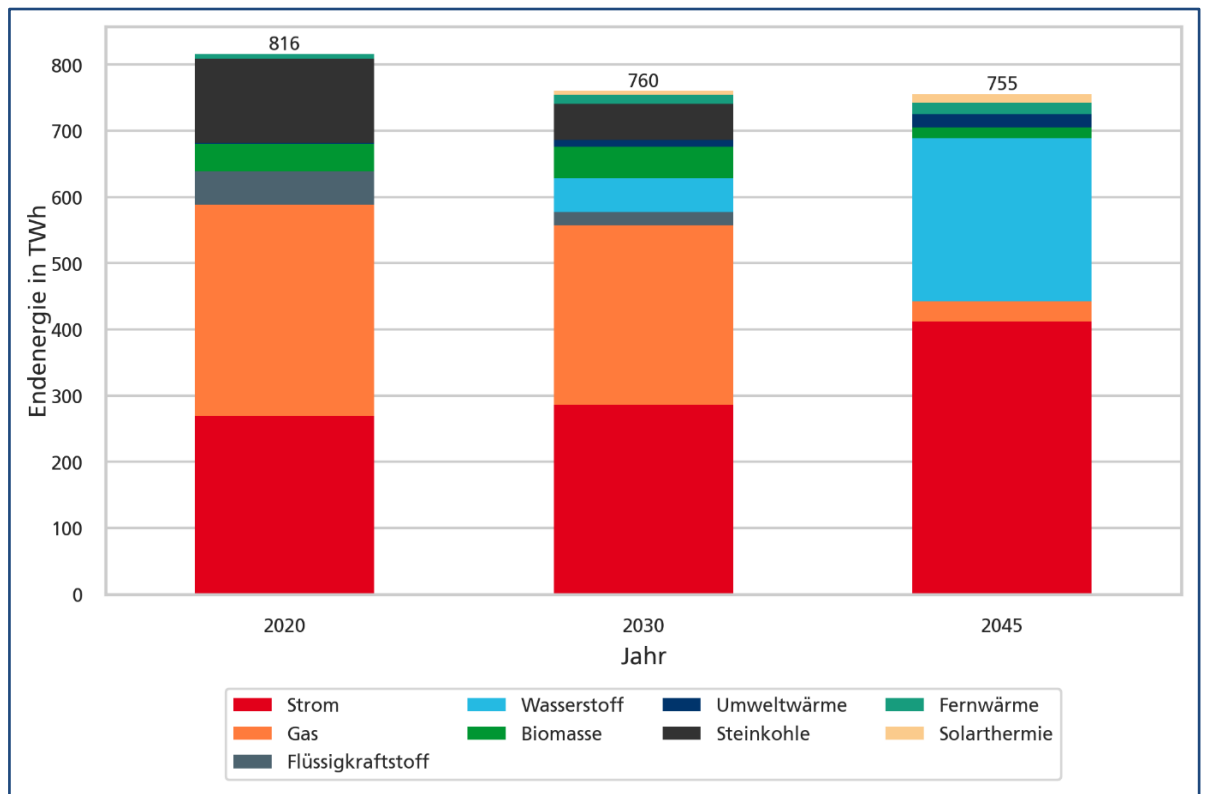
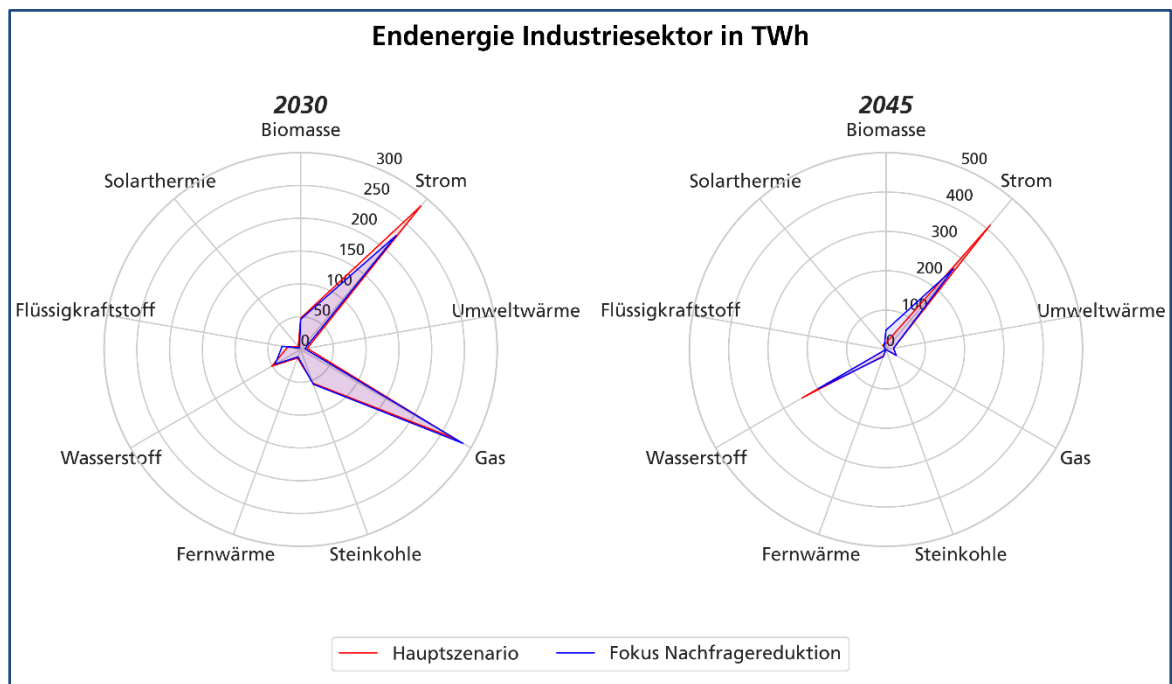


Abbildung 27: Endenergieverbrauch des Industriesektors für die Jahre 2020, 2030 und 2045 im Hauptszenario in TWh

Abbildung 28 macht deutlich, dass im Industriesektor bis zum Jahr 2045 durch eine Reduktion der Nachfrage bis zu 140 TWh Strom sowie 50 TWh Wasserstoff eingespart werden können. Bereits im Jahr 2030 kann der Stromverbrauch im Industriesektor um 60 TWh reduziert werden, was ein Erreichen der Zwischenziele für dieses Jahr deutlich erleichtert. Beim Wasserstoff werden die Auswirkungen der reduzierten Energienachfrage erst ab dem Jahr 2030 relevant, da Wasserstoff erst ab diesem Zeitpunkt in größerem Umfang verfügbar wird.



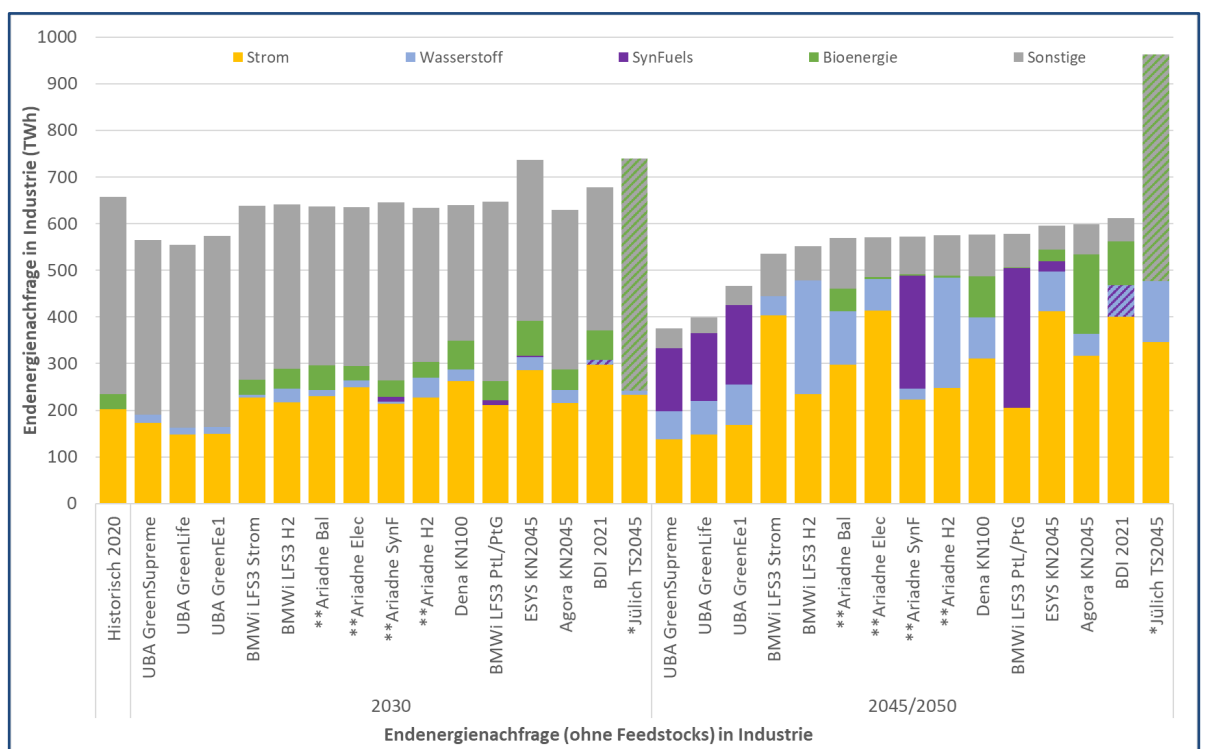
**Abbildung 28: Endenergie im Industriesektor – Unterschied zwischen *Fokus Nachfragereduktion* und Hauptszenario in TWh**

Zusätzlich wird deutlich, dass ab dem Jahr 2030 der zusätzliche Einsatz von Biomasse im Industriesektor auf 30 TWh im Jahr 2045 steigt. Der Grund ist, dass durch eine allgemeine Verbrauchsreduktion im *Fokus Nachfragereduktion* eine geringere Menge Biomasse für die Umwandlung in andere Energieträger, vor allem flüssige Kraftstoffe für den Verkehrssektor, eingesetzt werden muss. Somit kann Biomasse im Industriesektor zur direkten Prozesswärmebereitstellung eingesetzt werden.

### 3.2.12 Vergleich zu den anderen Szenarien – Sektoranalyse Industrie

Wie in Abbildung 29 dargestellt, geht in den meisten Szenarien der Energiebedarf in der Industrie zwischen 2030 und 2045 zurück. Eine Ausnahme stellt das Szenario *Jülich TS2045* dar. In diesem Szenario führt die Annahme von 1,2 Prozent Wirtschaftswachstum pro Jahr zu einem Anstieg der Bruttowertschöpfung und der Güterproduktion, was im Szenario einen erhöhten Energiebedarf für die Methanolproduktion, den Prozesswärmebedarf und durch DAC-Anlagen impliziert. Maßnahmen zur Energie- und Materialeffizienz stehen in diesem Szenario nicht im Fokus und können daher den drastischen Anstieg des Energiebedarfs nicht ausgleichen. Die Industrienachfrage im Hauptszenario *ESYS KN2045* liegt im Jahr 2030 auf einem ähnlichen Niveau wie die Nachfrage im Szenario *Jülich TS2045*, geht dann aber zurück auf einen ähnlichen Wert wie in den anderen Szenarien. Das Szenario zeichnet sich durch einen hohen Strombedarf aus – unter anderem, da im Bereich der Hochtemperaturprozesswärme verstärkt Elektrodenkessel eingesetzt werden.

Durch den vollständigen Verzicht auf fossile Energieträger und Rohstoffe bis zum Zieljahr 2045/50 steigt der Bedarf an Strom, Wasserstoff und erneuerbaren Feedstocks kontinuierlich. Synthetische Brenn- und Kraftstoffe spielen in der Industrie eine begrenzte Rolle. In 2030 entfallen je nach Szenario 27 bis 44 Prozent des Endenergiebedarfs auf Strom, 0 bis 7 Prozent auf Wasserstoff, 0 bis 2 Prozent auf synthetische Brenn- und Kraftstoffe und 5 bis 10 Prozent auf Biomasse. Die *UBA 2019*-Szenarien, die keine Biomasse vorsehen, bilden hier eine Ausnahme. Im Zieljahr 2045/50 entfallen 35 bis 75 Prozent auf Strom, 7 bis 20 Prozent auf Wasserstoff (außer *BMW i LFS3 PtL/PtG* bei 0 Prozent, *BMW i LFS H2* bei 44 Prozent, *Ariadne H2* bei 41 Prozent), 0 bis 37 Prozent auf synthetische Brenn- und Kraftstoffe (außer *BMW i LFS3 PtL/PtG* 52 Prozent, *Ariadne SynF* 42 Prozent) und 0 bis 29 Prozent auf Bioenergie. Eine vertiefte Analyse zu Industrieprozessen ist in Kapitel 4 dargestellt.



**Abbildung 29: Metaanalyse – Endenergiebedarf in der Industrie (ohne Feedstocks) in 2030 und 2045/2050.** 2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien; „Sonstige“ umfasst bis 2030 vor allem fossile Energieträger, im Zieljahr 2045/50 hauptsächlich Wärme, sowohl als Fernwärme als auch als Umweltwärme für die Nutzung in Wärmepumpen. \*Jülich TS2045: „Sonstige“ beinhaltet Bioenergie, synthetische Brenn- und Kraftstoffe, sonstige EE, Fern- und Umgebungswärme und sonstige Energieträger. \*\*Ariadne-Szenarien: beziehen sich auf das Hybridmodell. Quelle: Studienauswertung ESYS, historische Daten: AGEb.

### 3.2.13 Import von Energieträgern

In Abbildung 30 ist die Entwicklung von importierten Energieträgern für das Hauptszenario in den Jahren 2020, 2030 und 2045 dargestellt. Mit 960 TWh Erdöl, 900 TWh Erdgas und 260 TWh Steinkohle werden im Jahr 2020 insgesamt 2.126 TWh fossile Energieträger importiert. Bereits im Jahr 2030 reduziert sich diese Menge durch die zunehmende Elektrifizierung des Energiesystems auf 1.500 TWh und damit um 600 TWh. Insbesondere geht der Import von Steinkohle durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung um etwa 200 TWh zurück. Der Import von Erdöl sinkt durch den zunehmenden Einsatz von Strom im Verkehrssektor um 300 TWh. Auch der Import von Erdgas geht bis zum Jahr 2030 um 120 TWh zurück. Hier ergibt sich jedoch nur ein vergleichsweise geringer Rückgang, da zunächst das weniger CO<sub>2</sub>-intensive Erdgas dazu eingesetzt wird, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) oder hochflexible Gaskraftwerke zu ergänzen. Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen in Bezug auf die Erdgaspreise und -versorgungssicherheit ist dies kritisch zu betrachten (siehe hierzu Abschnitt 3.2.3).

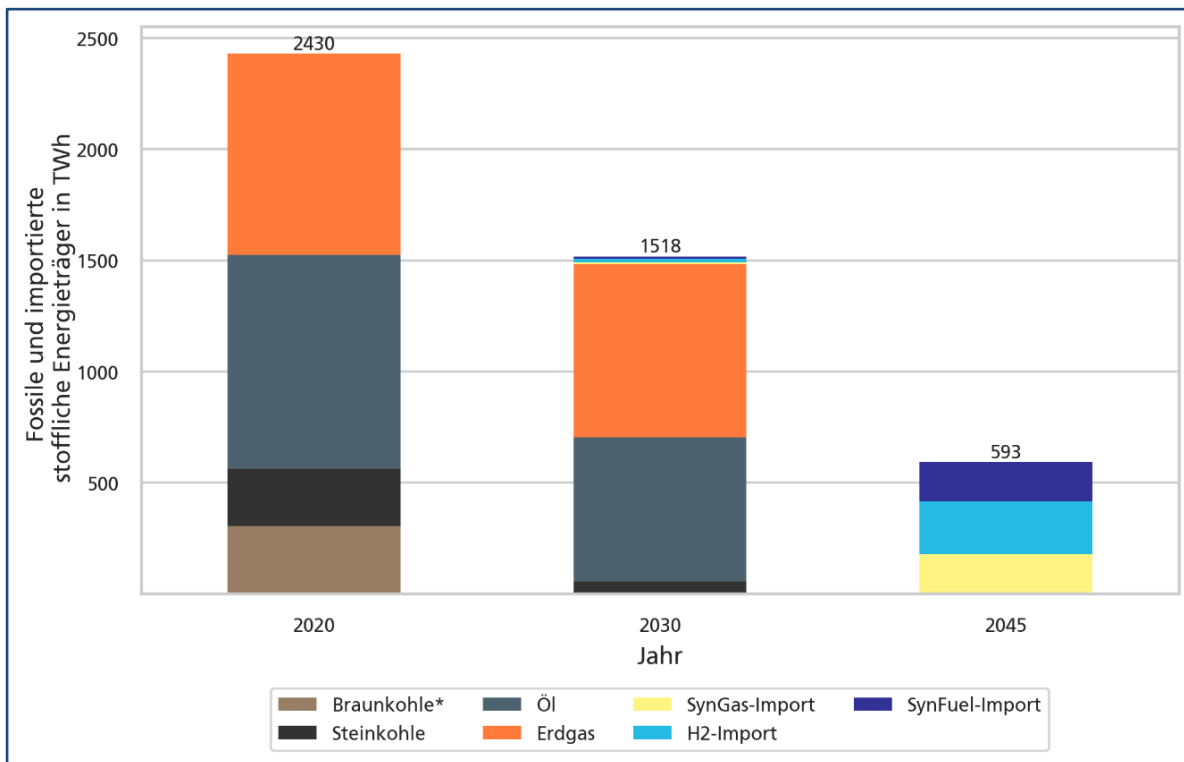


Abbildung 30: Fossile Energieträger und importierte stoffliche Energieträger im Hauptszenario in den Jahren 2020, 2030 und 2045 in TWh. \* fast ausschließlich aus heimischer Produktion.

Im Zeitraum von 2030 bis 2045 verändert sich der Import grundlegend: Die gesamte Importmenge geht auf 593 TWh zurück, und es werden ausschließlich synthetisch hergestellte, CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger importiert. Es wird deutlich, dass bei zunehmendem Ausbau erneuerbarer Energie die auch im Jahr 2045 noch benötigten stofflichen Energieträger zu großen Teilen heimisch erzeugt werden können. Dies reduziert die Abhängigkeit der Energieversorgung von Importen erheblich.

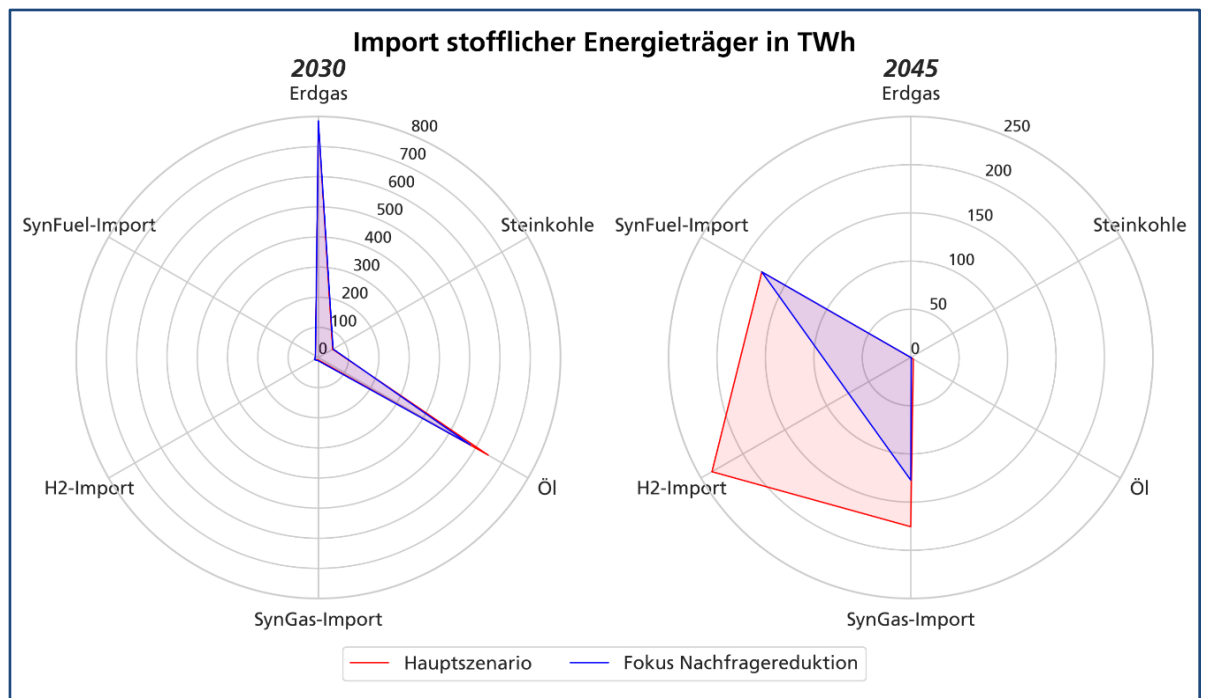


Abbildung 31: Import von stofflichen Energieträgern – Unterschied zwischen *Fokus Nachfragereduktion* und Hauptszenario in TWh

In Abbildung 31 wird deutlich, dass durch eine Verbrauchsreduktion im *Fokus Nachfragereduktion* der Bedarf an Importen und damit die Abhängigkeit vom Ausland erheblich reduziert werden kann gegenüber dem Hauptszenario. Während Erdgas- und Steinkohleimporte in beiden Szenarien auf einem ähnlichen Niveau verbleiben, werden bis zum Jahr 2030 vor allem Erdölimporte noch stärker reduziert als im Hauptszenario. Im Jahr 2045 werden in beiden Szenarien keine fossilen Energieträger mehr importiert, und auch der Import von synthetischen flüssigen Kraftstoffen ist auf einem ähnlichen Niveau, da im *Fokus Nachfragereduktion* zwar einerseits mehr flüssige Kraftstoffe für Lkw benötigt werden, dafür aber Kraftstoffe in der internationalen Luft- und Schifffahrt eingespart werden.

Ab dem Jahr 2030 ergeben sich die größten Einsparungen durch eine Verbrauchsreduktion im Import bei Wasserstoff mit 160 TWh sowie bei synthetischem Gas mit 50 TWh. Dies verdeutlicht, dass in der Kostenoptimierung die heimische Herstellung von synthetischem Wasserstoff und Methan bevorzugt wird und Importe vor allem dazu verwendet werden, die heimische Produktion zu ergänzen, wenn das begrenzte Potenzial erneuerbarer Energien keine weitere Produktion ermöglicht.

### 3.2.14 Vergleich zu den anderen Szenarien – heimische Erzeugung und Importe von Wasserstoff und synthetischen Brenn- und Kraftstoffen

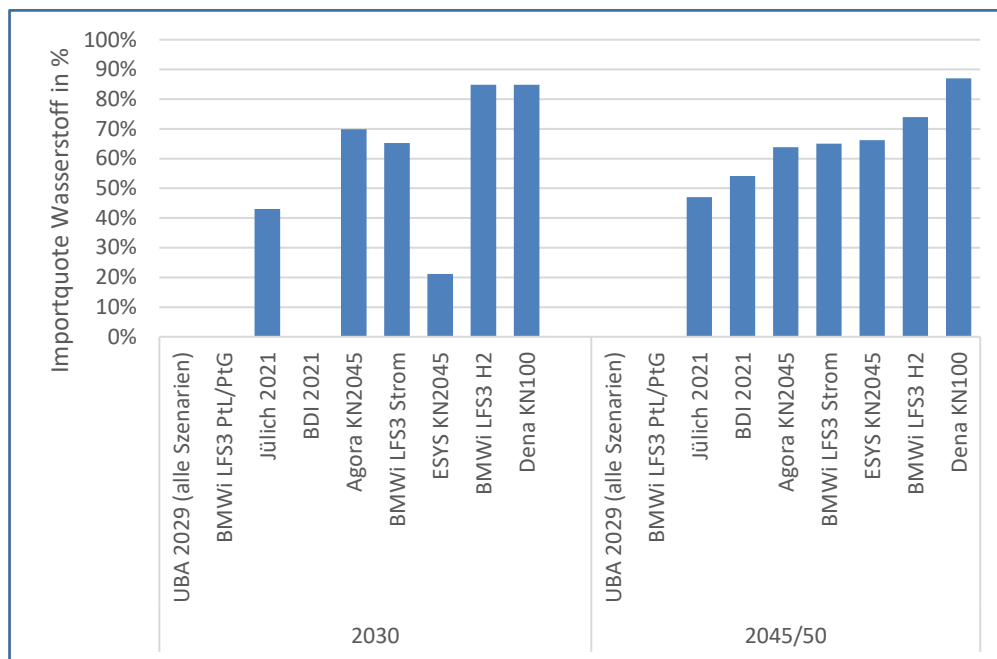


Abbildung 32: Metaanalyse – Importquoten Wasserstoff in den Jahren 2030 und 2045/2050. 2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien. Quelle: Studienauswertung ESYS.

Abbildung 32 zeigt die Importquoten für Wasserstoff im Jahr 2030 sowie im jeweiligen Zieljahr für Klimaneutralität 2045 beziehungsweise 2050. Für das Jahr 2030 ist eine starke Streuung der Ergebnisse zu erkennen. Die Importquote variiert zwischen 0 Prozent (*BDI 2021*, *BMW LFS32 PtG/PtL*) und 85 Prozent (*dena 2021*).

Im Szenario *BMW LFS3 PtL/PtG* bildet sich den Szenarioannahmen zufolge kein europäisches Wasserstoffnetz heraus, daher wird Wasserstoff nicht importiert (Importe von außerhalb Europas wären möglich, sind aber zu teuer). In allen *UBA 2019*-Szenarien wird angenommen, dass Wasserstoff nur aus heimischer Produktion stammt. Durch zusätzliche Annahmen wie den Ausschluss von Brennstoffzellenfahrzeugen im Verkehrssektor und die Fokussierung auf synthetische Brenn- und Kraftstoffe als Feedstocks im Chemiesektor ist der Wasserstoffbedarf in diesen Szenarien aber auch tendenziell geringer als in anderen Szenarien (siehe Abschnitt 3.2.6). Die *Ariadne 2021*-Szenarien variieren entsprechend ihrem Szenariodesign den Fokus auf Importe („*Imp*“) oder auf heimische Produktion („*Dom*“), machen allerdings keine Angaben zu den Zahlenwerten der Importquote.

In Bezug auf die heimische Wasserstoffproduktion erreichen alle Szenarien mindestens das Ziel der Nationalen Wasserstoffstrategie von 5 GW Elektrolysekapazität bis 2030 (siehe Abbildung 33). Das Ziel aus dem Koalitionsvertrag von 10 GW bis 2030 erreichen das *Agora KN2045*-Szenario sowie das *Ariadne H2\_Dom*-Szenario mit Fokus auf heimischer Wasserstoffproduktion. Noch deutlich über das 10-GW-Ziel hinaus gehen die Studie *Jülich 2021* mit rund 21 GW und das *ESYS KN2045*-Szenario mit rund 29 GW. Im *REMod*-Modell, wo besonders die starke Verzahnung der Sektoren abgebildet wird, führen hohe installierte Leistungen von erneuerbaren Energien zu hohen Peakleistungen und viel Überschussstrom. Dieser Überschussstrom kann genutzt

werden, um kostengünstig Wasserstoff zu produzieren, weshalb im *ESYS KN2045*-Szenario die heimische Produktion von Wasserstoff gegenüber Importen bevorzugt wird. Im Jahr 2045 liegt die Bandbreite der Wasserstoffimportquoten zwischen 47 Prozent (*Jülich TS2045*) und 87 Prozent (*dena 2021*).

Die Bandbreite der Elektrolysekapazitäten im Jahr 2045 in den Szenarien ist enorm groß. Sie liegt zwischen 11 GW (*Ariadne\_Bal*) und 147 GW (*Ariadne H2\_Dom*). Gründe für die hohe Bandbreite liegen in großen Unterschieden im Gesamt-Wasserstoffbedarf und in den unterschiedlichen Importquoten. So ist zu erkennen, dass die Studie *dena 2021* mit der höchsten Importquote bei den heimischen Elektrolysekapazitäten eher im unteren Bereich liegt (24 GW). Die Studie von *Jülich 2021* mit der niedrigsten Importquote liegt bei den Elektrolysekapazitäten deutlich im oberen Bereich (101 GW). Zu beachten ist jedoch, dass die Elektrolyseure in einigen Studien neben der Wasserstoffproduktion auch Flexibilitätsfunktionen für das Stromsystem erfüllen. Dies kann sich ebenfalls auf die berechneten Kapazitäten auswirken.

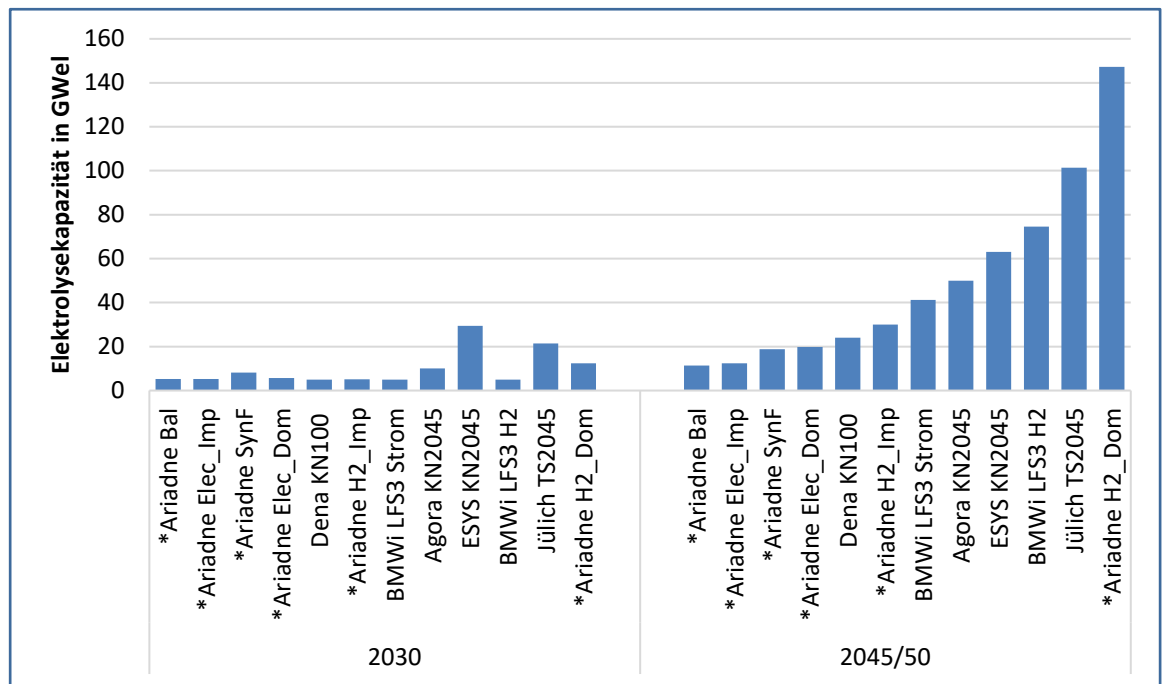


Abbildung 33: Metaanalyse – Elektrolysekapazität in Deutschland in den Jahren 2030 und 2045/2050

2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien. \*Ariadne-Szenarien: beziehen sich auf das Hybridmodell. Quelle: Studienauswertung ESYS.

Bezüglich der Importe von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen zeichnet sich in Abbildung 34 ein anderes Bild, indem die Studien sehr eng beieinanderliegen. *BMWi LFS3 2021*, *Agora 2021* und *dena 2021* gehen jeweils von 100 Prozent Importen in diesem Bereich aus. *BDI 2021* gibt Importquoten zwischen 95 Prozent (2030) und 97 Prozent (2045) an. In den *UBA*-Szenarien werden im Jahr 2030 synthetische Brenn- und Kraftstoffe zu 100 Prozent importiert. Später bildet sich an günstigen Standorten eine kleine heimische Produktion, und die Quote sinkt auf 79 Prozent (*UBA GreenSupreme*) bis 89 Prozent (*UBA GreenEe1*). Zumeist wird angegeben, dass die Importe aus Regionen außerhalb Europas stammen.

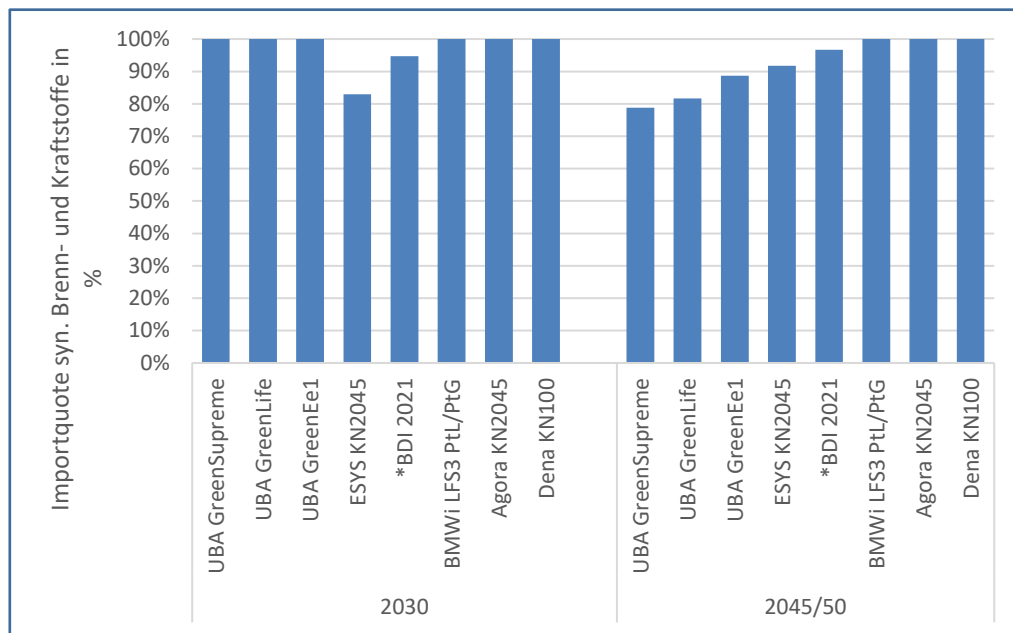


Abbildung 34: Metaanalyse – Importquoten Power-to-Gas und Power-to-Liquid in den Jahren 2030 und 2045/2050. 2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045e-Daten bei allen anderen Szenarien. Quelle: *Studienauswertung ESYS*

### 3.2.15 Technologieausbau in den Szenarien

Neben dem Fokus auf einer reduzierten Nachfrage, deren Auswirkungen im vorherigen Kapitel untersucht wurden, soll nun der Fokus auf einer Entwicklung liegen, in der im Vergleich zum Hauptszenario der Technologieausbau beschleunigt stattfindet. Dadurch entstehen im Modell zusätzliche Freiheitsgrade, denn im Hauptszenario wird bei vielen Technologien der vorgegebene maximale jährliche Zubau ausgenutzt. Die zusätzlichen Freiheitsgrade durch höhere mögliche jährliche Zubauraten im Szenario *Fokus Technologieausbau* ermöglichen es, zu untersuchen, wie stark strombasierte und stofflich basierte Technologien genutzt werden, wenn das Modell die gesamtsystemisch kostengünstigsten Optionen wählen kann. Dies wird ebenfalls in den Kontext zu den Fokusuntersuchungen zur Nachfragereduktion gesetzt, wobei die vier definierten Betrachtungen *Referenz*, *Fokus Nachfragereduktion*, *Fokus Technologiehochlauf* sowie die Kombination aus letzteren betrachtet werden.

Hierbei wurde zunächst, wie in Kapitel 3.1 beschrieben, der maximal mögliche Zubau für Windenergie und Photovoltaik erhöht, nicht jedoch der Mindestzubau. Wie viel letztendlich installiert wird, ist damit Ergebnis der Kostenoptimierung. In Abbildung 36 wird deutlich, dass sowohl in einem Szenario, in dem die Nachfrage nur leicht sinkt (Hauptszenario), als auch in einem mit einer starken Senkung der Nachfrage (*Fokus Nachfragereduktion*) mehr Photovoltaik installiert wird, wenn die Obergrenze hierzu angehoben wird. So werden im *Fokus Technologieausbau* mit 385 GW bis zu 85 GW mehr Photovoltaik im Jahr 2045 installiert als im ansonsten identisch parametrisierten Hauptszenario. Bei gleichzeitig stark reduzierter Nachfrage und erhöhtem Zubaupotenzial werden wie im *Fokus Nachfragereduktion und Technologieausbau* mit 239 GW Photovoltaik etwa 25 GW mehr als im vergleichbaren *Fokus Nachfragereduktion* installiert.



Weiterhin ist die Entwicklung nach Erreichen der Klimaneutralität im Jahr 2045 bis zum Jahr 2050 dargestellt. Es wird deutlich, dass auch nach dem Erreichen der Klimaziele die Transformation des Energiesystems in allen Szenarien weiter voranschreitet und Photovoltaik weiter zugebaut wird. Es zeigt sich vor allem im *Fokus Technologieausbau* ein weiterer starker Zubau der Photovoltaik auf insgesamt 444 GW im Jahr 2050. Auch im Hauptszenario sowie im *Fokus Nachfragereduktion und Technologieausbau* wird die Photovoltaik nach 2045 mit zusätzlich 40 GW beziehungsweise 35 GW weiter ausgebaut. Lediglich im *Fokus Nachfragereduktion* stellt sich mit einem leichten Ausbau von 16 GW ein sinkender Ausbau bis zum Jahr 2050 ein.

Über alle Szenarien hinweg ergibt sich so eine Bandbreite im Ausbau der Photovoltaik von 133 bis 175 GW im Jahr 2030 und 216 bis 385 GW im Jahr 2045. Dies unterstreicht, dass die ausgebaute installierte Leistung von Photovoltaik durch eine Reduktion der Nachfrage stark reduziert werden kann, im Falle einer weniger starken Reduktion der Nachfrage aber ein zusätzlicher Ausbau aus Gesamtsystemperspektive Kostenvorteile mit sich bringt.

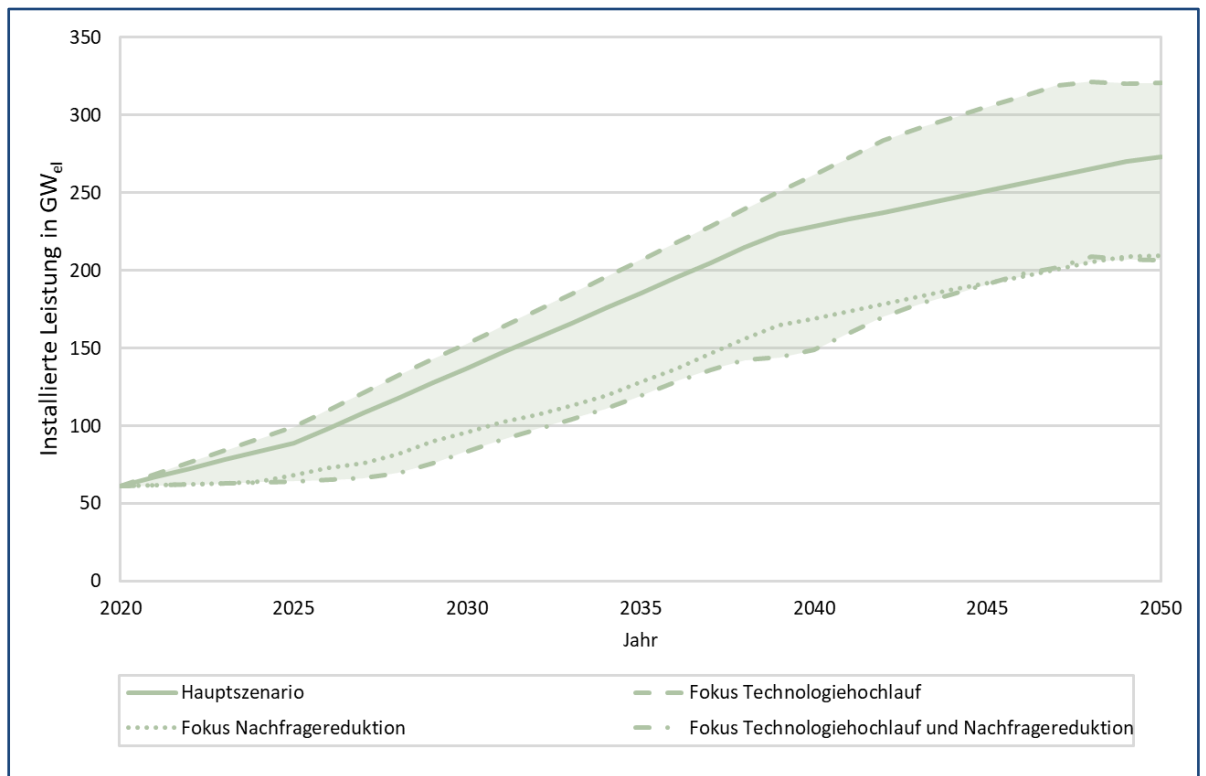


Abbildung 35: Installierte Leistung von Windenergie für die vier untersuchten Szenarien von 2020 bis 2050 in GW

Die zugebaute installierte Leistung der Windenergie, dargestellt in Abbildung 35, bewegt sich im Jahr 2030 zwischen 83 GW im *Fokus Nachfragereduktion und Technologieausbau* und 153 GW im *Fokus Technologieausbau*. Im Jahr 2045 ist sowohl im *Fokus Nachfragereduktion und Technologieausbau* als auch im *Fokus Nachfragereduktion* mit 191 GW die gleiche Leistung installiert, wobei *Fokus Technologieausbau* mit 305 GW die obere Grenze darstellt. Anders als bei der Photovoltaik wird die Windenergie nur im *Fokus Technologieausbau* mit zusätzlichen 55 GW im Jahr mehr zugebaut als im äquivalenten Hauptszenario. Im *Fokus Nachfragereduktion und Technologieausbau* befindet sich die Windenergieleistung im Jahr 2045 auf dem gleichen

Niveau wie im *Fokus Nachfragereduktion* und wird auf dem Pfad dorthin etwas später zugebaut. Aus kostenoptimaler Sicht ist ein vermehrter Zubau der Windenergie daher vor allem sinnvoll, wenn die Nachfrage nicht stark reduziert werden kann. Wird die Nachfrage jedoch extrem reduziert, ergeben sich mehr Freiheiten im Zubau der Technologien, und Photovoltaik wird leicht bevorzugt installiert.

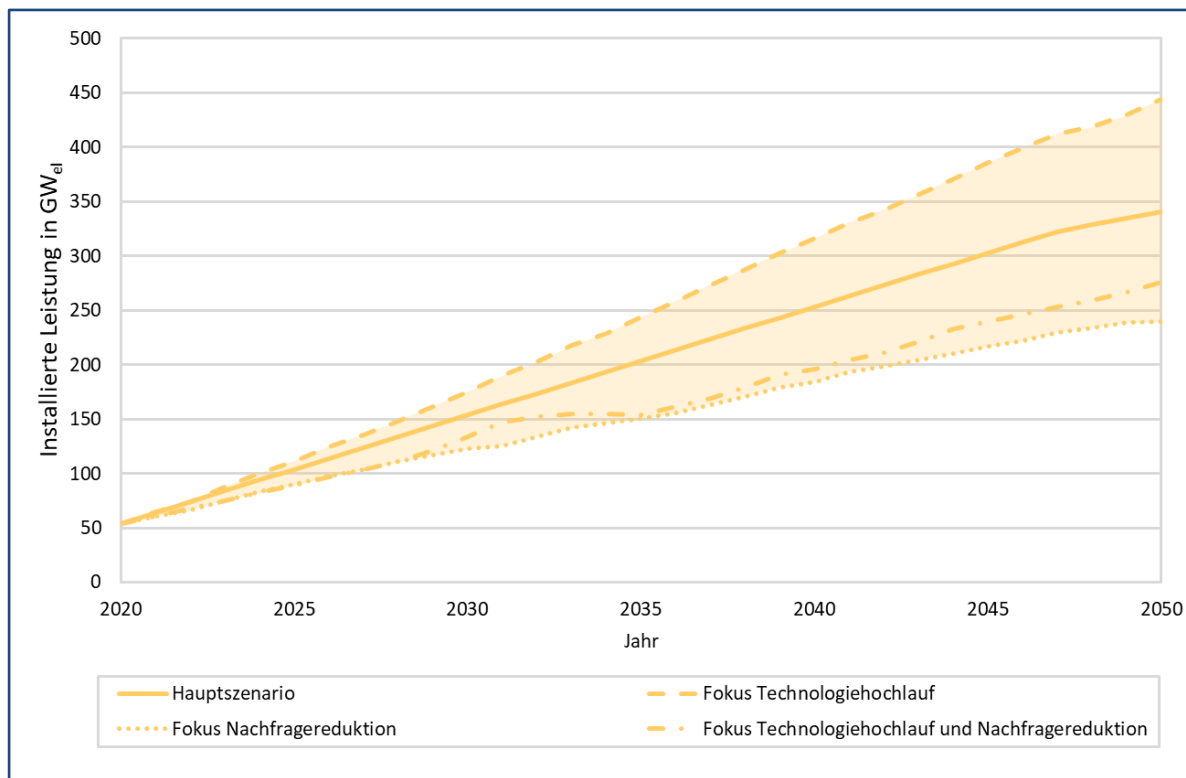
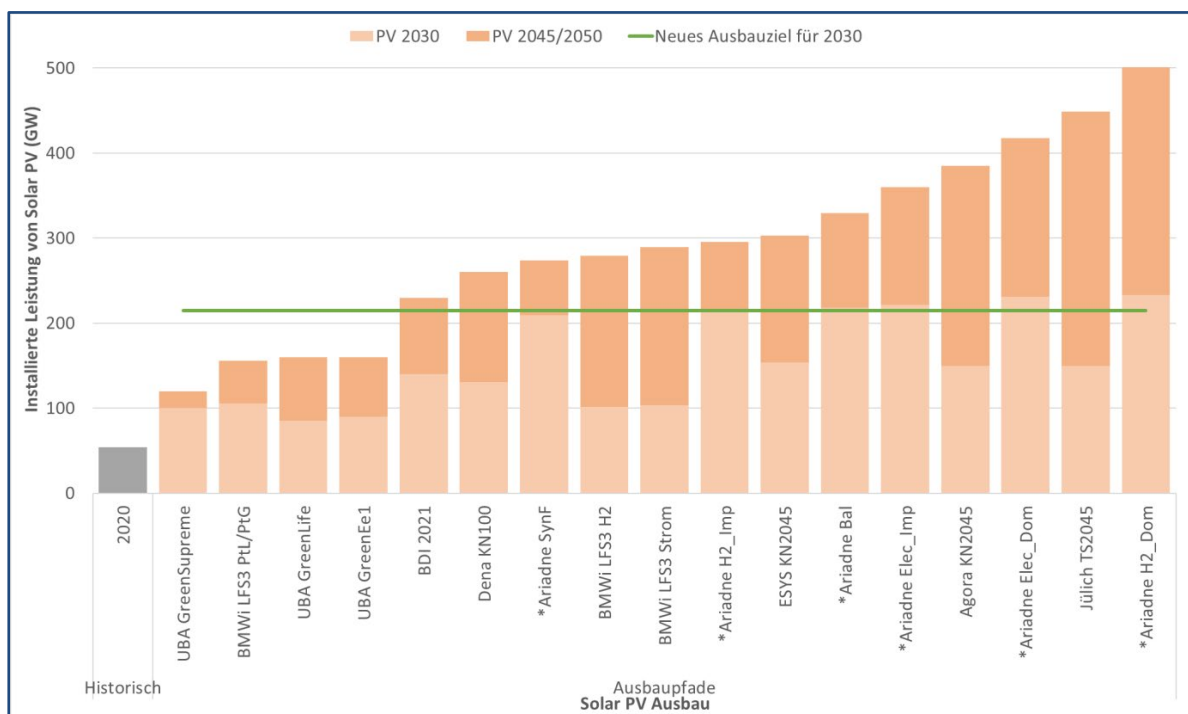


Abbildung 36: Installierte Leistung an Photovoltaik für die vier untersuchten Szenarien von 2020 bis 2050 in GW

In der Entwicklung von 2045 bis 2050 zeigen alle Szenarien einen weiteren Ausbau der Windenergie. Lediglich im Szenario *Fokus Technologieausbau*, das die obere Grenze der installierten Leistung aufweist, stellt sich ab dem Jahr 2047 ein Plateau bei etwa 320 GW ein, während, wie in Abbildung 36 ersichtlich, im gleichen Zeitraum die Photovoltaik weiter ausgebaut wird. Ist das Energiesystem also einmal transformiert, wird ab einer Leistung von 320 GW Windenergie und 420 GW Photovoltaik im Jahr 2047 lediglich Letztere aus kostenoptimaler Sicht weiter zugebaut.

### 3.2.16 Vergleich zu anderen Szenarien – EE-Ausbau

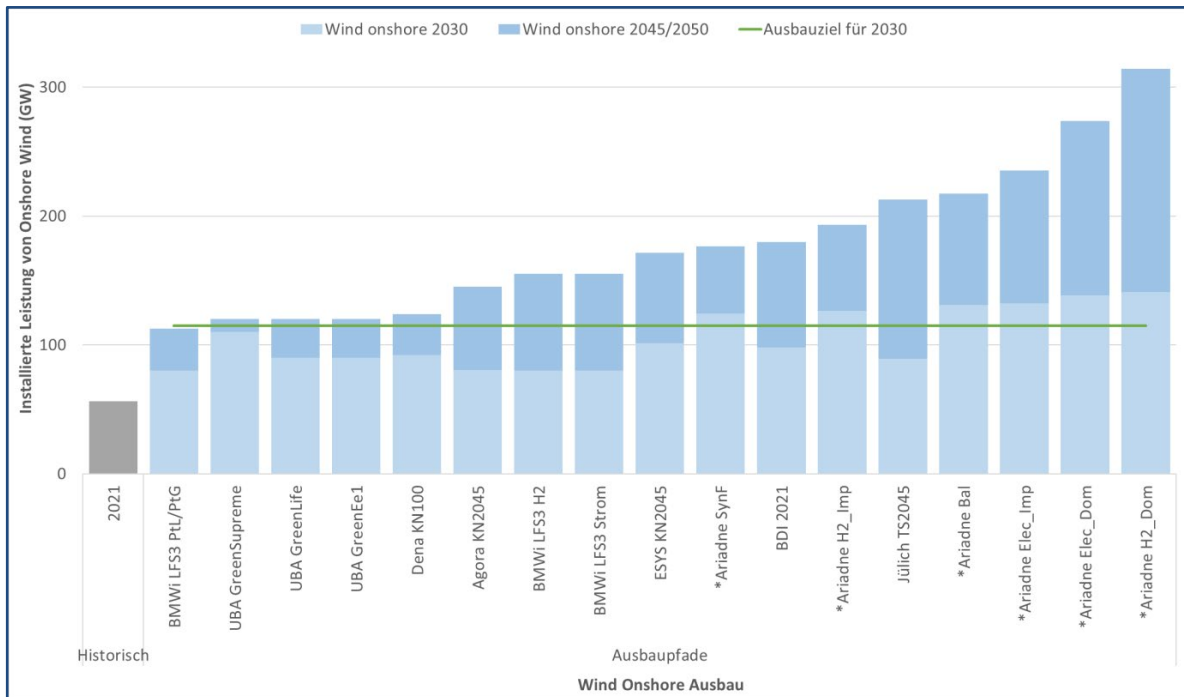
Wie auch in den *ESYS*-Szenarien zeigen sich über alle anderen Szenarien hinweg sehr hohe Ausbauraten und 2045/2050 auch sehr hohe installierte Leistungen bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien. Im Jahr 2021 waren in Deutschland Anlagen mit einer installierten Leistung von 56,1 GW Wind an Land, 7,7 GW Wind auf See und 58,7 GW PV in Betrieb. Für das Jahr 2030 sieht das EEG 2023 (beziehungsweise das Wind-auf-See-Gesetz 2023) einen Ausbau auf 115 GW bei Wind an Land, 30 GW bei Wind auf See und 215 GW bei PV vor.



**Abbildung 37: Metaanalyse – PV-Ausbau in 2030 und 2045/2050. 2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien. \*Ariadne-Szenarien: beziehen sich auf das Hybridmodell. Quelle: Studienauswertung ESYS, historische Daten: AGEb.**

In den hauptsächlich vor der Veröffentlichung des Koalitionsvertrags berechneten Szenarien bleibt der Ausbau der PV außer in den *Ariadne*-Szenarien teils sehr deutlich unter den Zielen des Koalitionsvertrags beziehungsweise EEG 2023 (vgl. Abbildung 37). Bei Wind an Land werden die Ausbauziele ebenfalls nur in den *Ariadne*-Szenarien erreicht, die Differenz zwischen dem optimierten Ausbaupfad und dem EEG-Zielwert ist hier allerdings deutlich geringer (vgl. Abbildung 38). Bei Wind auf See wird nur im *ESYS*-Szenario eine installierte Leistung von mehr als 30 GW erreicht<sup>275</sup>, in vielen anderen Szenarien liegt der Ausbau bei 20 GW (vgl. Abbildung 39). Dies entspricht dem vorherigen Ausbauziel für 2030, das in den Modellen als Randbedingung vorgegeben wurde.

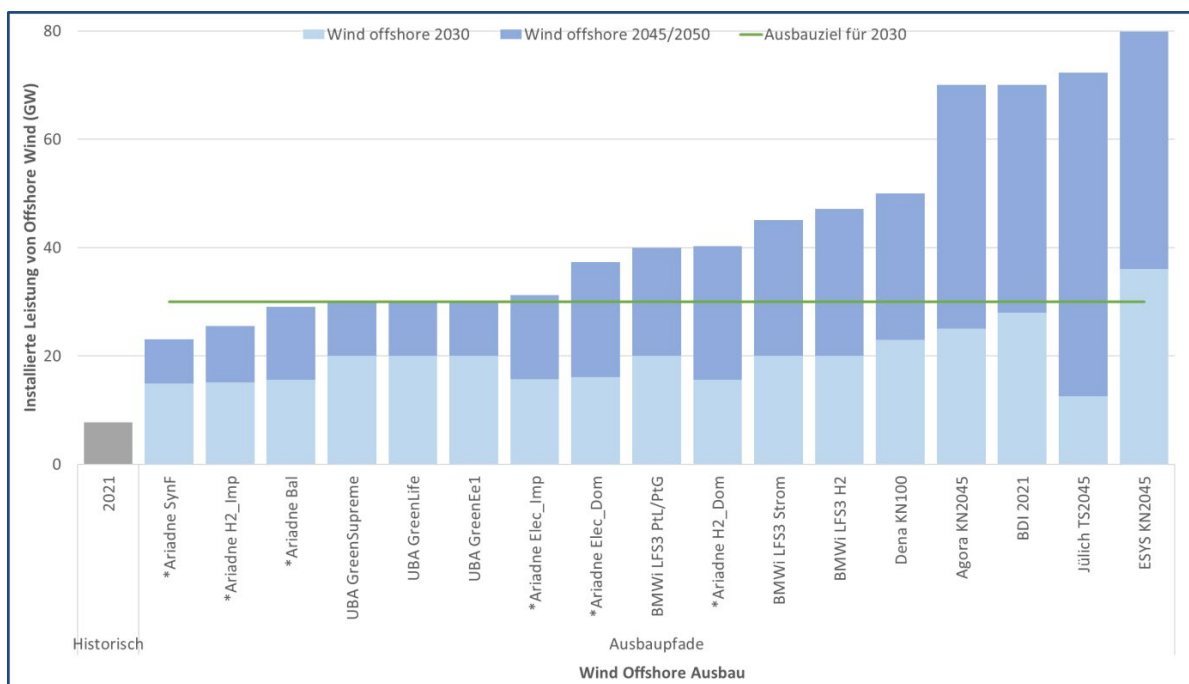
<sup>275</sup> Dies liegt vermutlich an einer relativ hohen Zahl von Volllaststunden (und damit reduzierten Kosten), die im Modell *REMod* für Offshore-Wind hinterlegt sind.



**Abbildung 38: Metaanalyse – Onshore-Windausbau in 2030 und 2045/2050. 2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien. \*Ariadne-Szenarien: beziehen sich auf das Hybridmodell. Quelle: Studienauswertung ESYS, historische Daten: AGEB.**

Nach 2030 erfolgt in den meisten Szenarien ein weiterer deutlicher Ausbau der erneuerbaren Energien. Aufgrund der dort getroffenen Annahmen zur Nachfragereduktion liegt der Ausbau in den UBA-Szenarien dabei bei Wind an Land und PV am unteren Ende. Bei PV liegt die installierte Leistung in diesen Szenarien auch in 2050 unter dem aktuellen Ausbauziel von 215 GW für 2030. Auch im Szenario *BMWi LFS3 PtL/PtG* bleibt der PV-Ausbau bis 2050 unter 200 GW, da hier erhebliche Anteile des Energiebedarfs in Form von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen importiert werden. Auch bei Wind an Land wird der aktuell für 2030 angestrebte Ausbau bis 2050 nicht erreicht. Bei Wind auf See erfolgt in einigen *Ariadne*-Szenarien ein geringerer Zubau. In einigen Szenarien (von *UBA 2019* und *Ariadne 2021*) wird bei Wind auf See in 2050 das aktuelle Ausbauziel für 2030 nicht erreicht.

Obwohl die Szenarien beim Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren hohe Spannbreiten aufweisen, sind zum einen die maximal erreichten Ausbauzahlen von etwa 500 GW bei PV, 314 GW bei Wind an Land und 80 GW bei Wind auf See extrem hoch. Auch für die geringeren Werte gilt jedoch, dass bei allen Technologien dauerhaft ein deutlich schnellerer Ausbau erfolgen muss als in den letzten Jahren.



**Abbildung 39: Metaanalyse – Offshore-Windausbau in 2030 und 2045/2050.** 2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien. \*Ariadne-Szenarien: beziehen sich auf das Hybridmodell. Quelle: Studienauswertung ESYS, historische Daten: AGEb.

### 3.2.17 Sanierungsraten

Die Sanierung, in Abbildung 40 für die untersuchten Szenarien dargestellt, wird stark durch die vorgegebenen Rahmenbedingungen beeinflusst. Im Hauptszenario ist für die Sanierungsrate ein Korridor von 1 bis 2 Prozent, im *Fokus Technologieausbau* von 2 bis 5 Prozent vorgegeben. So sind die Sanierungsraten in den Szenarien mit beschleunigtem Technologiehochlauf über den gesamten Zeitraum auf einem höheren Niveau. Folglich wurden im *Fokus Technologieausbau* bereits im Jahr 2043 und im *Fokus Nachfragereduktion und Technologieausbau* im Jahr 2045 100 Prozent der Gebäude energetisch saniert. Bei einem leicht gesteigerten Anstieg der Sanierung, wie im Hauptszenario, werden maximal 90 Prozent der Gebäude im Jahr 2050 saniert. Wird in diesem Szenario die Nachfrage stark reduziert, gibt es mehr Spielraum im System, und der Anteil sanierter Gebäude liegt bei 80 Prozent im Jahr 2050.

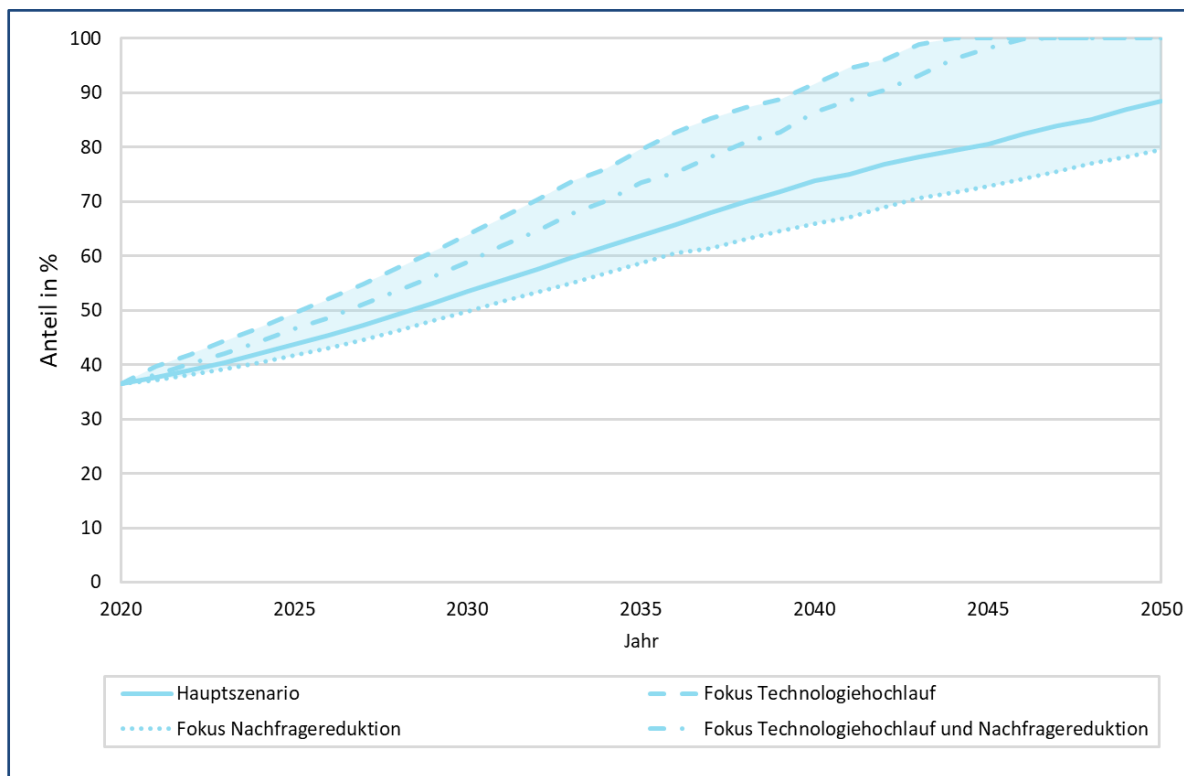


Abbildung 40: Anteil sanierter Gebäude in den vier untersuchten Szenarien von 2020 bis 2050 in GW

In Abbildung 41 ist die Anzahl der Heizsysteme für alle Szenarien von 2020 bis 2050 dargestellt, aufgeteilt in elektrisch basierte und stofflich basierte Technologien. Es wird deutlich, dass zum heutigen Stand lediglich eine geringe Anzahl von Heizungen elektrisch betrieben wird, während mit etwa 23 Millionen Anschlüssen ein Großteil auf stoffliche Energieträger angewiesen ist. Allen Szenarien ist gemein, dass bis zum Jahr 2050 stofflich betriebene Heizungstechnologien auf 2,4 bis 2,9 Millionen Anschlüsse zurückgehen und elektrisch betriebene auf etwa 12 bis 15 Millionen Anschlüsse ansteigen. Es zeigt sich somit, dass die Anzahl an stofflich betriebenen Technologien, die nach der Transformation im Jahr 2050 noch im System bleibt, weder aufgrund eines stärkeren Technologiehochlaufs noch aufgrund einer extremen Nachfragereduktion stark variiert. Die Unterschiede aufgrund der unterschiedlichen Annahmen der Szenarien wirken sich somit vor allem auf den Zubau elektrisch betriebener Technologien aus, während ein Restbestand stofflich betriebener Technologien (überwiegend Gaskessel) im System verbleibt. Die Fernwärme ist in Abbildung 41 nicht mit abgebildet, da sich die Anschlüsse der Fernwärme nicht eindeutig stofflichen oder elektrischen Technologien zuordnen lassen. Im Jahr 2045 wird die Fernwärme im Modell zu etwa 65 Prozent elektrisch über Großwärmepumpen versorgt. Die restliche Fernwärme wird über KWK-Anlagen bereitgestellt, welche mit synthetischen Energieträgern betrieben werden. Die Abnahme der Gesamtzahl der Anschlüsse im Zeitverlauf in Abbildung 41 ist teilweise auf die steigende Anzahl von Fernwärmeanschlüssen zurückzuführen. In den Szenarien mit Nachfragereduktion wird zudem die Reduktion der Heizleistung durch eine sinkende Wohnfläche und eine sinkende Heiztemperatur im Modell vereinfachend durch eine sinkende Anzahl von Anschlüssen abgebildet.

Im Zeitverlauf bis zum Jahr 2045 zeigen sich starke Unterschiede zwischen den Szenarien. Das Hauptszenario weist mit knapp 6 Millionen elektrisch und 15 Millionen stofflich betriebenen Heizungsanlagen im Jahr 2030 und 16 Millionen elektrisch

betriebenen Heizungsanlagen im Jahr 2045 die zügigste Umstellung auf. Im *Fokus Technologieausbau* erfolgt mit 4,5 Millionen elektrisch betriebenen Anlagen im Jahr 2030 und 13,5 Millionen im Jahr 2045 trotz einer leicht höher angenommenen Obergrenze für Wärmepumpen die Umstellung etwas langsamer.

Wie in den nachfolgenden Grafiken dargestellt, ist dieses Verhältnis in den Sektoren Industrie und Verkehr umgekehrt: *Fokus Technologieausbau* stellt schneller auf elektrisch betriebene Technologien um als das Hauptszenario. Ein Grund liegt hier im Verkehrssektor, in dem der *Fokus Technologieausbau* eine schnelle Transformation hin zu batterieelektrischen Fahrzeugen durchführen kann, da es in den Annahmen dieses Szenarios weniger Beschränkungen gibt als im Hauptszenario. Aus systemischer Perspektive wird also eine zügige Elektrifizierung des Verkehrssektors bevorzugt. Zusätzlich findet im *Fokus Technologieausbau* eine zügigere und umfangreichere Umstellung des Industriesektors hin zu elektrisch betriebenen Technologien statt, während im Hauptszenario vermehrt auf Wasserstoff gesetzt wird. Hierdurch wird im Hauptszenario weniger Strom im Industrie- und Verkehrssektor eingesetzt, der nun für eine zügigere Umstellung des Gebäudesektors eingesetzt werden kann.

In den Szenarien mit extremer Nachfragereduktion zeigt sich ebenfalls, dass mit einem extremen Technologiehochlauf der Gebäudesektor weniger zügig elektrifiziert wird als ohne. Zusätzlich wird deutlich, dass in beiden Szenarien die Anstrengungen zur Transformation des Gebäudesektors geringer sind, wenn die Nachfrage und damit die Anzahl an Heizungstechnologien insgesamt reduziert wird.

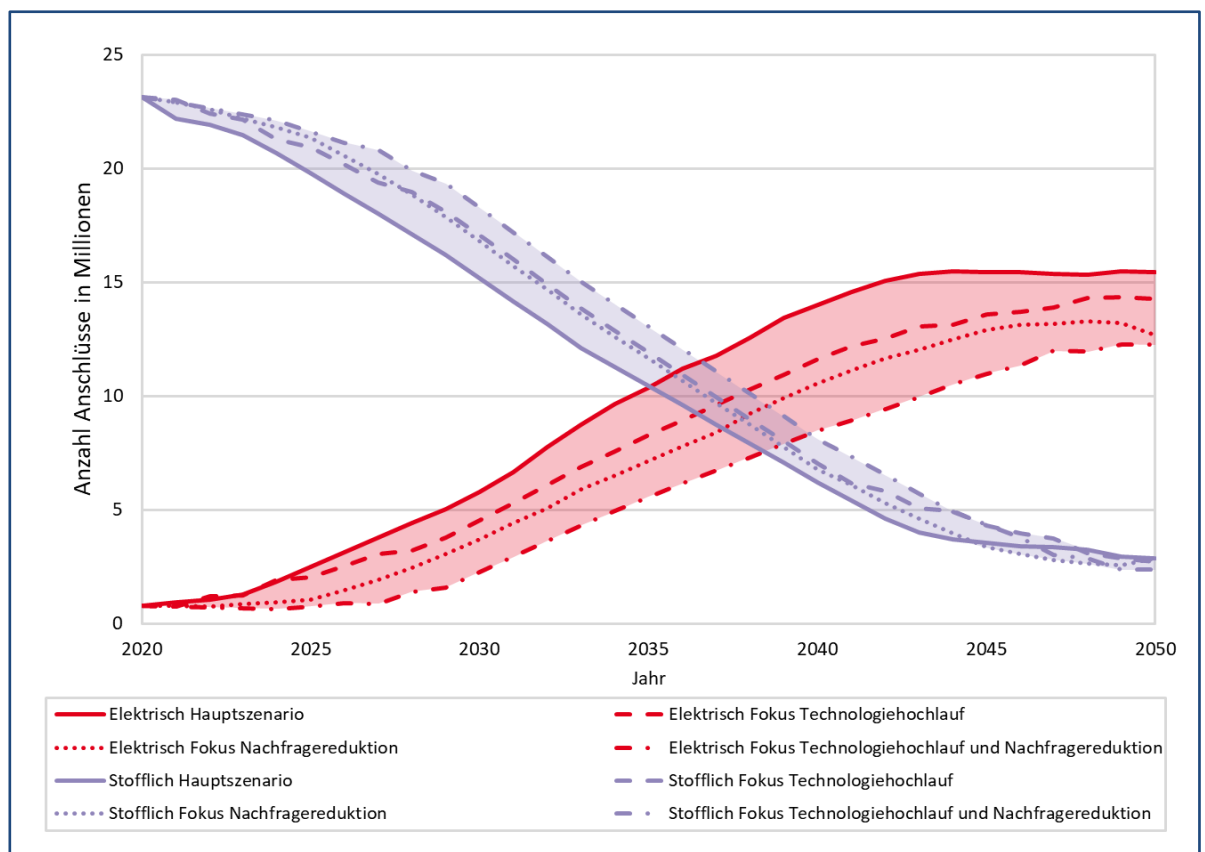


Abbildung 41: Anzahl stofflich und elektrisch betriebener Heizungstechnologien in den vier untersuchten Szenarien von 2020 bis 2050 in Millionen Anschlüsse

Im Individualverkehr, dargestellt in Abbildung 42, stellt sich in allen Szenarien ein zügiger Umstieg von stofflich auf elektrisch angetriebene Fahrzeuge ein. Ebenfalls werden die großen Unterschiede in der Anzahl der Fahrzeuge der Szenarien mit extrem reduzierter Nachfrage und mit moderat reduzierter Nachfrage deutlich. Sowohl mit als auch ohne extreme Nachfragereduktion findet die Transformation zügiger statt, wenn dies, wie in den Annahmen der Fokusuntersuchungen *Technologieausbau* und *Technologieausbau mit Nachfragereduktion*, möglich ist. Es ist also für ein zunehmend auf erneuerbaren Energien beruhendes Energiesystem vorteilhaft, den Individualverkehr möglichst zügig auf batterieelektrische Fahrzeuge umzustellen. Zum einen bringt dies, neben der Reduktion der Treibhausgase, erhebliche Effizienzgewinne in der Verwendung von Energie mit sich. Zum anderen können die Batterien der Fahrzeuge in einem gewissen Umfang für den Ausgleich von Überschussstrom und Strommangel durch eine volatile Stromerzeugung dienen.

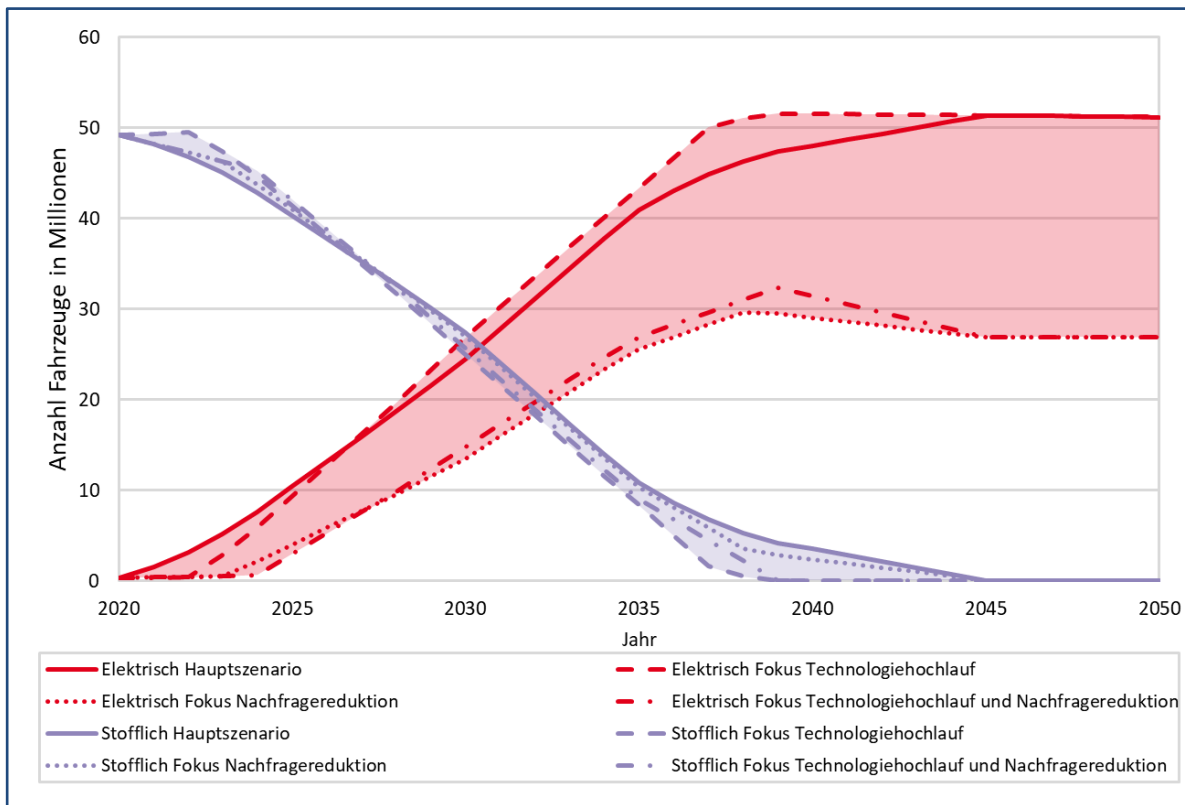


Abbildung 42: Anzahl stofflich und elektrisch betriebener Pkw in den vier untersuchten Szenarien von 2020 bis 2050 in Millionen Fahrzeuge<sup>276</sup>

Bei der Elektrifizierung des straßengebundenen Güterverkehrs, dargestellt in Abbildung 43, ergibt sich ein grundsätzlich anderes Bild als im Individualverkehr. Hier findet bis zum Jahr 2037 in keinem Szenario eine Umstellung der Lkw auf batteriebetriebene Fahrzeuge statt, und die Fahrzeuge werden bis zu diesem Zeitpunkt weiterhin über Verbrennungsmotoren betrieben. Erst ab 2037 werden Lkw im Hauptszenario und im *Fokus Technologieausbau* zunehmend elektrisch betrieben, sodass im Jahr

<sup>276</sup> Die Nachfragereduktion im Verkehrssektor wird im Modell REMod durch eine Reduktion der Anzahl der Fahrzeuge bei angenommenen gleichbleibenden Nutzungsmustern abgebildet. Diese Reduktion integriert damit stellvertretend weitere Faktoren wie eine reduzierte Fahrleistung, einen höheren Besetzungsgrad oder die Wahl kleinerer Fahrzeuge, die im Modell nicht explizit dargestellt sind.



2045 etwa 1,8 bis 2 Millionen Fahrzeuge batterieelektrisch angetrieben werden. Von den stofflich betriebenen Lkw wird nur ein kleiner Teil mit H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen betrieben, sodass weiterhin etwa 4 Millionen mit synthetischen Kraftstoffen angetriebene Verbrennungsmotoren verbleiben. Diese Menge reduziert sich auch im weiteren Verlauf bis zum Jahr 2050 nicht wesentlich.

In den Szenarien mit extremer Nachfragereduktion findet hingegen auch bis zum Jahr 2050 im Güterverkehr nahezu keine Elektrifizierung statt. Die Reduzierung der Emissionen wird vollständig über die Reduktion der Nachfrage und den Einsatz synthetischer Kraftstoffe erreicht.

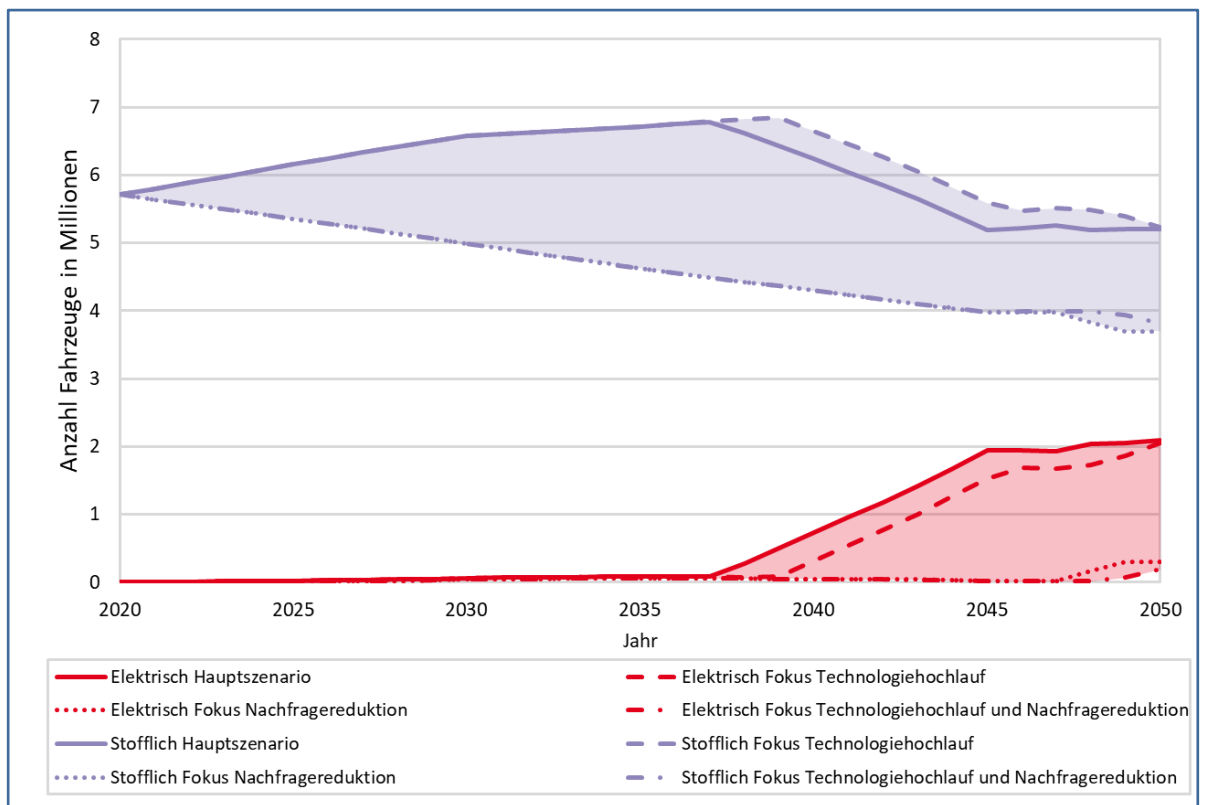


Abbildung 43: Anzahl stofflich und elektrisch betriebener Lkw in den vier untersuchten Szenarien von 2020 bis 2050 in Millionen Fahrzeuge

Wie in Abbildung 44 dargestellt, wird Prozesswärme zum heutigen Stand mit bis zu 90 Prozent durch stofflich betriebene Technologien bereitgestellt, während strombasierte Technologien nur einen kleinen Anteil haben. In allen Szenarien findet bis zum Jahr 2035 eine stetige Umstellung statt, sodass zu diesem Zeitpunkt etwa die Hälfte aller Technologien elektrisch betrieben wird. Ab diesem Zeitpunkt verlangsamt sich die Umstellung, und es werden größere Unterschiede in den Szenarien deutlich. Insbesondere der *Fokus Technologieausbau*, in dem erneuerbare Energien deutlich umfangreicher zugebaut werden, weist auch nach diesem Zeitpunkt eine zügige Umstellung auf elektrisch betriebene Technologien auf. So wird hier im Jahr 2045 etwa 90 Prozent der Prozesswärme elektrisch bereitgestellt. Im weiteren Verlauf der Kostenoptimierung bis 2050 geht dieser Anteil wieder leicht zurück, was auf den zunehmenden Einsatz von Wasserstoffkesseln zurückzuführen ist.

Die Umstellung in den übrigen Szenarien verlangsamt sich ab 2035 leicht, sodass hier im Jahr 2045 zwischen 68 und 78 Prozent der Prozesswärme elektrisch bereitgestellt wird. Im Hauptszenario ist diese verlangsamt Umstellung darauf zurückzuführen, dass fossile Energieträger durch Wasserstoffkessel ersetzt werden, die hier, im Gegensatz zum *Fokus Technologieausbau*, schon ab dem Jahr 2030 zunehmend installiert werden. Die Szenarien mit extremer Nachfragereduktion haben im Jahr 2045 jeweils noch einen kleinen Restbestand an synthetisch betriebenen Gaskesseln im System, wodurch der Elektrifizierungsgrad im Vergleich zum *Fokus Technologieausbau* ebenfalls leicht reduziert ist. Der *Fokus Technologieausbau* verdeutlicht somit, dass die Möglichkeit des schnelleren Zubaus von erneuerbaren Energien zu einem höheren Anteil elektrisch betriebener Technologien führt.

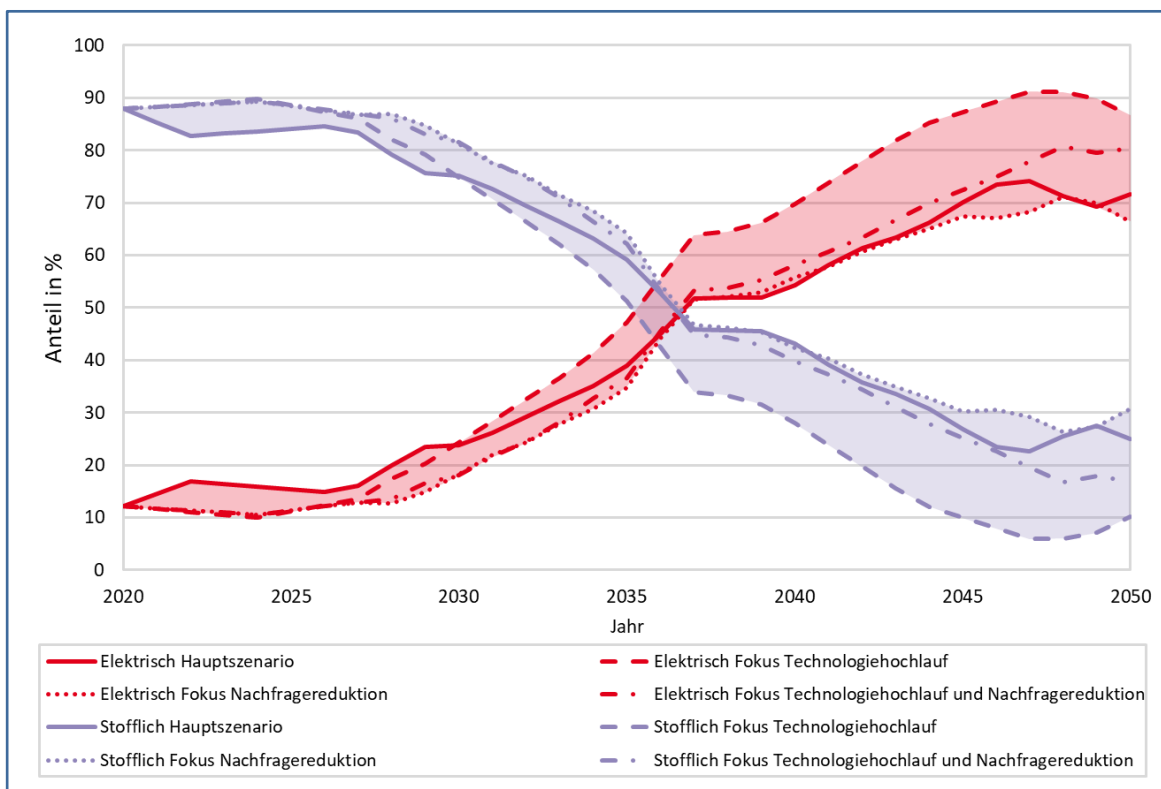


Abbildung 44: Anteil stofflich und elektrisch betriebener Technologien zur Bereitstellung von industrieller Prozesswärme in den vier untersuchten Szenarien von 2020 bis 2050 in Prozent

### 3.2.18 Sensitivitätsrechnungen Erdgaspreise

Die in den vorangegangenen Kapiteln dargestellten Szenarien wurden mit Importgaspreisen von 23 Euro/MWh vor dem Ukrainekrieg und den damit verbundenen Importrestriktionen erstellt. Da die zukünftige Entwicklung, insbesondere des Gaspreises in Deutschland, ungewiss ist, wurden für das Hauptszenario die Erdgaspreise nochmals variiert. Hierfür wurde das Szenario mit zwei Sensitivitäten für die Erdgaspreise von 70 Euro/MWh und 150 Euro/MWh neu berechnet.<sup>277</sup> Diese Rechnungen sollen den Einfluss gestiegener Gaspreise auf die zukünftige Entwicklung des Energiesystems untersuchen sowie die in den vorherigen Szenarien generierten Erkenntnisse validieren.

<sup>277</sup> Im Rahmen einer weiteren ESYS-Arbeitsgruppe wurde ein Gutachten erstellt, das die möglichen Entwicklungen der Erdgaspreise untersucht. Unter sehr ungünstigen Bedingungen (niedrige globale Investitionen in LNG-Infrastruktur, niedrige Elektrifizierung, hohe Gasnachfrage, dauerhaftes Ausbleiben von Importen aus Russland) könnte sich zwischen 2026 und 2030 ein Großhandelspreis für Erdgas von knapp 120 Euro/MWh einstellen. Unter günstigen Bedingungen könnte der Erdgaspreis hingegen langfristig wieder auf etwa 20 Euro/MWh (entspricht dem Niveau von 2018) zurückgehen (acatech/Leopoldina/Akademienunion 2022-1, EWI 2021).

Zunächst zeigt sich in den Sensitivitäten, dass der Einfluss auf das gesamte Energiesystem bei einem Preisanstieg auf 70 Euro/MWh gering ist. Wie in Abbildung 45 zu sehen ist, ist die verwendete Menge Methan um lediglich ca. 25 TWh geringer. Auf der einen Seite wird zwar im Vergleich zum Hauptszenario etwa 50 TWh weniger Erdgas verwendet, dies wird jedoch mit einem zusätzlichen Verbrauch von 25 TWh Biomasse in Form von Biogas teilweise wieder ausgeglichen. Durch diese geringe Reduktion und den Ausgleich durch Biogas findet aus kostenoptimaler Sicht in den Verbrauchssektoren keine wesentliche Änderung in der Nutzung von Gas gegenüber dem ursprünglichen Szenario statt. Im Jahr 2045 hat der Erdgaspreis keinen Einfluss mehr, da hier kein fossiles Gas mehr verwendet wird.

Bei einem Erdgaspreis von 150 Euro/MWh lässt sich bereits ein deutlich größerer Einfluss auf das Energiesystem erkennen. Hier werden im Jahr 2030 mit 612 TWh bereits etwa 170 TWh Erdgas im Vergleich zum Hauptszenario eingespart. Da dem nur ein Mehrverbrauch von 20 TWh Biogas gegenübersteht, findet eine wesentliche Reduktion der Nutzung von Erdgas statt. Dies betrifft vor allem den Gebäudesektor, in dem der Gasverbrauch um ca. 40 TWh reduziert wird, sowie die industrielle Prozesswärmeerzeugung, bei der etwa 80 TWh weniger Gas verbraucht wird. Die Reduzierung zur Stromerzeugung liegt nur um etwa 8 TWh unter dem Referenzszenario. Durch die Systemumstellung ist auch im Jahr 2045 der Einsatz von synthetischem und biogenem Methan um etwa 30 TWh geringer.

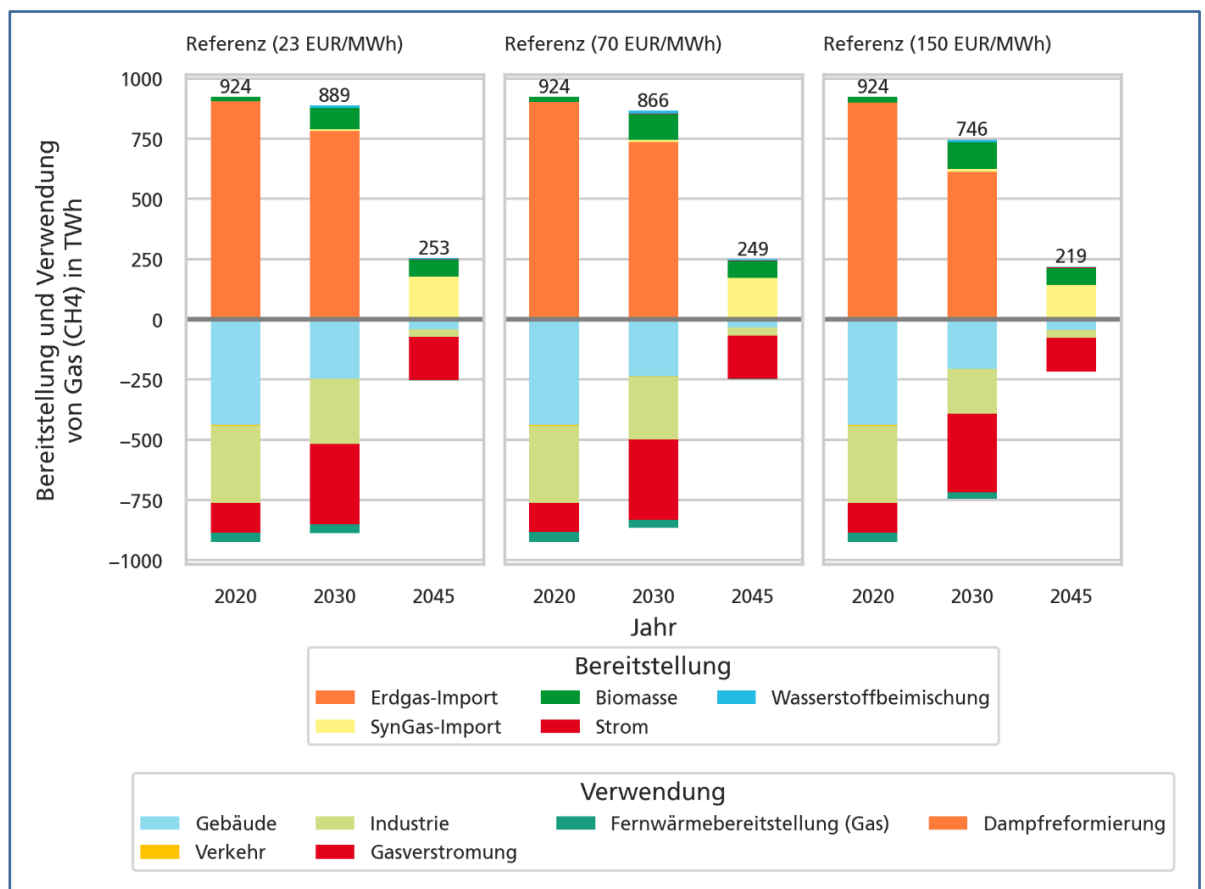


Abbildung 45: Bereitstellung und Verwendung von Methan<sup>278</sup> im Hauptszenario und in den Sensitivitätsszenarien mit Erdgaspreisen von 70 Euro/MWh und 150 Euro/MWh. Eine deutliche Abnahme ist erst bei hohen Preisen um 150 Euro/MWh zu erkennen.

<sup>278</sup> Ein wachsender Volumenanteil des Gases wird in Zukunft über eine Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz bereitgestellt. Diese beigemischte Wasserstoff ist in der Grafik mit enthalten.

Dieser verringerte Gasverbrauch wird insbesondere durch einen vermehrten Verbrauch von Erdöl<sup>279</sup> ausgeglichen (siehe Abbildung 46). Während im Vergleich zum Referenzszenario bei einem Gaspreis von 70 Euro/MWh im Jahr 2030 lediglich 23 TWh mehr Erdöl verbraucht werden, wird bei 150 Euro/MWh bereits 160 TWh mehr Erdöl eingesetzt. Der Verbrauch von biogenen flüssigen Kraftstoffen geht hingegen um etwa 30 TWh zurück. Es wird ebenfalls deutlich, dass der vermehrte Einsatz von Erdöl den verringerten Einsatz von Erdgas im Gebäude- und Industriesektor ersetzt. Im Jahr 2045 gleicht sich der Verbrauch von synthetischen flüssigen Energieträgern auch bei extremen Änderungen des Gaspreises wieder an, da diese lediglich noch in Bereichen eingesetzt werden, wo sie schwer zu ersetzen sind (Verkehr sowie Luft- und Schifffahrt).

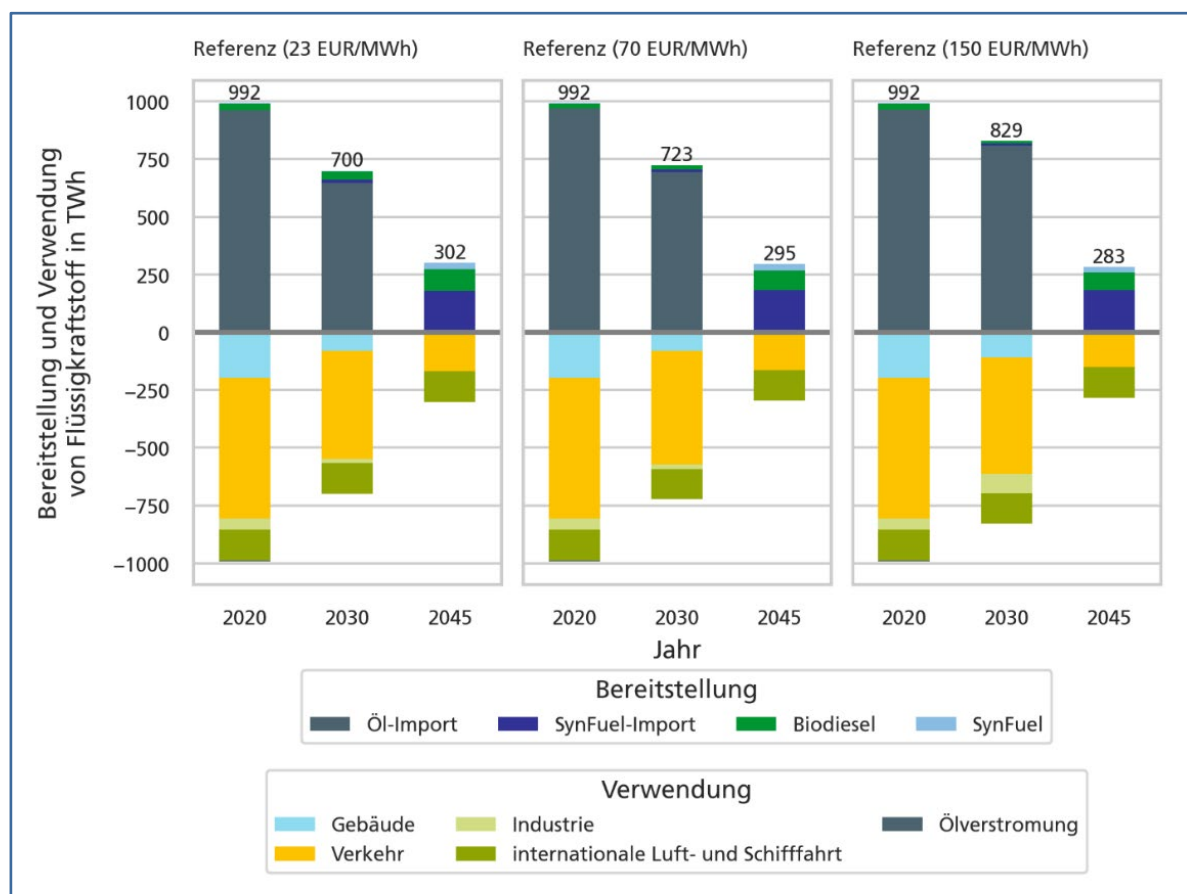
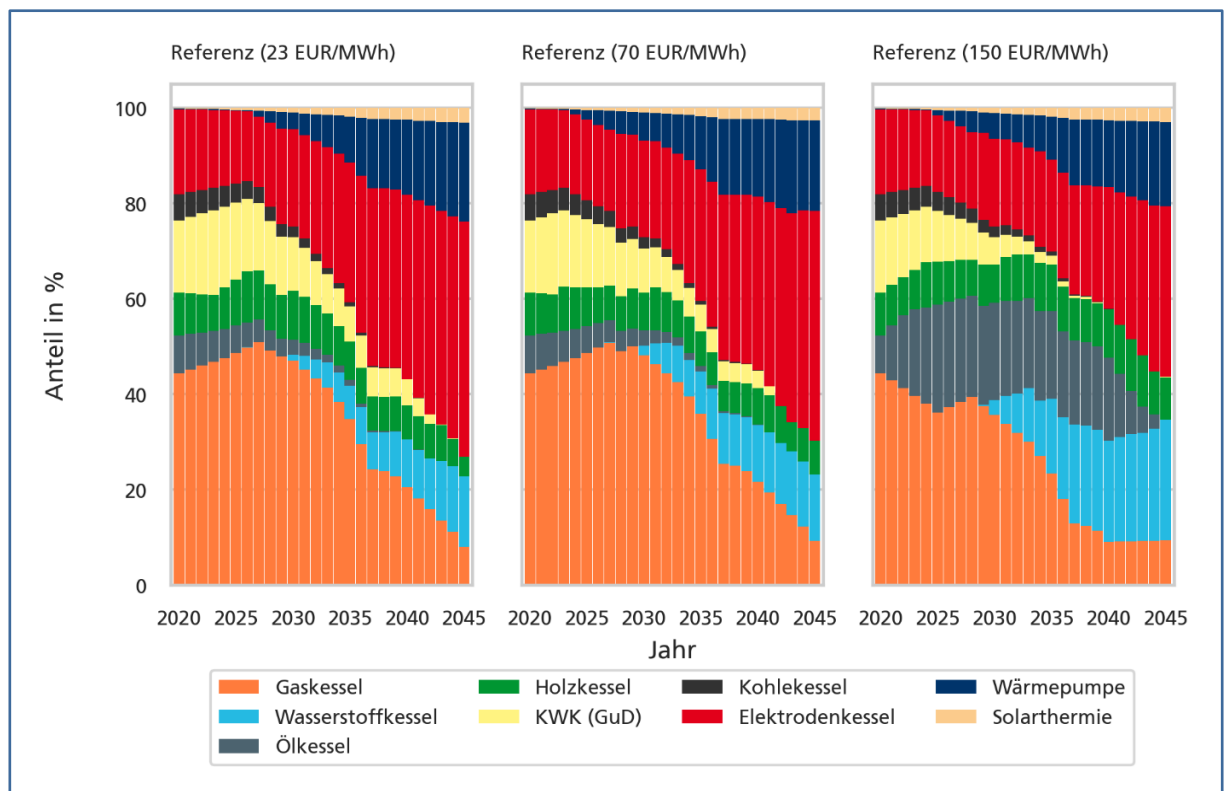


Abbildung 46: Bereitstellung und Verwendung von flüssigen Energieträgern im Hauptszenario und in den Sensitivitätsszenarien mit Erdgaspreisen von 70 Euro/MWh und 150 Euro/MWh. Bei hohen Erdgaspreisen wird der Ausstieg aus der Nutzung von fossilem Öl verlangsamt.

Im Gebäudesektor wird die Reduktion des Gasverbrauchs vor allem durch einen vermehrten Ersatz von Gaskesseln durch Wärmepumpen (ca. 1 Million zusätzlich im Vergleich zur Referenz in 2030) und Ölkessel (ebenfalls etwa 1 Million zusätzlich in 2030) ausgeglichen. Während bei einem Gaspreis von 23 Euro/MWh und 70 Euro/MWh Gaskessel bis zum Jahr 2030 noch einen durchschnittlichen Marktanteil von etwa 20 Prozent haben, sinkt dieser bei einem Gaspreis von 150 Euro/MWh auf unter 10 Prozent.

<sup>279</sup> Der Preis für Erdöl wurde in den Sensitivitätsrechnungen konstant gelassen, um die Auswirkungen von steigenden Erdgaspreisen isoliert auswerten zu können.

In der industriellen Prozesswärmeerzeugung, wo Wärmepumpen aufgrund von höheren benötigten Temperaturen nur in geringem Umfang eingesetzt werden können, wird die Reduktion des Gasverbrauchs in den Jahren bis 2030 fast ausschließlich durch einen vermehrten Einsatz von Ölkesseln ausgeglichen. Diese werden jedoch nur in einer Übergangszeit bis zum Jahr 2030 eingesetzt. Ab 2030 steigt durch die Möglichkeit des Imports von grünem Wasserstoff dessen Verfügbarkeit, und Ölkessel werden zum Erreichen von Klimaneutralität bis 2045 durch Wasserstoffkessel ersetzt. Der Einsatz von Ölkesseln als Brückentechnologie sowie die Zunahme von Wasserstoffkesseln sind in Abbildung 47 dargestellt.



**Abbildung 47: Technologien zur Bereitstellung industrieller Prozesswärme im Hauptszenario und den Sensitivitätsszenarien mit Erdgaspreisen von 70 Euro/MWh und 150 Euro/MWh.** Bei hohen Preisen werden Gaskessel zügig durch Ölkessel ersetzt, bis eine hohe Verfügbarkeit von Wasserstoff vorhanden ist.

Diese Zunahme von Wasserstoffkesseln in der Industrie führt im Jahr 2045 zu einem um etwa 60 TWh höheren Wasserstoffbedarf des Gesamtsystems. Da die angenommenen Obergrenzen für den Import im Referenzszenario bereits ausgereizt sind, muss dieser Wasserstoff durch heimische Produktion und einen vermehrten Zubau von Elektrolyseuren um etwa 20 GW (elektrisch) zusätzliche Leistung im Jahr 2045 bereitgestellt werden. Somit findet eine Systemumstellung statt, bei der einerseits in der Industrie Wasserstoffkessel eingesetzt werden, um die übergangsweise installierten Ölkessel zu ersetzen. Die Wasserstoffkessel können sowohl mit importiertem als auch mit heimisch erzeugtem Wasserstoff betrieben werden. Andererseits werden in der Industrie bis 2045 weniger Elektrodenkessel eingesetzt, wodurch der Strom für die heimische Wasserstoffproduktion wieder eingespart wird. Aufgrund der Lebensdauern der Technologien sowie einer begrenzten Verfügbarkeit von Strom um das Jahr 2030 können Elektrodenkessel Gas- und Ölkessel nicht vollständig ersetzen.

Die Modellergebnisse deuten darauf hin, dass hohe Gaspreise einen geringen Einfluss auf die Stromerzeugung haben. Hier werden bei allen Sensitivitätsbetrachtungen gleiche Mengen an erneuerbaren Energien oder flexiblen Kraftwerken benötigt, um den Strombedarf zu decken. Lediglich im Jahr 2030 werden bei Gaspreisen von 150 Euro/MWh etwa 25 TWh (elektrisch) Stromerzeugung aus Gaskraftwerken dadurch eingespart, dass eine leicht verzögerte Umstellung des Verkehrssektors auf batterieelektrische Fahrzeuge stattfindet. Dennoch werden in diesem Szenario im Jahr 2030 etwa 20 Millionen batterieelektrische Fahrzeuge eingesetzt. Dies zeigt auf, dass die Geschwindigkeit der Elektrifizierung des Verkehrssektors mit der Verfügbarkeit von klimaneutralem Strom in gleichem Maße vorangetrieben werden sollte. Es findet im Jahr 2030 jedoch auch bei hohen Gaspreisen keine vermehrte Nutzung von Kohlekraftwerken statt. Dies verdeutlicht, dass auch bei hohen Gaspreisen in Zeiten mit geringer Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik die Stromerzeugung aus flexiblen Gaskraftwerken kosteneffizienter ist, da Kohlekraftwerke deutlich längere Aufheizzeiten haben. Hinzu kommt, dass die Emissionen aus der Kohleverstromung um ein Vielfaches höher sind als die der Gasverstromung, was ein Erreichen der Klimaschutzziele gefährden kann.

Zusammenfassend zeigt sich, dass höhere Gaspreise vor allem kurzfristige Auswirkungen in den Verbrauchssektoren Gebäude und Industrie haben, während der Einfluss auf die Stromerzeugung gering ist. Der kostenoptimale Einsatz von Gas in den Sektoren reagiert sensitiv auf sich verändernde Gaspreise, einen signifikanten Einfluss auf den Transformationspfad haben jedoch nur hohe Gaspreise um etwa 150 Euro/MWh. Als Resultat reduziert sich der Erdgasimport um ca. 22 Prozent im Jahr 2030 im Vergleich zum Gaspreis im Hauptszenario von 23 Euro/MWh.

### **3.2.19 Klimaneutralität 2040**

Das Erreichen von Klimaneutralität im Jahr 2045 wird als Beitrag Deutschlands, das 1,5-Grad-Ziel zu erreichen, wahrscheinlich nicht ausreichen. Insbesondere die energiebedingten Emissionen, die in der hier angewendeten Modellierung betrachtet werden, müssten eventuell bereits zu einem früheren Zeitpunkt vollständig eliminiert werden. Daher wird im Folgenden die Möglichkeit untersucht, die energiebedingten Emissionen bereits bis zum Jahr 2040 auf null zu senken, wodurch sich ebenfalls das Gesamtbudget an vorhandenen CO<sub>2</sub>-Emissionen reduziert. Hierfür gelten die bereits in vorherigen Kapiteln untersuchten Annahmen von Nachfragereduktion und beschleunigtem Technologiehochlauf der einzelnen Szenarien.

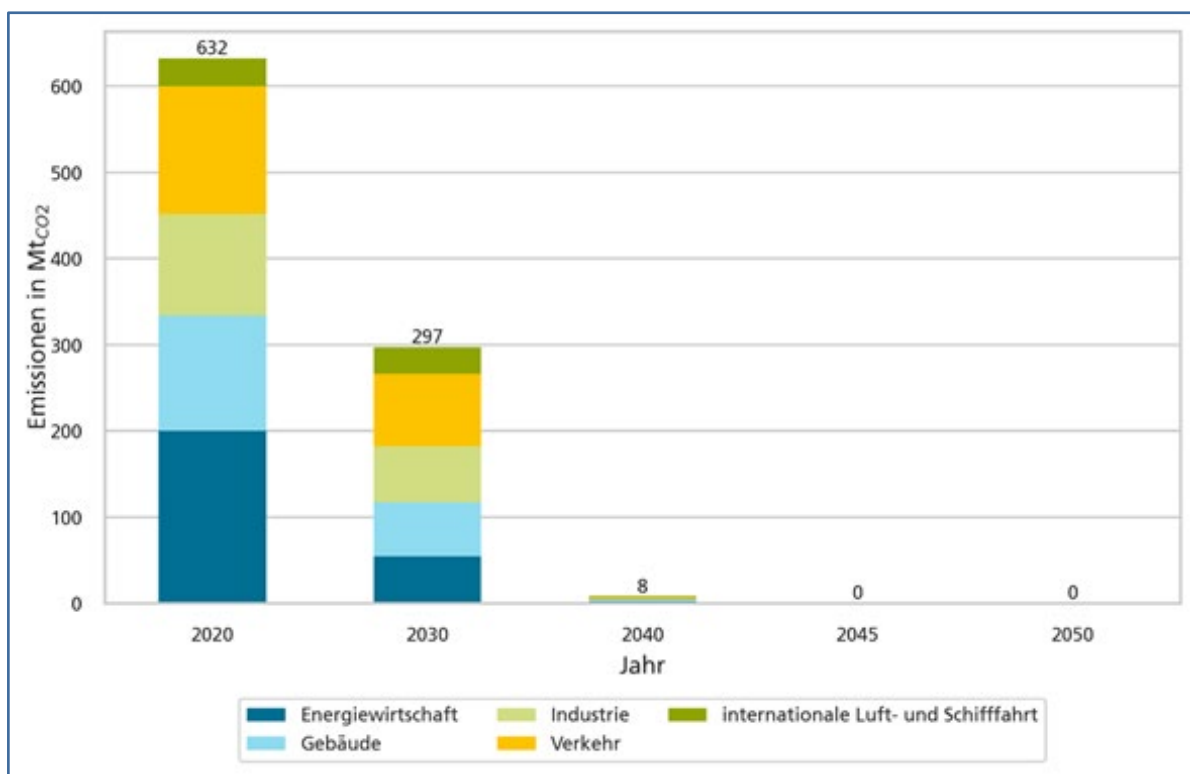


Abbildung 48: Entwicklung der Emissionen für das Hauptszenario KN2040 von 2020 bis 2050 in Mt CO<sub>2</sub>. Das anvisierte Ziel, die Emissionen im Jahr 2040 auf null zu reduzieren, wird hier nicht erreicht.

Zunächst zeigt die Modellierung, dass das Hauptszenario mit den gegebenen Rahmenbedingungen, das heißt ohne einen beschleunigten Technologiehochlauf oder eine starke Reduktion der Nachfrage, das Ziel von Klimaneutralität 2040 nicht erreichen kann (vgl. Abbildung 48). Dies zeigt klar, wie ambitioniert ein weiteres Vorziehen der Klimaneutralität auch im Energiesektor ist, obwohl dieser vergleichsweise einfach klimaneutral werden kann. Die Szenarien, in denen entweder ein stark beschleunigter Hochlauf an Technologien angenommen (*Fokus Technologieausbau*) oder die Nachfrage extrem reduziert (*Fokus Nachfragereduktion*) oder eine Kombination aus beiden angenommen wurde (*Fokus Nachfragereduktion und Technologieausbau*), erreichen dagegen ihre Ziele. Daher wird das Hauptszenario in diesem Kapitel nicht weiter betrachtet, und der Schwerpunkt liegt auf dem *Fokus Technologieausbau* und *Fokus Nachfragereduktion*.

Wenn Klimaneutralität im Jahr 2040 für energiebedingte Emissionen erreicht werden soll, dürfen im Energiesystem in diesem Jahr keine fossilen Energieträger mehr eingesetzt werden. Abbildung 49 zeigt die Zusammensetzung der eingesetzten Primärenergie für *Fokus Technologieausbau* und *Fokus Nachfragereduktion*.

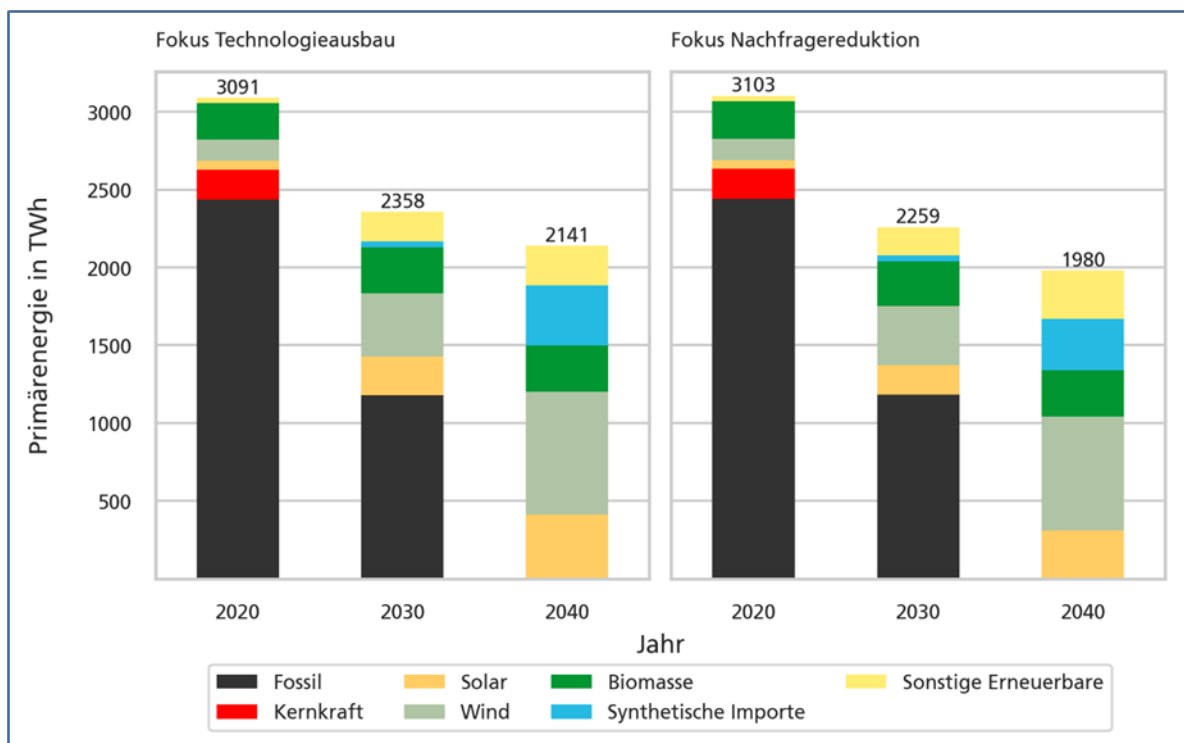


Abbildung 49: Primärenergienutzung in den Szenarien *Fokus Technologieausbau* und *Fokus Nachfragereduktion* mit Klimaneutralität 2040 für die Jahre 2020, 2030 und 2040 in TWh. „Synthetische Importe“ ist inklusive Wasserstoff.

In den beiden Szenarien wird bereits im Jahr 2030 etwa die Hälfte der Energie aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt, und die Nutzung fossiler Energieträger geht auf etwa 1.200 TWh zurück. Verglichen mit den gleichen Szenarien und dem Zieljahr Klimaneutralität 2045 sinkt hier vor allem der Einsatz fossiler Energieträger, der beispielsweise im Hauptszenario und im *Fokus Technologieausbau* 2045 im Jahr 2030 noch bei etwa 1.400 TWh liegt. Auch insgesamt verläuft die Transformation im Vergleich mit dem Zieljahr 2045 zügiger, und die gesamte Primärenergie reduziert sich im *Fokus Technologieausbau* bis zum Jahr 2030 um etwa 200 TWh im Vergleich zum Hauptszenario 2045 (siehe Abbildung 49). In dem Szenario mit Fokus auf Nachfragereduktion kann die Primärenergie um weitere 100 TWh reduziert werden.

Im Jahr 2040 wird in beiden Szenarien weniger Primärenergie verwendet als in den ansonsten identisch parametrisierten Szenarien mit dem Ziel Klimaneutralität im Jahr 2045. So wird im *Fokus Technologieausbau* 2040 die Primärenergie auf 2.140 TWh und im *Fokus Nachfragereduktion* auf 1.980 TWh reduziert. Dies liegt unter dem Niveau des Hauptszenarios 2045 mit 2.370 TWh und des *Fokus Technologieausbau* 2045 mit 2.417 TWh. Zum Vorziehen der Klimaneutralität ist basierend auf den Modellergebnissen insbesondere eine schnellere Umsetzung von hohen Gebäudesanierungsraten notwendig, da der Ausbau der erneuerbaren Energien nicht ausreicht, um schnell genug den sonst anfallenden Energiebedarf zu decken.



Der verkürzte Zeitraum zur Transformation des Energiesystems führt bereits vor 2040 zu einer Reduktion der Abhängigkeit von Energieimporten, da der Bedarf an fossilen Energieträgern bereits früher sinken muss.

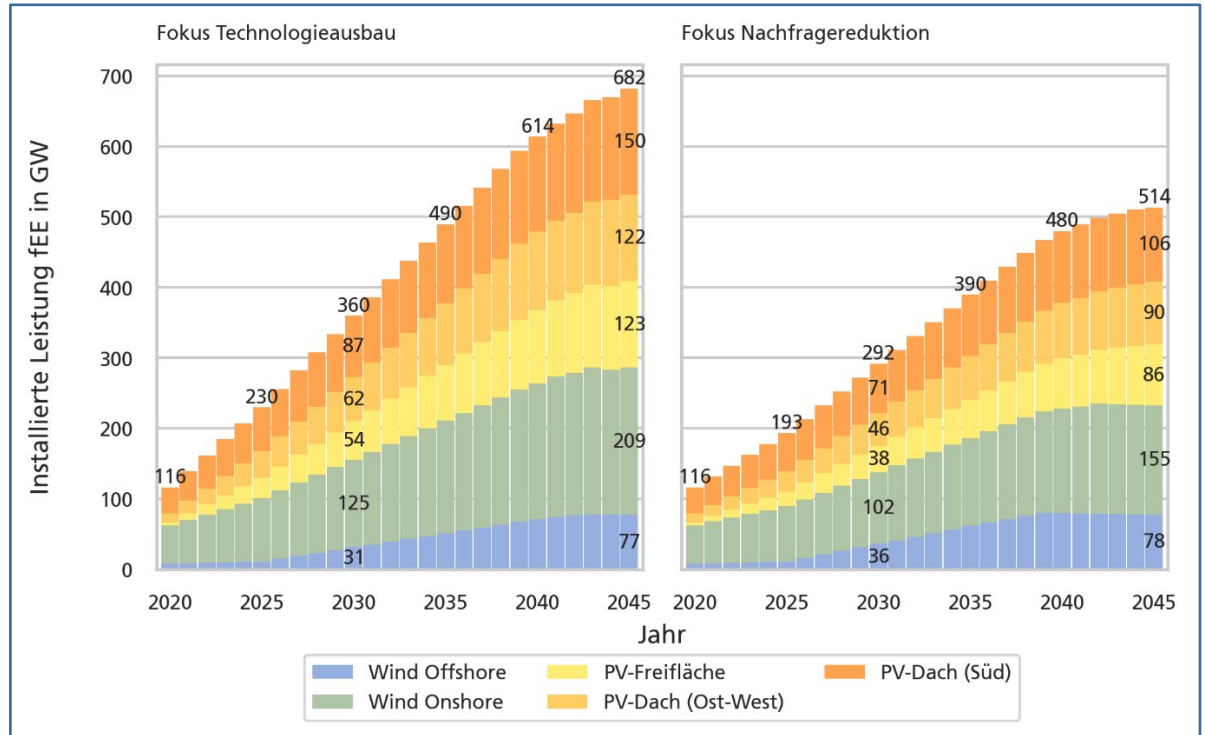


Abbildung 50: Entwicklung der installierten Leistung von fluktuierenden erneuerbaren Energien in den Szenarien Fokus Technologieausbau und Fokus Nachfragereduktion mit Klimaneutralität 2040 bis zum Jahr 2045

In Abbildung 50 ist für den Fokus Technologieausbau und Nachfragereduktion die installierte Leistung fluktuierender erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2045 dargestellt, die benötigt wird, um bis zum Jahr 2040 die energiebedingten Emissionen auf null zu reduzieren. Die dargestellten Leistungen von Windenergie und Photovoltaik verdeutlichen, dass die Emissionen bis zum Jahr 2040 auf unterschiedlichen Wegen zu 100 Prozent reduziert werden können. Während im Fokus Technologieausbau die Nachfrage genau wie im Hauptszenario nur leicht reduziert wird, kann in diesem Szenario das vorgezogene Ziel vor allem durch einen umfangreicheren Ausbau von erneuerbaren Energien und entsprechend große Mengen klimaneutralen Stroms erreicht werden. So werden bereits im Jahr 2030 über 200 GW Photovoltaik, 125 GW Onshore-Windenergie und 30 GW Offshore-Wind ausgebaut. Bei Erreichen der Klimaneutralität im Jahr 2040 beträgt die kumulierte installierte Leistung 614 GW und liegt damit über dem Niveau des Hauptszenarios im Jahr 2045 (555 GW). Insbesondere der starke Ausbau von Wind an Land und PV bis 2030 ist jedoch basierend auf dem heutigen Stand nur sehr schwer umsetzbar.

Im Fokus Nachfragereduktion 2040 hingegen werden mit 145 GW Photovoltaik, 102 GW Onshore-Windenergie und 36 GW Offshore-Windenergie im Jahr 2030 sowie einer Gesamtleistung erneuerbarer Energien von insgesamt 480 GW im Jahr 2040 die Ziele mit deutlich weniger erneuerbaren Energien erreicht. Die in diesem Szenario angenommene bereits im Jahr 2040 erzielte Reduktion der Nachfrage reicht aus, um die energiebedingten Emissionen auch mit einem moderateren Ausbau erneuerbarer Energien vollständig zu eliminieren.

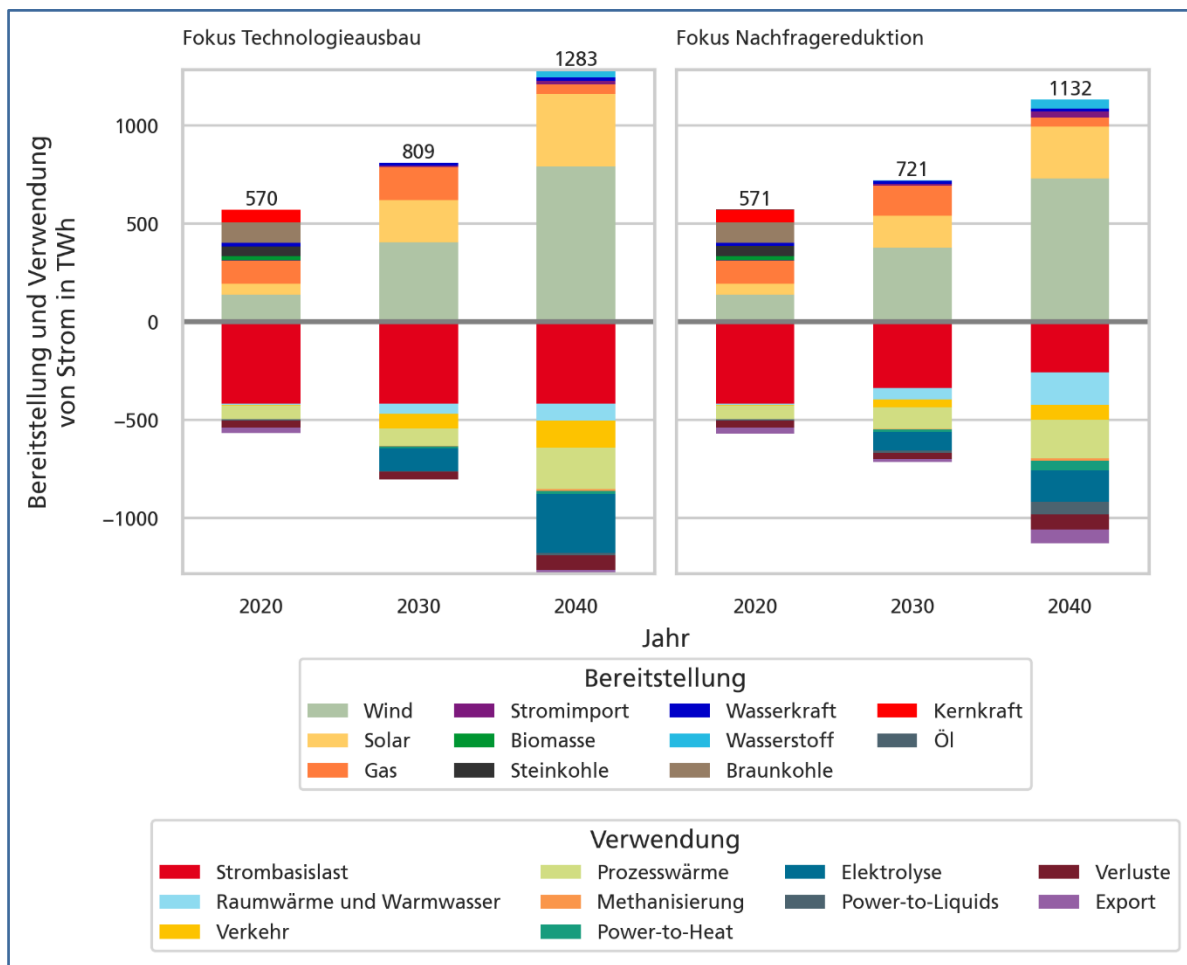


Abbildung 51: Bereitstellung und Verwendung von in den Szenarien *Fokus Technologieausbau* und *Fokus Nachfragereduktion* mit Klimaneutralität 2040 für die Jahre 2020, 2030 und 2040 in TWh

Wie in den Szenarien, die Klimaneutralität erst in 2045 erreichen, steigt auch in den hier betrachteten Szenarien die Stromnutzung stark an. Wie aus Abbildung 51 ersichtlich, gilt dies auch im *Fokus Nachfragereduktion*. Mit 721 TWh im Vergleich zu 809 TWh im *Fokus Technologieausbau* im Jahr 2030 und 1.132 TWh im Vergleich zu 1.283 TWh im Jahr 2040 werden bei einer starken Reduktion der Energienachfrage in etwa 100 TWh weniger Strom benötigt, um die Emissionen bis 2040 um 100 Prozent zu reduzieren. Dennoch wird deutlich, dass trotz einer extremen Reduktion der Energienachfrage die Elektrifizierung und damit die Stromnachfrage schon in den Jahren bis 2030 stark ansteigen müssen, um bis 2040 eine klimaneutrale Energieversorgung zu erreichen. Im Jahr 2040 wird auch hier in etwa die doppelte Strommenge notwendig wie heute.

Eine Reduzierung der Nachfrage kann somit einen intensiven Ausbau von erneuerbaren Energien sowie einen Umbau der Sektoren hin zu klimafreundlichen Technologien nicht ersetzen, sondern lediglich dazu beitragen, schwierig umzusetzende Maßnahmen abzufedern. Zudem sind die Annahmen zur Nachfragereduktion, wie in Abschnitt 3.1 dargestellt, extrem ambitioniert. Entsprechend bleibt zum Erreichen der Klimaneutralität im Energiesektor auch bei deutlichen Anstrengungen zur Nachfragereduktion ein sehr herausfordernder Pfad beim EE-Ausbau notwendig.

Strombereitstellung und Nutzung unterscheiden sich in den beiden Szenarien im Wesentlichen in ihrer Gesamtenergiemenge. Die Art der Bereitstellung und der Einsatz

in den Sektoren weisen jedoch vergleichbare Tendenzen auf. Unterschiede ergeben sich insbesondere bei den Sektorenkopplungstechnologien, wie beispielsweise Speichertechnologien.

Während im *Fokus Nachfragereduktion* die Kapazität von mobilen Batteriespeichern, die durch eine zunehmende Elektrifizierung des Pkw-Bereichs bereitgestellt wird, fast ausreicht, um die notwendige Flexibilität bereitzustellen, müssen im *Fokus Technologieausbau* zusätzlich große Mengen stationärer Batterien zugebaut werden. Insgesamt benötigt das Szenario *Fokus Nachfragereduktion* bis zum Jahr 2040 somit etwa 310 GWh an Speicherkapazität, während das Szenario *Fokus Technologieausbau* 1.100 GWh erforderlich macht, davon etwa 750 GWh stationäre Batterien. Ebenso werden im *Fokus Nachfragereduktion* lediglich 38 GW an Elektrolyseuren zugebaut, während diese im *Fokus Technologieausbau* auf etwa 134 GW im Jahr 2040 ausgebaut werden.

Hier wird deutlich, dass eine Reduktion der Nachfrage auch zu einer Entlastung bei den Anforderungen zur Bereitstellung von Flexibilität im Stromsystem beitragen kann. Der erste Grund hierfür ist, dass ein stärkerer Ausbau von fluktuierenden erneuerbaren Energien zu mehr Zeiten mit viel Überschussstrom führt, der mit einer größeren Leistung von flexiblen Technologien besser ins System integriert werden kann. Zusätzlich hierzu wird im *Fokus Nachfragereduktion* mehr Strom exportiert als im *Fokus Technologieausbau* (vgl. Abbildung 51). Dies verdeutlicht, dass im *Fokus Technologieausbau*, wo die Nachfrage nur geringfügig reduziert wird, der überschüssige Strom durch Flexibilitätsoptionen vermehrt im System integriert wird und effizienter genutzt werden muss, um die Klimaziele zu erreichen.

Große Unterschiede zwischen *Fokus Technologieausbau* und *Nachfragereduktion* 2040 ergeben sich auch in der Nutzung von Wasserstoff, dargestellt in Abbildung 52. Im *Fokus Technologieausbau* wird vor allem im Verkehr bereits im Jahr 2030 etwa 50 TWh mehr Wasserstoff verwendet als im *Fokus Nachfragereduktion*. Der Unterschied liegt hier vor allem im Lkw-Verkehr, der sich im *Fokus Technologieausbau* zunehmend auf den Einsatz von Wasserstoff umstellt, während im *Fokus Nachfragereduktion* weiterhin mit synthetischen Kraftstoffen betriebene Verbrennungsmotoren eingesetzt werden. Dieser Mehrverbrauch an Wasserstoff im Verkehr führt bis zum Jahr 2040 dazu, dass im *Fokus Technologieausbau* insgesamt etwa 150 TWh Wasserstoff mehr verbraucht werden.

Dies zeigt, dass im *Fokus Nachfragereduktion* insbesondere durch die angenommene Reduktion der Nachfrage für den internationalen Luft- und Schiffsverkehr mehr flüssige Kraftstoffe für den Lkw-Bereich zur Verfügung stehen. Vor allem bis zum Jahr 2040, wenn auch diese Kraftstoffe klimaneutral bereitgestellt werden müssen, ist die auf Grundlage von Biomasse oder Power-to-X verfügbare Menge begrenzt. Durch die Nachfragereduktion muss diese nun in einem geringeren Umfang in der Luftfahrt oder im Schiffsverkehr eingesetzt werden und kann im Lkw-Bereich verwendet werden. Im *Fokus Technologieausbau* ist es kosteneffizienter, den Lkw-Bereich auf wasserstoffelektrische Fahrzeuge umzustellen, da flüssige Kraftstoffe vor allem für Luft- und Schiffsfahrt eingesetzt werden müssen und die Herstellung von grünem Wasserstoff mit geringeren Verlusten einhergeht.

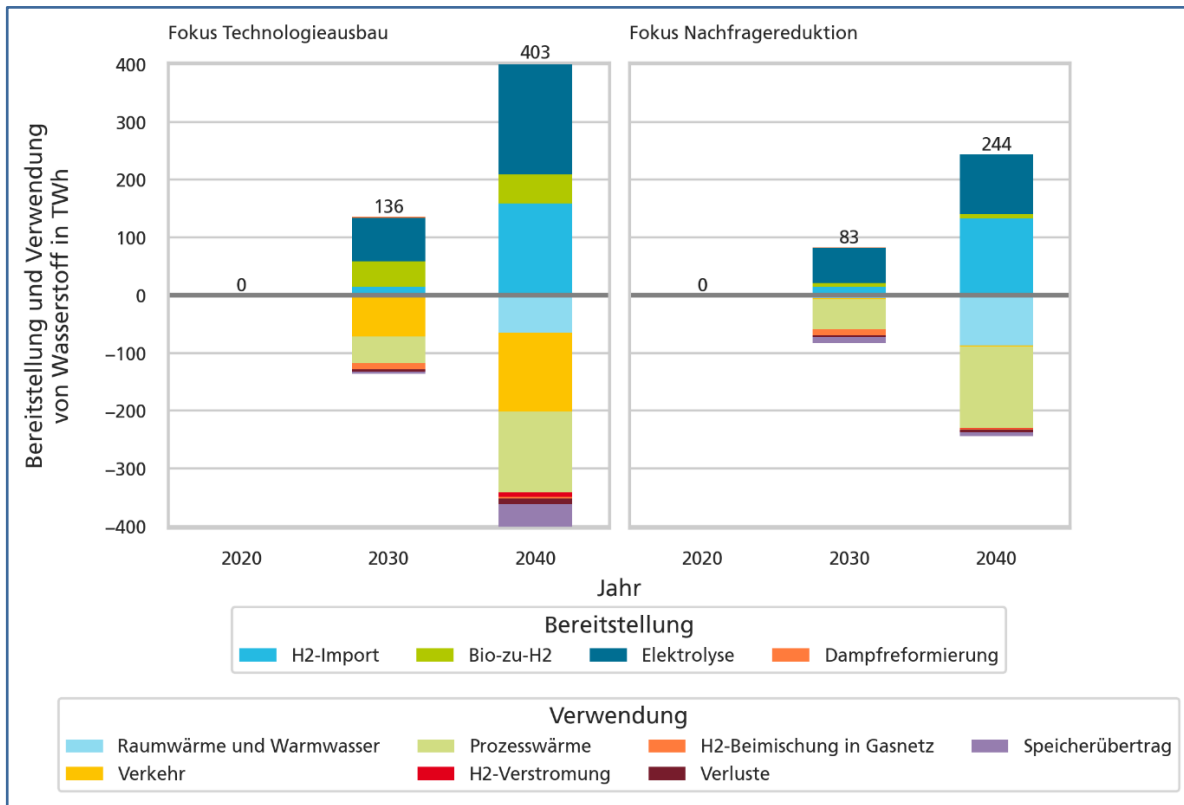


Abbildung 52: Wasserstoffbereitstellung und -verwendung in den Szenarien *Fokus Technologieausbau* und *Fokus Nachfragereduktion* mit Klimaneutralität 2040 für die Jahre 2020, 2030 und 2040 in TWh<sup>280</sup>. Speicherübertrag ist die Menge Wasserstoff, die eingespeichert und erst im folgenden Jahr verwendet wird.

So wird im *Fokus Technologieausbau* mit knapp 200 TWh im Jahr 2040 ein Großteil des Wasserstoffs mittels heimischer Elektrolyse bereitgestellt. Ebenfalls wird jedoch die Möglichkeit des Imports mit 160 TWh umfangreich genutzt. Zusätzlich werden 50 TWh biogener Wasserstoff bereitgestellt, die bereits im Jahr 2030 zur Deckung der Nachfrage genutzt werden. Im *Fokus Nachfragereduktion* wird im Jahr 2030 mit 60 TWh noch ein Großteil des Wasserstoffs durch die heimische Elektrolyse bereitgestellt. Bis zum Jahr 2040 wird diese jedoch nur geringfügig ausgebaut, und Importe decken mit 132 TWh einen Großteil des Bedarfs. Biogener Wasserstoff ist in diesem Szenario nicht Teil der Lösung, da ein großer Teil der Biomasse für die Umwandlung in flüssige Kraftstoffe verwendet wird.

Wie bereits bei der Betrachtung des Primärenergieeinsatzes festgestellt, wird Energie bei einer früheren Umstellung auf ein klimaneutrales Energiesystem im Jahr 2040 effizienter genutzt. Dies zeigt sich vor allem bei der Betrachtung der Gebäudesanierung, dargestellt in Abbildung 53. Im Gegensatz zum *Fokus Technologieausbau* mit Zieljahr 2045, wo bis zum Jahr 2045 fast alle Gebäude mit Sanierungsstufe KfW 70 bis 55 saniert werden, wird im *Fokus Technologieausbau* 2040 ein Großteil der Gebäude mit der Sanierungsstufe KfW 40 saniert, was in etwa einem Passivhausstandard entspricht. Ebenfalls werden bereits im Jahr 2040 nahezu alle Gebäude saniert, während dies im Zieljahr 2045 erst etwa 2045 umgesetzt ist. Die Sanierung von Gebäuden mit dem KfW-40-Standard ist verglichen mit dem Einsatz anderer Maßnahmen zur Reduzierung der Emissionen eine eher teure Option und wird nur eingesetzt, wenn alle

<sup>280</sup> Siehe Fußnote 265.

anderen Optionen bereits ausgereizt sind (beispielsweise ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien in Kombination mit dem Einsatz von Wärmepumpen anstatt Gaskesseln). Da diese Option im *Fokus Technologieausbau* bei etwa 15 Millionen Gebäuden umgesetzt wird, wird deutlich, dass Klimaneutralität 2040 ohne eine starke Reduktion der Nachfrage nur durch den Einsatz von sehr teuren Maßnahmen erreicht werden kann. Basierend auf aktuellen Sanierungsraten und den in diesem Bereich bestehenden Herausforderungen ist zudem zumindest fraglich, ob der erforderliche starke Anstieg von Sanierungen möglich ist.

Im *Fokus Nachfragereduktion* hingegen wird der Sanierungsstandard KfW 40 nicht umgesetzt. Stattdessen werden Emissionen durch eine Reduktion der Nachfrage gesenkt, wie beispielsweise eine Verringerung des Wohnraums (siehe Abbildung 53).

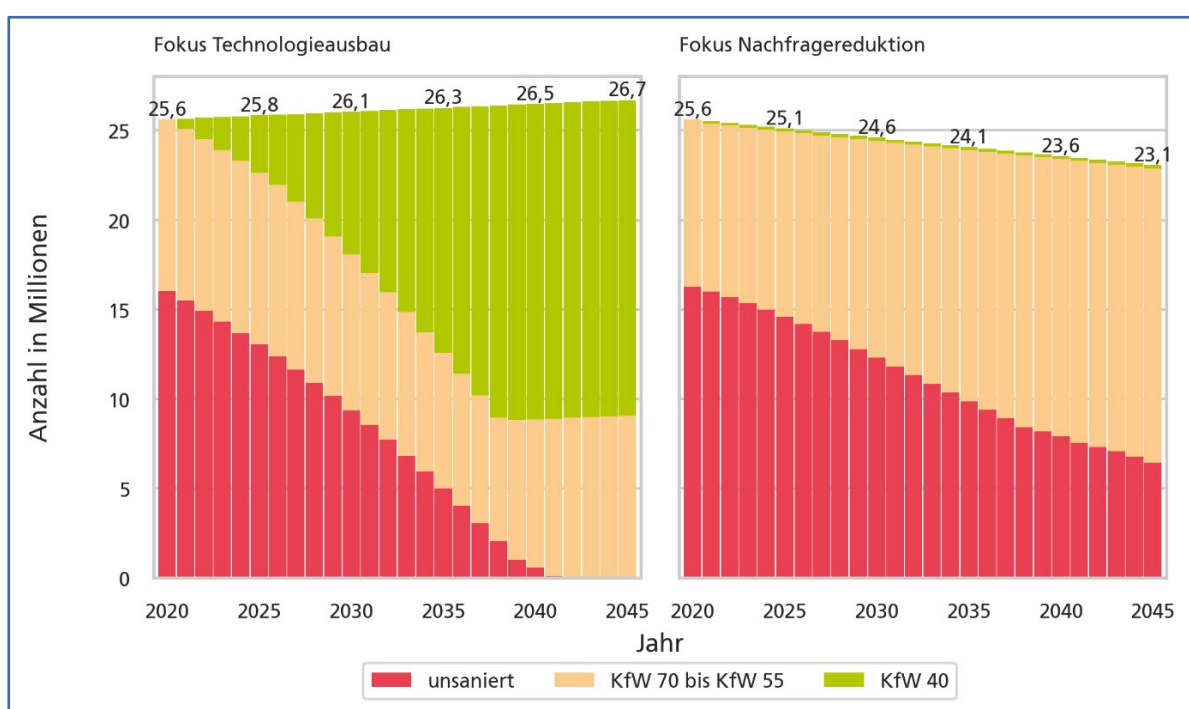


Abbildung 53: Anzahl sanierter Gebäude in den Szenarien *Fokus Technologieausbau* und *Fokus Nachfragereduktion* mit Klimaneutralität 2040 bis zum Jahr 2045 in Millionen nach verschiedenen Sanierungsstufen<sup>281</sup>

Dieses Beispiel zeigt exemplarisch, wie herausfordernd das Erreichen der Klimaneutralität im Energiesystem bis 2040 ist: Ohne Nachfragereduktion sind notwendige Sanierungsraten und Sanierungstiefen kaum zu erreichen. Eine Reduktion der Nachfrage kann hier gegebenenfalls Spielräume eröffnen. Allerdings liegt selbst bei einer extremen Reduktion der Nachfrage, die so nur schwer zu erreichen ist, die Sanierungsrate weiterhin über der aktuell erreichten. Auch bei einer extremen Reduktion der Nachfrage wären nach wie vor große Investitionen notwendig, da auch hier beispielsweise erneuerbare Energien weiter stark ausgebaut werden müssten. Diese würden sich jedoch deutlich reduzieren, und die kostenintensivsten Optionen könnten gegebenenfalls umgangen werden.

<sup>281</sup> Sanierung wird als Technologieoption betrachtet, weshalb in dem Szenario *Fokus Technologieausbau* mehr Sanierung möglich ist als im *Fokus Nachfragereduktion*.

Im Vergleich zu den Modellergebnissen mit Klimaneutralität im Jahr 2045 (KN2045) zeigt das Hauptszenario zunächst, dass unter den angenommenen Rahmenbedingungen ohne einen extremen Fokus auf Technologieausbau und ohne eine extreme Nachfragereduktion Klimaneutralität im Jahr 2040 (KN2040) nicht erreichbar ist. Um Klimaneutralität fünf Jahre früher erreichen zu können, muss zunächst die Nutzung von fossilen Energieträgern deutlich zügiger zurückgehen. Dies ist beispielsweise im *Fokus Technologieausbau* mit einer im Jahr 2030 um etwa 200 TWh geringeren Nutzung von Erdgas und einer um 100 TWh geringeren Nutzung von Erdöl erreichbar. Gleichzeitig muss der Anteil erneuerbarer Energien an der Primärenergie von etwa 38 Prozent auf 45 Prozent ansteigen und die Wasserstoffnutzung um etwa 50 TWh erhöht werden. Die beschleunigte Elektrifizierung in *KN2040* kann beispielsweise nur durch einen noch ambitionierteren Ausbau der Windenergie und Photovoltaik erreicht werden, was sich im *Fokus Technologieausbau* bereits 2030 in einer um 30 GW höheren Erzeugungskapazität als in *KN2045* zeigt. Im *Fokus Nachfragereduktion* steigt die installierte Leistung in *KN2040* sogar um etwa 70 GW auf 290 GW anstatt 220 GW in 2030, da hier in *KN2045* das Erreichen der Klimaziele in 2030 aufgrund der Nachfragereduktion mit einem geringeren Ausbau erneuerbarer Energien möglich war. Insgesamt müssen auch die Importe synthetischer Energieträger früher intensiver genutzt werden, um fossile Energieträger zu ersetzen. So werden insgesamt bereits 2040 etwa 150 TWh mehr synthetische Energieträger wie Wasserstoff, Methan oder flüssige Energieträger importiert als bei *KN2045*. Die insgesamt importierte und heimisch produzierte Menge Wasserstoff steigt bis zum Jahr 2040 insgesamt um etwa 100 TWh (*Fokus Nachfragereduktion*) beziehungsweise 250 TWh (*Fokus Technologieausbau*) an. Im Gebäudesektor zeigt sich, dass eine vorgezogene Klimaneutralität ohne Nachfragereduktion zum einen durch höhere Sanierungsaktivitäten nicht erreichbar ist. So werden im *Fokus Nachfragereduktion* beispielsweise etwa 70 Prozent der Gebäude bis 2040 mit Passivhausstandard saniert. Zusätzlich werden in allen *KN2040*-Szenarien nahezu keine neuen Gaskessel mehr installiert. Ein Großteil der installierten Heizungstechnologien besteht somit aus Wärmepumpen, wobei ebenfalls Biomassekessel oder Fernwärmeanschlüsse hinzukommen. Ein weiterer Unterschied ist, dass sich der Lkw-Bereich vollständig auf wasserstoffbetriebene Fahrzeuge umstellt, während bei *KN2045* weiterhin zum Großteil Verbrennungsmotoren mit synthetischen Brennstoffen betrieben werden.

Basierend auf diesen Ergebnissen sollten in allen Bereichen sämtliche umsetzbaren Maßnahmen so schnell wie möglich eingeleitet werden, um die Möglichkeiten zum Erreichen einer frühen Reduktion der Treibhausgase voll auszuschöpfen. Dies kann die Wahrscheinlichkeit, dass die Klimaziele erreicht werden, zumindest erhöhen.

### 3.2.20 Klimaneutralität 2035: Wie müsste ein Transformationspfad aussehen?

Im vorherigen Abschnitt wurde dargestellt, dass ein klimaneutrales Energiesystem im Jahr 2040 extrem herausfordernd zu erreichen ist. Dennoch reicht auch dieses Szenario nicht unbedingt aus, um einen adäquaten Beitrag für ein Erreichen des 1,5-Grad-Ziels zu leisten. Unter den Annahmen einer Pro-Kopf-Verteilung des globalen CO<sub>2</sub>-Budgets müssten die Emissionen nochmals früher reduziert werden, und energiebedingten Emissionen müssten bereits 2035 komplett vermieden werden. Wie in Kapitel 3.2 dargestellt, konnte dieses Ziel in den Modellrechnungen mit den für die vorherigen Analysen getroffenen Annahmen nicht erreicht werden. Im Folgenden wird anhand des Szenarios *KN2035* dargestellt, unter welchen Umständen zumindest im Modell ein solcher Beitrag zur Erreichung des 1,5-Grad-Ziels erreicht werden könnte.

### Bewertung nationaler Transformationspfade hinsichtlich der Diskussion eines deutschen Emissionsbudgets

Im Rahmen des Pariser Klimaschutzabkommens haben sich die Vertragsstaaten zum gemeinsamen Ziel verpflichtet, die Erderwärmung gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter auf deutlich unter 2 °C zu begrenzen und Anstrengungen zu einer Begrenzung auf 1,5 °C zu unternehmen. Zwischen den kumulativen Treibhausgasemissionen und der von ihnen verursachten Erwärmung besteht ein direkter, nahezu linearer Zusammenhang.<sup>282</sup> Aus diesem Zusammenhang ergibt sich das Konzept von verbleibenden Emissionsbudgets, die einer mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit erfolgenden Begrenzung der Erwärmung zugeordnet werden können.<sup>283</sup> Solche Budgets werden vom IPCC immer nur für CO<sub>2</sub> angegeben, während für die Emissionsreduktionen anderer Treibhausgase spezifische Annahmen impliziert werden. Beispielsweise ist das Treibhausgas Methan sehr kurzlebig und akkumuliert sich anders als CO<sub>2</sub> nicht dauerhaft in der Atmosphäre, weshalb hier die Abschätzung eines Budgets nicht sinnvoll ist.<sup>284</sup> Im sechsten IPCC-Sachstandsbericht umfasst die Bandbreite für das verbleibende globale CO<sub>2</sub>-Emissionsbudget ab 2020 Werte von 300 Gt CO<sub>2</sub> (Begrenzung auf 1,5 °C mit einer Wahrscheinlichkeit von 83 Prozent) bis zu 1.350 Gt CO<sub>2</sub> (Begrenzung auf 2 °C mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 Prozent). Die ausgewählten Werte verdeutlichen, dass bereits in diesem Rahmen den Aussagen im Paris Agreement ein verbleibendes globales Emissionsbudget nicht eindeutig zugeordnet werden kann. Darüber hinaus bestehen klimawissenschaftliche Unsicherheiten, zum Beispiel hinsichtlich der Klimasensitivitäten oder des Beitrags von Nicht-CO<sub>2</sub>-Emissionen, weshalb sich diese Budgets gegenüber vergangenen Studien bereits geändert haben und auch in Zukunft durch neue Erkenntnisse Änderungen zu erwarten sind.

Während die Ziele im Rahmen des Pariser Klimaschutzabkommens also eine gewisse Bandbreite von möglichen Temperatur- und Wahrscheinlichkeitsniveaus unter 2 °C abdecken, bekennt sich die gegenwärtige Bundesregierung im Rahmen des Koalitionsvertrags deutlich zu einem Erwärmungsniveau von 1,5 °C.<sup>285</sup> Die Diskussion in Deutschland fokussiert sich daher oftmals auf eine Begrenzung von 1,5 °C (50 Prozent) als Ausdruck des 1,5-Grad-Ziels sowie auf den Wert für 1,75 °C (67 Prozent Wahrscheinlichkeit) zur Darstellung einer Begrenzung von deutlich unter 2 °C als Ausdruck des Pariser Klimaschutzabkommens. Da die jeweiligen Budgets global ab 2020 dargestellt sind, müssen für die Berechnung eines nationalen Emissionsbudgets ein Referenzzeitpunkt für die Aufteilung des Budgets sowie ein Verteilungsschlüssel festgelegt werden. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen schlägt dahingehend als Berechnungsbeginn das Jahr 2016 aufgrund des Pariser Klimaschutzabkommens von 2015 sowie eine Verteilung gemäß dem jeweiligen Anteil an der Weltbevölkerung vor.<sup>286</sup> Eine solche Aufteilung vernachlässigt dabei historische Emissionen der Industrieländer, die das Budget im konkreten Fall für Deutschland deutlich verringern würden, bis hin zur Anforderung bilanziell negativer Emissionen bereits in 2030.<sup>287</sup> Andererseits berücksichtigt eine solche Aufteilung des Budgets nicht die Kosten des globalen Klimaschutzes. Die Pro-Kopf-Verteilung würde sehr hohe CO<sub>2</sub>-Einsparungen mit zum Teil hohen Vermeidungskosten in den Industrieländern erfordern, während andere Länder, die von einem geringeren Pro-Kopf-Niveau aus starten, ihre Emissionen noch erheblich steigern dürften. Vor diesem Hintergrund würde eine Strategie, in den Industrieländern höhere Emissionen zuzulassen und die Mehremissionen an anderer Stelle direkt (über Kompensationszahlungen) oder indirekt (über Technologietransfer) auszugleichen, voraussichtlich zu einer insgesamt kosteneffizienteren, aber unter Gerechtigkeitsprinzipien problematischen Lösung führen.

282 IPCC 2021.

283 Vgl. ebd.

284 Rogelj et al. 2019.

285 Koalitionsvertrag 2021.

286 SRU 2020; SRU 2022.

287 Rajamani et al. 2021.

Es zeigt sich also, dass zumindest wissenschaftlich ein Verteilungsschlüssel nicht eindeutig hergeleitet werden kann<sup>288</sup>, sondern politischer respektive gesellschaftlicher Bewertungen bedarf.

Die Bestimmung eines verbleibenden CO<sub>2</sub>-Budgets ist aufgrund der wissenschaftlichen Unsicherheiten und der nicht eindeutig zu lösenden Verteilungsfrage als politisch handlungsleitende Größe auf nationaler Ebene umstritten. Unabhängig davon ist dieser Ansatz jedoch hilfreich als Beurteilung des Ambitionsniveaus angestrebter Klimaziele oder Transformationspfade.<sup>289</sup> Einer Pro-Kopf-Verteilung folgend können unter Berücksichtigung der bereits erfolgten Emissionen für Deutschland ab 2022 die Tabelle 6 dargestellten verbleibenden CO<sub>2</sub>-Emissionsbudgets abgeschätzt werden.

Globale Erderwärmung gegenüber vorindustriellem Zeitalter	Wahrscheinlichkeit der Begrenzung der Erderwärmung	Globales Emissionsbudget ab 2020	CO <sub>2</sub> -Budget für Deutschland ab 2022
1,5 °C	50 %	500 GtCO <sub>2</sub>	3,02 GtCO <sub>2</sub>
1,5 °C	67 %	400 GtCO <sub>2</sub>	1,92 GtCO <sub>2</sub>
1,75 °C	50 %	925 GtCO <sub>2</sub>	7,69 GtCO <sub>2</sub>
1,75 °C	67 %	775 GtCO <sub>2</sub>	6,04 GtCO <sub>2</sub>
1,75 °C	83 %	600 GtCO <sub>2</sub>	4,67 GtCO <sub>2</sub>

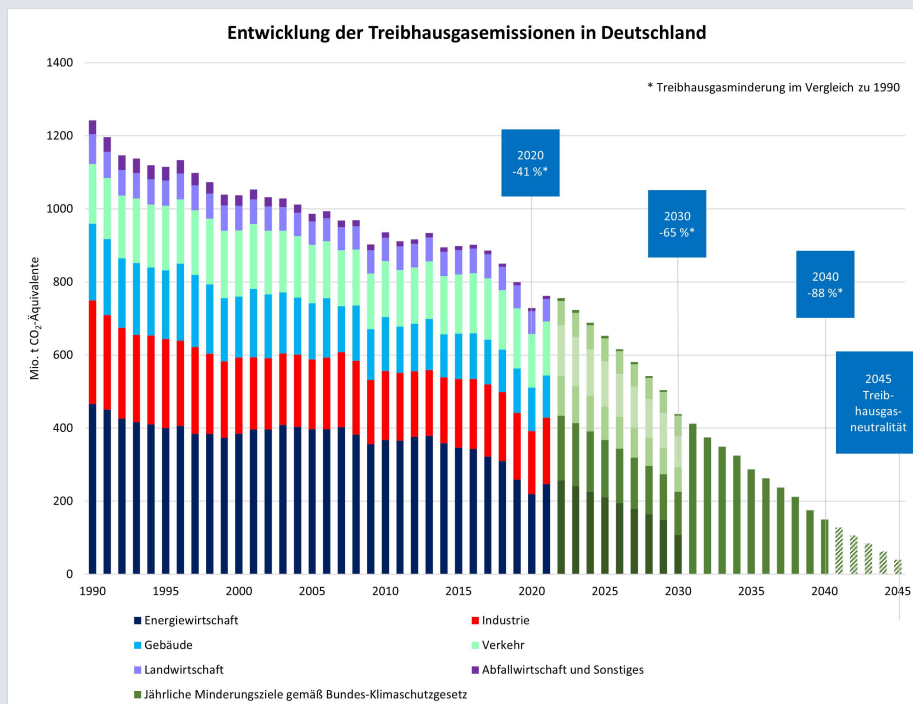
**Tabelle 6: Verbleibendes globales CO<sub>2</sub>-Emissionsbudget ab 2020 (IPCC 2021) und daraus abgeleitetes deutsches Budget basierend auf einer Pro-Kopf-Verteilung.** Die Rechnung folgt Knopf/Geden (2022) mit globalen Emissionsdaten aus Global Carbon Budget und nationalen Emissionsdaten aus UBA 2022-4. Emissionen aus Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF) werden jeweils mitberücksichtigt, dadurch ergeben sich trotz identischen Pro-Kopf-Ansatzes geringfügig unterschiedliche Werte zum Beispiel im Vergleich zu Konzeptwerk 2022 und SRU 2022.

Im deutschen Klimaschutzgesetz in der überarbeiteten Fassung von 2021 wird ein verbleibendes Emissionsbudget nicht explizit ausgewiesen. Aus den festgelegten Reduktionszielen lassen sich jedoch die dem verzeichneten Transformationspfad entsprechenden kumulierten Emissionen bis zur angestrebten Klimaneutralität 2045 abschätzen (siehe Abbildung 54).

<sup>288</sup> Knopf/ Geden 2022.

<sup>289</sup> Ebd.





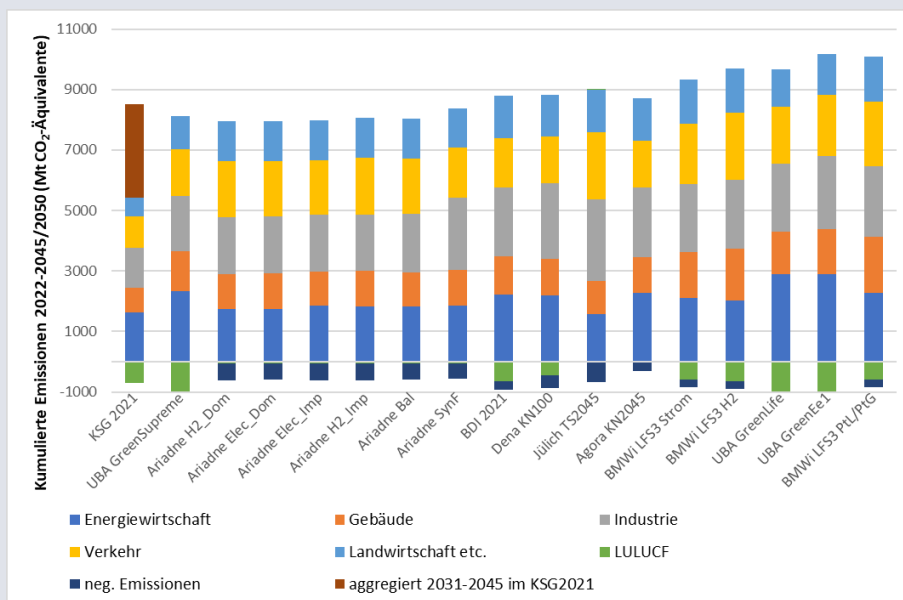
**Abbildung 54: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland entsprechend dem im Klimaschutzgesetz 2021 verzeichneten Transformationspfad.** Bis 2030 beinhaltet das Klimaschutzgesetz jährliche Sektorziele (außer für den Sektor Energiewirtschaft), ab 2030 jährliche Ziele für die aggregierten Emissionen. Bis 2030 wird eine Reduktion der Treibhausgase um 65 Prozent gegenüber 1990 angestrebt, bis 2040 eine Reduktion um 88 Prozent, für 2045 Klimaneutralität. Restemissionen zum Beispiel aus der Landwirtschaft müssen dann ausgeglichen werden, unter anderem durch LULUCF, für das in 2045 eine Netto-Senkenleistung von 40 Mt CO<sub>2</sub> angestrebt wird (angepasst aus BMWK 2022).

Es ergeben sich ab 2022 etwa 8,6 Gt CO<sub>2</sub>-Äquivalent (ohne die Netto-Senke LULUCF) beziehungsweise 7,9 Gt CO<sub>2</sub>-Äquivalent (mit LULUCF). Diese Angaben beziehen sich jedoch nicht nur auf CO<sub>2</sub>, sondern beinhalten weitere Treibhausgase wie Methan oder Lachgas, die in den letzten Jahren in Deutschland ungefähr einen Anteil von 12 Prozent ausmachen. Der CO<sub>2</sub>-Anteil an diesem Budget lässt sich nur mit einiger Unsicherheit abschätzen, da dieser Anteil an den Treibhausgasen zwischen den verschiedenen Sektoren stark variiert (zum Beispiel in 2020 ca. 96 Prozent CO<sub>2</sub>-Anteil im Energiesektor, aber nur ca. 13 Prozent CO<sub>2</sub>-Anteil in der Landwirtschaft) und für die Zeit nach 2030 das Klimaschutzgesetz keine Reduktionsziele für die verschiedenen Sektoren ausweist. In Knopf & Geden (2022)<sup>290</sup> werden die kumulierten CO<sub>2</sub>-Emissionen entsprechend dem Transformationspfad des Klimaschutzgesetzes im Zeitraum 2022 bis 2045 mit 6,4 Gt CO<sub>2</sub> abgeschätzt (wobei hier gewisse Unsicherheiten bestehen und beispielsweise Konzeptwerk (2022)<sup>291</sup> etwas höhere Werte extrapoliert). Damit zeigt sich, dass die mit dem Klimaschutzgesetz assoziierten kumulierten Emissionen in der Nähe des Werts für eine Temperaturerhöhung von 1,75 °C mit einer Wahrscheinlichkeit von 67 Prozent liegen, das heißt im Rahmen des Pariser Klimaschutzabkommens (siehe auch die Diskussion in SRU 2022). Das einer Begrenzung der Erwärmung um 1,5 °C (50 Prozent Wahrscheinlichkeit) zugeordnete Budget wird jedoch deutlich überschritten.

<sup>290</sup> Knopf/ Geden 2022.

<sup>291</sup> Konzeptwerk Neue Ökonomie 2022.

In den Szenarienstudien zur Transformation des deutschen Energiesystems werden ebenfalls Treibhausgasemissionen ausgewiesen. Abbildung 55 zeigt Abschätzungen für die kumulierten Treibhausgasemissionen ab 2022 in verschiedenen Szenarienstudien im Vergleich zum Klimaschutzgesetz 2021. Es wird deutlich, dass die meisten dieser Studien einschließlich LULUCF und negativer Emissionen im Bereich 7,3 bis 8,7 Gt CO<sub>2</sub>-Äquivalent und damit nahe dem Wert für das Klimaschutzgesetz von 7,9 Gt CO<sub>2</sub>-Äquivalent liegen. Dies liegt darin begründet, dass die im Klimaschutzgesetz verzeichneten Minderungs- oder Sektorziele als Randbedingungen in die Modellierungen eingehen. Eine Ausnahme ist die *UBA RESCUE*-Studie, die vor der Zielverschärfung des Klimaschutzgesetzes veröffentlicht wurde und die Klimaneutralität für 2050 realisiert. Die Szenarien *GreenEE1* und *GreenLife* zeigen dementsprechend etwas höhere kumulierte Emissionen von etwa 10 Gt CO<sub>2</sub>-Äquivalent auf. Das Szenario *GreenSupreme*, das sehr ambitionierte Effizienz- und Suffizienzannahmen integriert, weist die geringsten kumulierten Treibhausgasemissionen von etwa 8,6 Gt CO<sub>2</sub>-Äquivalent von 2022 bis 2050 aus. Diese Abschätzungen zeigen, dass sich alle im Rahmen dieser Analyse betrachteten Szenarienstudien eher am Klimaschutzgesetz und damit in etwa an einem 1,75(67 Prozent)-Grad-Pfad orientieren, keineswegs aber einen im Koalitionsvertrag angestrebten 1,5(50 Prozent)-Grad-Zielpfad abbilden. Durch Extrapolation aus anderen Studien sowie durch die im Rahmen dieser Analyse durchgeführte Modellierung lässt sich zeigen, dass ein mit einem entsprechend geringeren Budget kompatibler Transformationspfad für Deutschland extreme Anforderungen an den technischen Umbau des Energiesystems sowie die Reduktion der Energienachfrage stellen würde.<sup>292</sup> Dies legt die Diskussion eines internationalen Ausgleichs nahe, wodurch ein Überschreiten des deutschen verbleibenden Emissionsbudgets kompensiert würde. Diskutiert werden in diesem Zusammenhang beispielsweise auf durchschnittlichen Vermeidungskosten basierende Finanztransfers, die entsprechende Emissionsminderungen in Drittländern ermöglichen.<sup>293</sup> Es besteht allerdings unter anderem die Herausforderung, dass solche Transfers das nationale Ambitionsniveau senken oder die Additivität der Effekte in den Drittländern nicht garantiert werden könnte.



**Abbildung 55: Kumulierte Treibhausgasemissionen in Megatonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent im Zeitraum 2022 bis 2045/2050 (angestrebte Neutralität in der jeweiligen Studie) im Vergleich zum KSG2021 (dort nur für die Emissionen bis 2030 sektoral unterschieden).** Abschätzung der jeweiligen jährlichen Emissionen durch Interpolation basierend auf Angaben für Stützjahre in den jeweiligen Studien beziehungsweise basierend auf historischen Daten bis 2021.<sup>294</sup> Die im Rahmen dieser Analyse berechneten Szenarien sind nicht aufgeführt, da diese nur CO<sub>2</sub>, nicht aber andere Treibhausgase bilanzieren.

<sup>292</sup> Wuppertal-Institut 2020 und Abschnitt 3.2.5.

<sup>293</sup> Öko-Institut 2021.

<sup>294</sup> UBA 2022-3.

In Abbildung 57 ist zunächst die berechnete Entwicklung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen abgebildet. Unter den getroffenen Rahmenbedingungen werden bereits im Jahr 2035 nahezu alle energiebedingten Emissionen auf null reduziert. Dies bedingt, dass bereits im Jahr 2025 lediglich noch rund 300 Mt CO<sub>2</sub> und bis zum Jahr 2030 rund 110 Mt CO<sub>2</sub> emittiert werden können. Insbesondere die Energiewirtschaft mit 40 Mt CO<sub>2</sub>, aber auch der Gebäudesektor mit 60 Mt CO<sub>2</sub> reduzieren auf diesem Pfad die CO<sub>2</sub>-Emissionen bereits bis 2025 in besonders hohem Maß. Dies verdeutlicht, dass eine klimaneutrale Energieversorgung bis 2035 nur möglich ist, wenn schon sehr kurzfristig eine extreme Reduktion der Nachfrage sowie ein deutlich stärkerer Ausbau von Technologien umgesetzt würden.

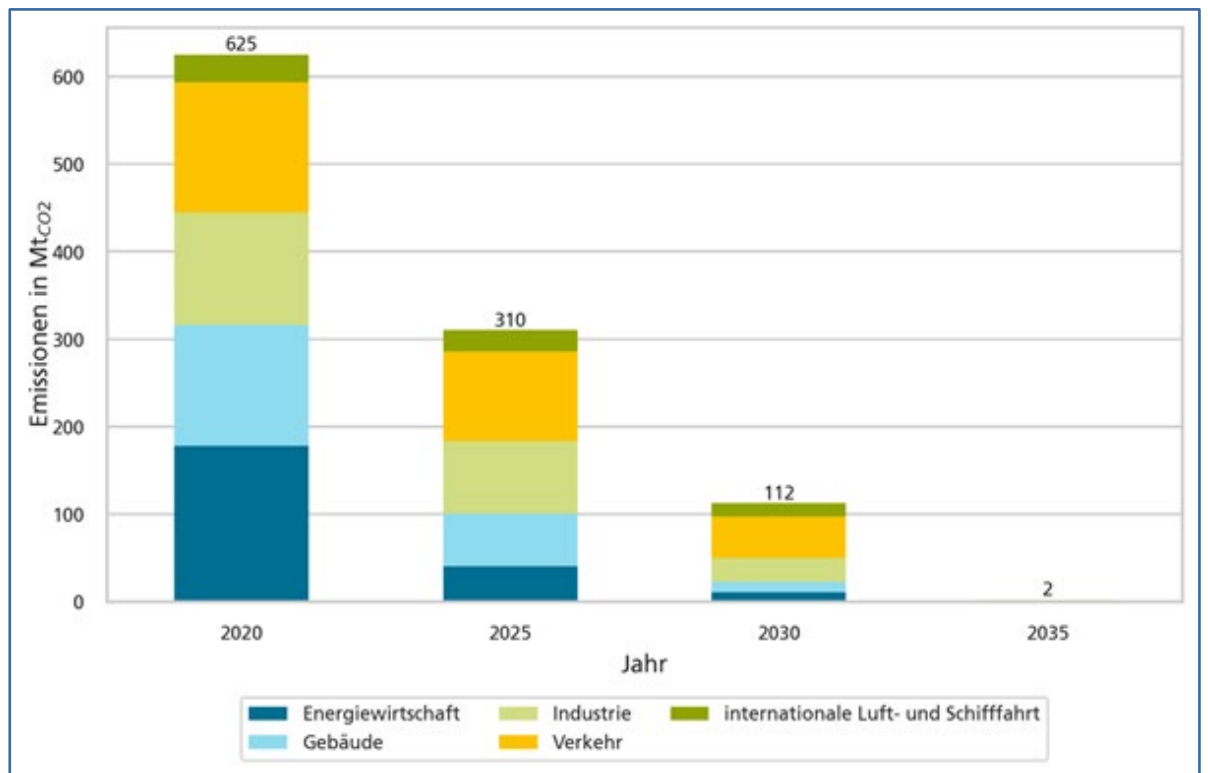


Abbildung 56: Entwicklung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenario KN2035

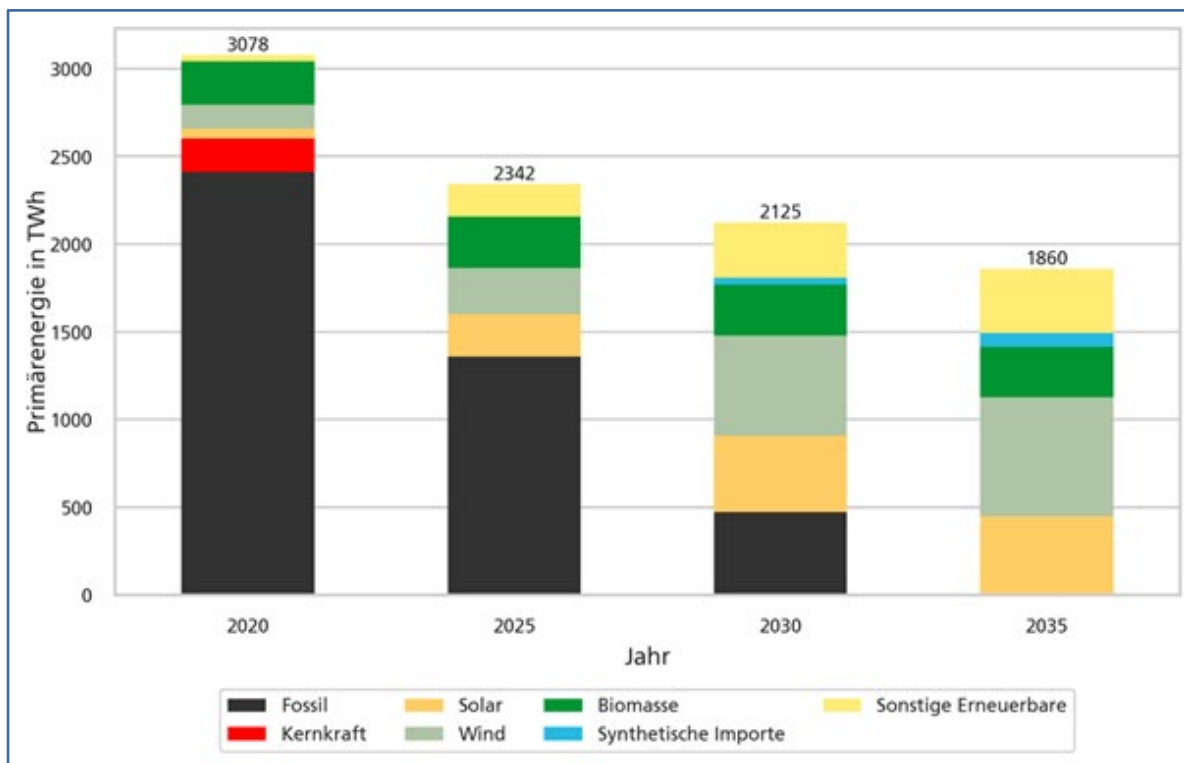


Abbildung 57: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Szenario KN2035 von 2020 bis 2035 in TWh

In Abbildung 57 ist die Primärenergienachfrage im Szenario KN2035 bis zum Jahr 2035 dargestellt. Es stellt sich bereits 2025 eine Reduktion um 830 TWh ein, wobei allein die Nutzung von fossilen Energieträgern und Kernenergie um etwa 1.240 TWh zurückgeht und die Primärenergie aus erneuerbaren Quellen hingegen um etwa 410 TWh ansteigt. Im Jahr 2030 werden lediglich 500 TWh fossile Brennstoffe genutzt, und etwa 80 Prozent der Primärenergie stammt aus regenerativen Quellen. Diese übernehmen bis zum Jahr 2035 die gesamte Bereitstellung von Primärenergie, wobei allein Windenergie und Photovoltaik über 1000 TWh Strom bereitstellen.

Um die Primärenergie in dem oben dargestellten Tempo auf Basis von regenerativen Energiequellen sicherstellen zu können, sind selbst unter den angenommenen Verbrauchsreduktionen extreme Zubauraten von Windenergie und Photovoltaik notwendig, dargestellt in Abbildung 58. Insbesondere in den Jahren bis 2030 werden jährliche Zubauraten von 33 GW/a Photovoltaik und 16 GW/a Windenergie erforderlich. Die Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien im Jahr 2030 betragen über 600 GW. Im Jahr 2032 wird mit 655 GW ein Peak in der Erzeugungsleistung erreicht, und aufgrund einer weiterhin sinkenden Nachfrage sowie der zunehmenden Möglichkeit des Imports synthetischer Energieträger sinkt diese Leistung bis zum Jahr 2050 auf etwa 550 GW. Es zeigt sich, dass die insgesamt installierte Leistung von erneuerbaren Energien vergleichbar mit der eines Pfads zu Klimaneutralität 2040 oder 2045 wäre, allerdings insbesondere in den kommenden Jahren enorme Anstrengungen unternommen werden müssten. Bei gleichzeitig intensiven Anstrengungen in der Reduktion des Verbrauchs könnte eine Transformation der Stromerzeugung dann jedoch bereits bis zum Jahr 2035 abgeschlossen sein.

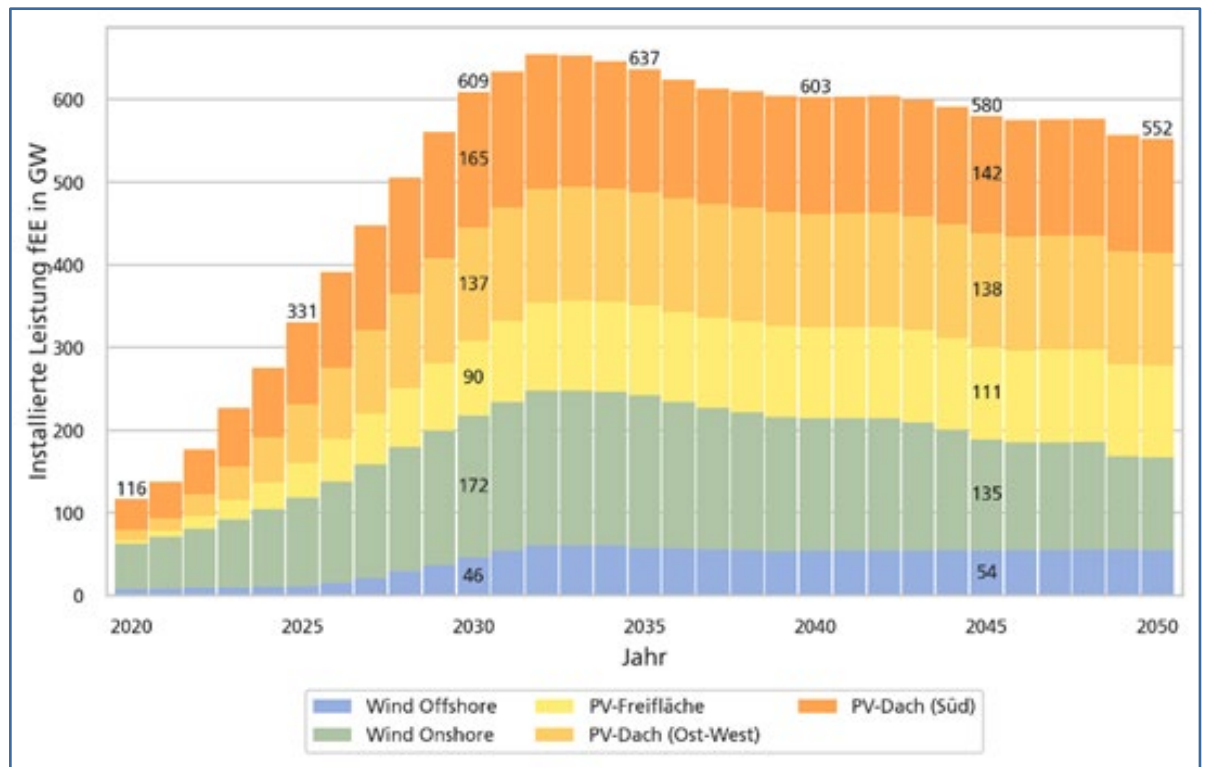


Abbildung 58: Installierte Leistung von Windenergie und Photovoltaik im Szenario KN2035 von 2020 bis 2050

Diese großen Anstrengungen im Zubau von Windenergie und Photovoltaik sind jedoch nur sinnvoll, wenn gleichzeitig die Elektrifizierung der Verbrauchssektoren konsequent vorangetrieben wird. Im Szenario sind bis 2030 bereits rund 45 Prozent der Pkw batterieelektrisch angetrieben, bis 2035 besteht dann der Großteil der (stark reduzierten) Fahrzeugflotte aus elektrisch betriebenen Fahrzeugen. Im Lkw-Verkehr wird ebenfalls bis 2035 eine Reduktion der Anzahl der Fahrzeuge angenommen. Im Gegensatz zum Pkw-Verkehr beruht diese im Jahr 2035 zu etwa 80 Prozent auf wasserstoffelektrischen Fahrzeugen. Ebenfalls ist eine Reduzierung der für den Flugverkehr und die Schifffahrt benötigte Menge flüssiger Kraftstoffe bis 2035 um 60 Prozent angenommen. Diese Umstellung im Verkehr führt dazu, dass sich der Endenergieverbrauch dieses Sektors um etwa 450 TWh reduziert und etwa 60 TWh Strom, 70 TWh Wasserstoff und 48 TWh synthetische flüssige Kraftstoffe eingesetzt werden.

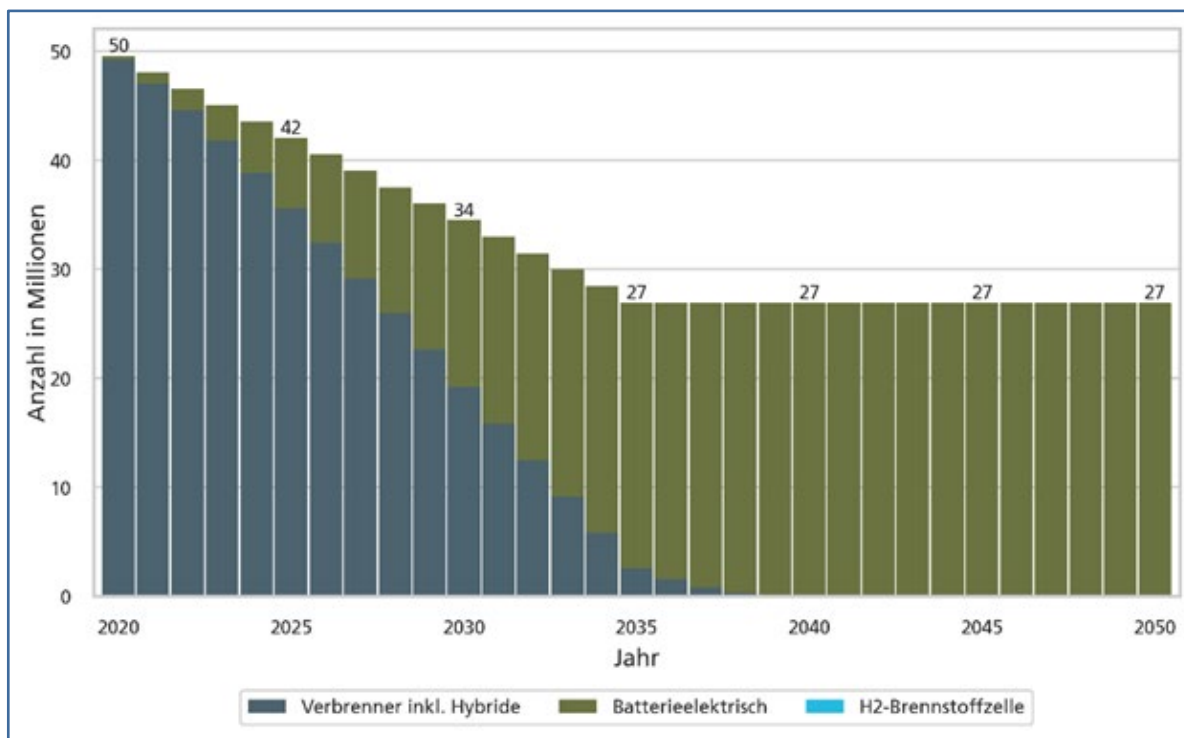


Abbildung 59: Entwicklung des Pkw-Bestandes im Szenario KN2035 mit einer starken Reduzierung des Verkehrsaufkommens bis zum Jahr 2035<sup>295</sup>

Die intensivierten Maßnahmen zur Umstellung der Verbrauchssektoren werden ebenfalls in der Entwicklung des Gebäudesektors, dargestellt in Abbildung 60, deutlich. Hier wird insbesondere der schnelle Technologiewechsel von Gas- und Ölkesseln hin zu einem umfangreichen Einsatz von Wärmepumpen deutlich. So werden bereits im Jahr 2025 keine Ölkessel mehr zum Heizen von Gebäuden verwendet, und ab dem Jahr 2034 werden bereits keine Gaskessel mehr eingesetzt. Die Bereitstellung von Gebäudewärme beruht folglich bereits im Jahr 2035 auf dem Einsatz von etwa 16 Millionen Wärmepumpen sowie einem kleinen Anteil von Holzkesseleln und Anschlüssen ans Wärmenetz. Diese rasante Umstellung wird nur unter der Annahme beschleunigter Austauschraten von Öl- und Gaskesseln möglich, wodurch diese bereits vor Ablauf ihrer Lebensdauer durch emissionsarme Technologien ersetzt werden können. Zusätzlich zum beschleunigten Austausch von Technologien zeigt sich in der Abbildung 60 eine Reduktion der Anzahl an Heizungstechnologien. Das Absenken der Anzahl Heizungstechnologien ist im Modell ein Hilfsmittel, um die Reduktion der Heizleistung durch eine sinkende Wohnfläche und eine sinkenden Heiztemperatur abzubilden. In der Realität wird die Anzahl der Anschlüsse auch davon abhängen, wie sich mit sinkender Wohnfläche die Siedlungsstruktur und damit die Zahl der Gebäude ändert.

In der weiteren Entwicklung nach 2035 bleiben Wärmepumpen weiterhin die dominierende Technologie zur Wärmeversorgung. Erst ab dem Jahr 2040 erweist sich eine leichte Umstellung von Wärmepumpen und Holzkesseleln zu einem umfangreichen Anschluss von Gebäuden ans Wärmenetz als kosteneffizienter.

<sup>295</sup> Die Nachfragereduktion im Verkehrssektor wird im Modell REMod durch eine Reduktion der Anzahl der Fahrzeuge bei angenommenen gleichbleibenden Nutzungsmustern abgebildet. Diese Reduktion integriert damit stellvertretend weitere Faktoren wie eine reduzierte Fahrleistung, einen höheren Besetzungsgrad oder die Wahl kleinerer Fahrzeuge, die im Modell nicht explizit dargestellt sind.

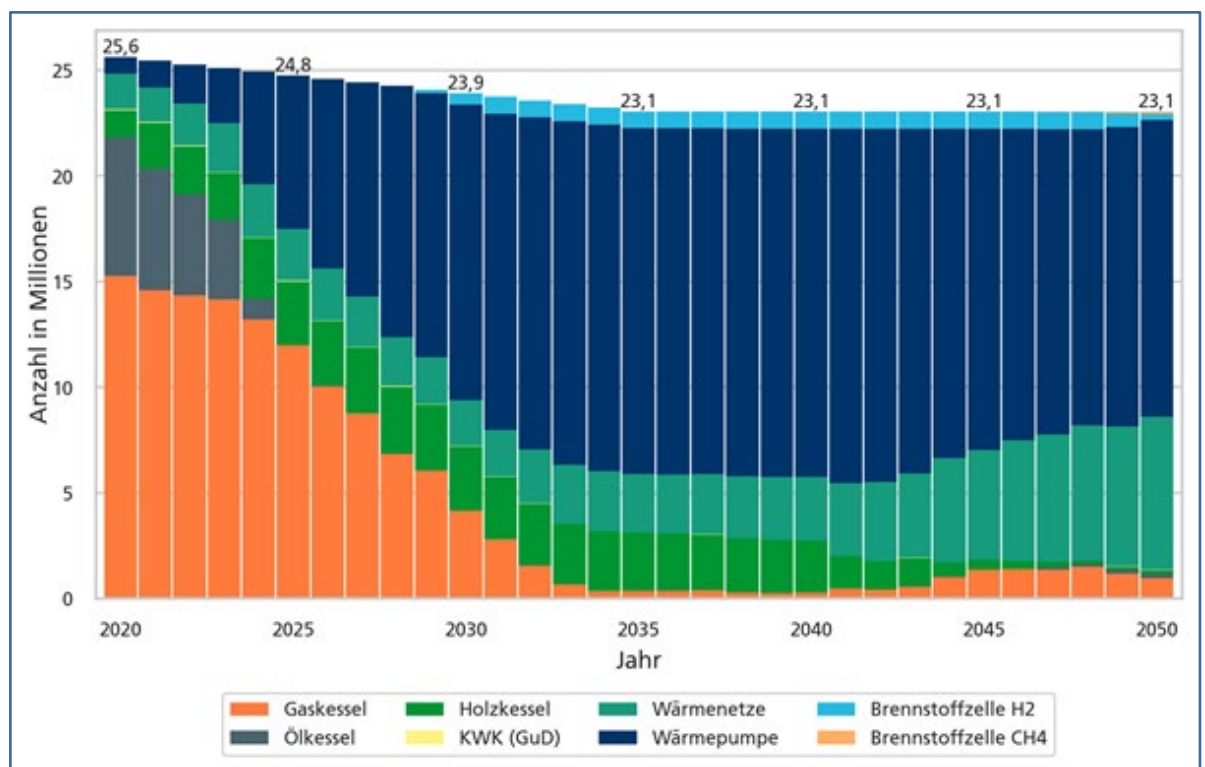


Abbildung 60: Technologiezusammensetzung im Gebäudesektor im Szenario KN2035 in Anzahl Heizungstechnologien

Ähnlich intensive Umstellungen von Technologien, die auf fossilen Energieträgern beruhen, hin zu emissionsarmen Technologien sind im Industriesektor notwendig. Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass ein CO<sub>2</sub>-Budget, das einem 1,5-Grad-Pfad entspricht, nur zu erreichen ist, wenn bisherige Ziele im Ausbau von erneuerbaren Energien und im Umbau der Verbrauchssektoren neu definiert werden.

So müssten verglichen mit aktuellen Zielsetzungen beispielsweise konkrete Ziele für eine Reduktion des Energieverbrauchs definiert werden, da ein 1,5-Grad-konformes Budget und Klimaneutralität bis 2035 mit aktuellen Verbrauchswerten nicht umsetzbar wäre. Ebenso müsste ein zügigerer Austausch von Technologien anvisiert werden, sodass auch fossile Technologien, die noch vor Ablauf ihrer Lebensdauer stehen, ausgetauscht würden. Dieser Austausch müsste so zügig vonstattengehen, dass die Nutzung fossiler Energieträger im Jahr 2030 bereits auf 500 TWh reduziert würde, also um etwa 1000 TWh geringer wäre als bei den aktuellen Klimazielen. Hierdurch würden die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2030 um etwa 200 Mt reduziert. Da ein Großteil der Energie somit sehr zügig erneuerbar bereitgestellt werden müsste, müssten im Jahr 2035 bereits 600 GW Windenergie und PV installiert sein, was bei Szenarien mit Klimaneutralität 2045 erst zwischen 2040 und 2045 erreicht wird. In den Verbrauchssektoren müssten im Gegensatz zu KN2045 alle ab heute neu installierten Technologien mit erneuerbarer Energie, vor allem über Elektrifizierung, betrieben werden. So würden beispielsweise im Gebäudesektor fast ausschließlich Wärmepumpen genutzt, und auch der Anteil an Fernwärmetechnologien oder Biomasse wäre sehr gering. Auch der Industriesektor hätte im Vergleich zu KN2045 eine geringere Technologievelfalt und würde fast vollständig elektrifiziert, insbesondere mit Elektrodenkesseln. Im Verkehr würden nicht nur im Pkw-Bereich wie bei KN2045 keine Verbrennungsmotoren mehr genutzt, sondern zusätzlich würde sich der Lkw-Bereich vollständig auf wasserstoffbetriebene Fahrzeuge umstellen. Die notwendige Umbaugeschwindigkeit wäre jedoch extrem hoch und wird von Expert\*innen als kaum erreichbar eingeschätzt.

### 3.2.21 Elektronen versus Moleküle: Umsetzungsoptionen in den Sektoren

Der Ausstieg aus fossilen Energien auf dem Weg hin zur Klimaneutralität impliziert einen steigenden Bedarf an alternativen Energieträgern. Dies gilt sowohl für Strom als auch für Moleküle in Form von Biomasse, Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen. Dies zeigen auch die in der Metaanalyse analysierten Studien. Dennoch lässt sich bereits heute sagen, dass eine Direktelektrifizierung grundsätzlich in allen Bereichen, wo diese möglich ist, zu einer deutlich höheren Effizienz der Energienutzung führt als die Nutzung von nichtbiogenen chemischen Energieträgern.



Abbildung 61: Metaanalyse – Gesamtbedarf (Endenergie) an Elektrizität und nichtfossilen chemischen Energieträgern in 2030 (oben) und 2045/2050 (unten) im Vergleich



Die genaue Aufteilung der Bedarfe nach Strom und nichtfossilen chemischen Energieträgern ist dabei aktuell zumindest noch nicht vollständig klar, da in vielen Bereichen sowohl Elektrizität („Elektronen“) als auch chemische Energieträger („Moleküle“) zur Energiebereitstellung infrage kommen. Beispielsweise kann Wärme mit niedrigen und mittleren Temperaturniveaus mittels Wärmepumpen oder durch Verbrennung bereitgestellt werden, oder Fahrzeuge können batterieelektrisch, über elektrische Oberleitungen, mit Brennstoffzellen oder Verbrennungsmotoren angetrieben werden. Biomasse kommt grundsätzlich für alle Anwendungen infrage, für die auch synthetische Kraftstoffe oder Wasserstoff eingesetzt werden können. Allerdings gibt es nur ein begrenztes nachhaltiges Potenzial an Biomasse, das außerdem auch in anderen Bereichen, wie beispielsweise als nachhaltigeres Baumaterial, genutzt werden kann. Entsprechend ist das Biomassepotenzial nicht ausreichend, um einen großen Anteil des Bedarfs an stofflichen Energieträgern zu decken (siehe Box Biomasse).

Bei einigen Anwendungen, wie beispielsweise Langstreckenflügen oder Langstreckenschiffsverkehr, ist dagegen eine Nutzung von synthetischen oder biogenen Kraftstoffen erforderlich, um die notwendigen Energiedichten zu erreichen. Darüber hinaus sind Wasserstoff und andere chemische Energieträger unabdingbar, wenn fossile Rohstoffe in Produktionsprozessen ersetzt werden müssen. In anderen Bereichen ist dagegen noch unklar, ob sich direkt elektrifizierte Technologien oder solche, die auf chemischen Energieträgern basieren, als wirtschaftlicher erweisen und durchsetzen werden. Tabelle 7 gibt einen Überblick über die Sektoren und Technologien, bei denen die Nutzung von Strom beziehungsweise chemischen Energieträgern jeweils sinnvoller beziehungsweise notwendig ist, und solche, bei denen diese Frage noch nicht geklärt ist.

	Industrie	Verkehr	Gebäude
<b>Einsatz von stofflichen Energieträgern (inklusive Biomasse)</b>	Feedstocks in der Stahl- und Chemieindustrie	Interkontinentaler Luft- und Schiffsverkehr	Teilweise schwer sanierbare Gebäude
<b>Technologiemix wahrscheinlich vorteilhaft</b>	Hochtemperatur-Prozesswärme	Schwerlastverkehr (Langstrecke) Innereuropäischer Luft- und Schiffsverkehr	Fernwärmeerzeugung (Großwärmepumpen: Elektrizität, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen: stoffliche Energieträger)
<b>Einsatz von Elektrizität wahrscheinlich vorteilhaft</b>	Mitteltemperatur-Prozesswärme	Öffentlicher straßengebundener Personenverkehr Leichte Nutzfahrzeuge Schwerlastverkehr Kurz- und Mittelstrecke	Sanierbare Gebäude
<b>Einsatz von Elektrizität sicher</b>	Niedertemperatur-Prozesswärme	Pkw-Verkehr, öffentlicher schienengebundener Personenverkehr	Neubauten

**Tabelle 7: Metaanalyse – zukünftig sinnvolle Nutzungsbereiche von Elektrizität und chemischen Energieträgern in den Anwendungssektoren (basierend auf analysierten Szenarien).**

Im Folgenden werden die für die Metaanalyse ausgewerteten Studien im Hinblick auf Ergebnisse zur Nutzung von Elektrizität und chemischen Energieträgern in unterschiedlichen Sektoren und Anwendungsbereichen untersucht. Dabei ist zu beachten, dass

einige der Studien, mittels entsprechender Annahmen beispielsweise zu Produktionstechnologien oder eingesetzten Kraftstoffen, einen spezifischen Fokus darauf legen, welche Auswirkungen eine breite Nutzung eines bestimmten Energieträgers auf das Energiesystem hat. Entsprechend wurden die getroffenen Annahmen in diesen Studien so gesetzt, dass möglichst viel des gewählten Energieträgers (also Strom, Wasserstoff oder synthetische Brenn- und Kraftstoffe) genutzt wird. In diesem Fall ist es also kein Ergebnis der gesamtsystemischen Kostenoptimierung, welche Energieträger eingesetzt werden. Zudem legen einige Szenarien einen Fokus auf die Reduktion der Nachfrage.

Tabelle 8 gibt einen Überblick dazu, welche Szenarien welchen beziehungsweise keinen technologischen Fokus haben. Ein Überblick über die Szenarien und deren Setzungen findet sich in Box Studien- und Szenarienübersicht der Metaanalyse Seite 21.

	Ohne Fokus	Fokus geringe Nachfrage	Fokus Strom (direkte Elektrifizierung)	Fokus Wasserstoff	Fokus Synthetische Kraftstoffe
<b>Szenarien</b>	<i>UBA Green Ee1</i> <i>BDI 2021</i> <i>Agora KN2045</i> <i>Ariadne Bal</i> <i>Jülich TS 2045</i> <i>ESYS KN 2045</i> <i>Dena KN100</i>	<i>UBA Green Supreme</i> <i>UBA Green Life</i> <i>BMW LFS3 PtG/PtL</i> <i>Ariadne Synfuels</i>	<i>BMW LFS3 Strom</i> <i>Ariadne Elec_Dom</i> <i>Ariadne Elec_Imp</i>	<i>BMW LFS3 H2</i> <i>Ariadne H2_Dom</i> <i>Ariadne H2_Imp</i>	<i>BMW LFS3 PtG/PtL</i> <i>Ariadne Synfuels</i>

**Tabelle 8:** Szenarien mit und ohne Technologiefokus. „Ohne Fokus“ bedeutet, dass der Technologiemix vom Optimierungsalgorithmus so bestimmt wird, dass die Kosten des Gesamtsystems minimiert werden.

Insgesamt zeigen die Studien aufgrund der Heterogenität der verwendeten Modelle und Annahmen ein sehr uneinheitliches Bild in Bezug auf die Nutzung von Elektrizität und chemischen Energieträgern, aber auch der Nutzung von Wasserstoff, Biomasse und synthetischen Kraftstoffen. Allgemeine Schlussfolgerungen zur Vorteilhaftigkeit einzelner Energieträger in verschiedenen Sektoren sind daher nur eingeschränkt möglich.

Dennoch zeigen die Szenarien der „Langfristszenarien“ (*BMW LFS3 2021*), der einzigen Studie, die auch Gesamtsystemkosten ausweist, dass Szenarien mit einem stärkeren Fokus auf Direktelektrifizierung zu geringeren Gesamtsystemkosten führen. Dies liegt hauptsächlich an der höheren Effizienz der Direktelektrifizierung im Vergleich zur indirekten Elektrifizierung der Prozesse über Wasserstoff oder synthetische Brenn- und Kraftstoffe.

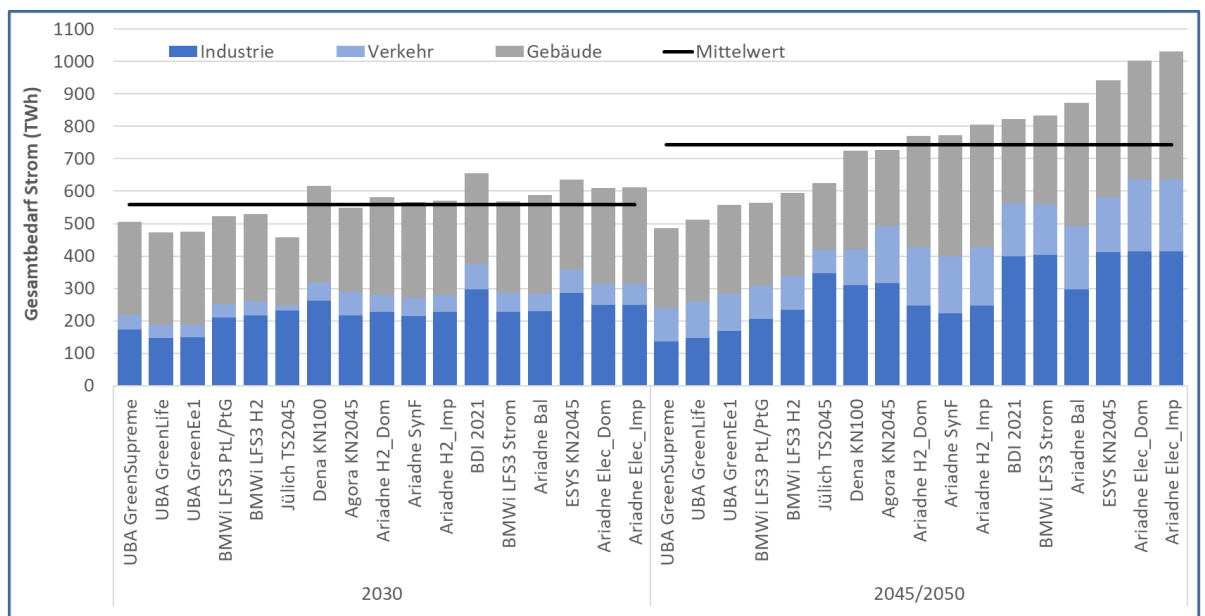
Abbildung 62 zeigt die Entwicklung des Endenergiebedarfs an Strom in den verschiedenen Szenarien. Im Mittel steigt der Strombedarf von etwa 560 TWh in 2030 auf etwa 744 TWh in 2045/50 an. Dies entspricht einem prozentualen Anstieg von 33 Prozent. Auch in den einzelnen Szenarien mit Ausnahme von *UBA Green Supreme*, das extreme Suffizienz- und Effizienzannahmen trifft, steigt der Strombedarf. Die Höhe des Anstiegs zeigt eine große Bandbreite und liegt zwischen 9 und 69 Prozent.

Der Anstieg des Strombedarfs ist dabei ungleich über die Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude verteilt. In der Industrie kommt es im Mittel über die Szenarien hinweg zu einem Anstieg von 27 Prozent des Strombedarfs, mit einer großen

Spannbreite zwischen den Szenarien von 0 bis 77 Prozent. Bei *UBA GreenSupreme* und dem Stromszenario der Langfristszenarien (*BMWi LFS3 Strom*) ergibt sich eine Bedarfsreduktion um 21 beziehungsweise 3 Prozent.

Im Gebäudebereich kommt es im Mittel zu einer Steigerung des Strombedarfs um 6 Prozent, mit einer ebenfalls recht großen Variation zwischen den Szenarien zwischen –13 und 33 Prozent. Hier kommt es in neun Szenarien zu einer Reduktion des Bedarfs, in sieben Szenarien steigt der Bedarf. Im Verkehrssektor ist der Anstieg des Strombedarfs deutlich unumstrittener, der Anstieg liegt zwischen 100 und 240 Prozent, im Mittel steigt der Strombedarf um 174 Prozent. Diese Heterogenität zwischen den Sektoren beruht darauf, dass in der Industrie und bei den Gebäuden eine höhere Effizienz und eine stärkere direkte Elektrifizierung zu gegenläufigen Effekten führen, während im Verkehrsbereich der aktuelle Strombedarf sehr gering ist und der Anstieg durch den Umstieg auf batterieelektrische und teilweise oberleitungsgebundene Fahrzeuge erfolgt.

Abbildung 62 enthält auch die Aufteilung des Strombedarfs auf die einzelnen Sektoren. In 2030 werden etwa 50 Prozent (zwischen 43 und 60 Prozent) des Stroms im Gebäudesektor eingesetzt, etwa 40 Prozent (zwischen 31 und 51 Prozent) fallen in der Industrie und 10 Prozent (zwischen 3 und 13 Prozent) im Verkehr an. In 2045/2050 verschiebt sich der Bedarf vom Gebäudesektor (im Mittel 42 Prozent, zwischen 32 und 51 Prozent) auf den Verkehrssektor (im Mittel 20 Prozent, zwischen 12 und 24 Prozent), während der Anteil der Industrie relativ konstant bleibt (im Mittel 38 Prozent, zwischen 28 und 56 Prozent).



**Abbildung 62: Metaanalyse – Endenergiebedarf von Strom nach Sektoren in 2030 und 2045/2050.** 2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien. \*Ariadne-Szenarien: beziehen sich auf das Hybridmodell.

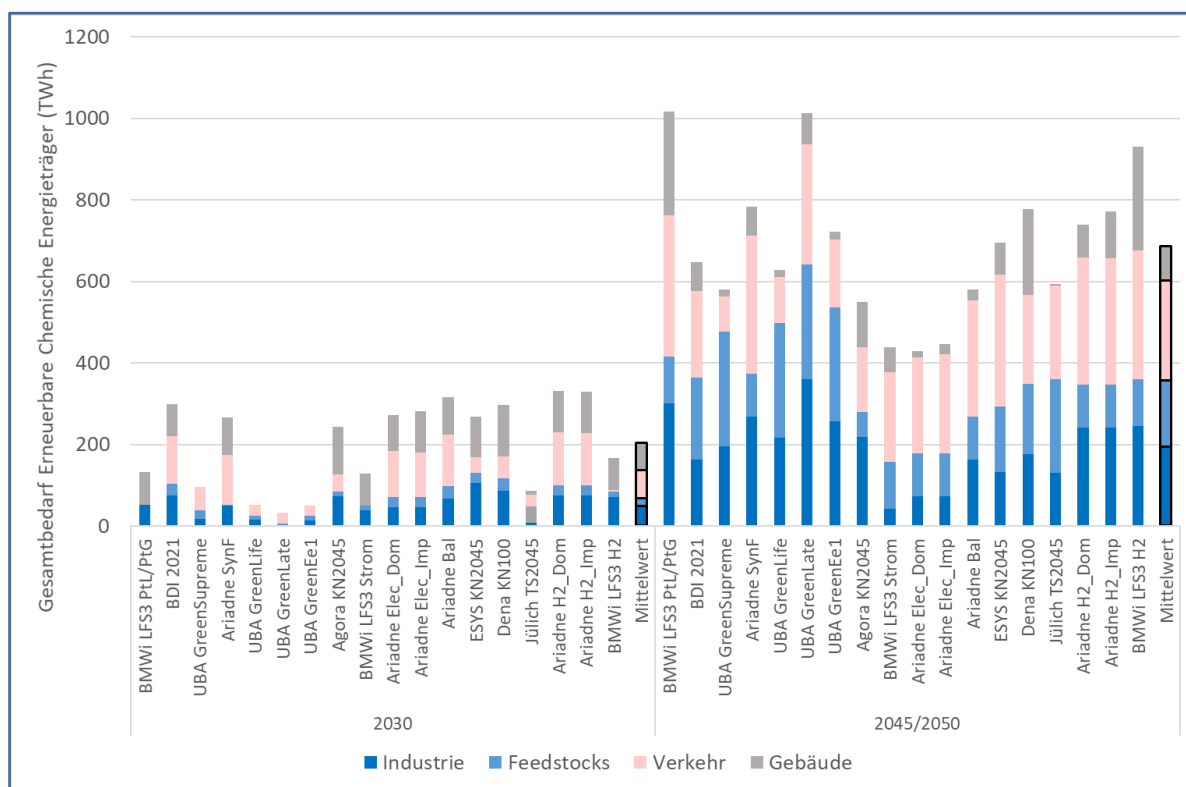


Abbildung 63: Metaanalyse – Entwicklung des Gesamtbedarfs an nichtfossilen chemischen Energieträgern

Abbildung 63 zeigt die Entwicklung des Bedarfs an nichtfossilen chemischen Energieträgern und deren Aufteilung nach Sektoren zwischen 2030 und 2045/2050 in den betrachteten Szenarien. Im Mittelwert steigt der Bedarf von etwa 205 auf etwa 671 TWh. Die Bandbreiten zwischen den Szenarien sind enorm, in 2030 liegt der Bedarf zwischen 32 und 331 TWh, in 2045/2050 zwischen 428 und 1.017 TWh. Die Szenarien mit dem Fokus auf Strom weisen dabei durchgehend einen vergleichsweise geringeren Bedarf an chemischen Energieträgern auf, die Szenarien mit Fokus auf synthetische Brenn- und Kraftstoffe oder Wasserstoff zeigen höhere Bedarfe.

Auch hier verteilt sich der Anstieg unterschiedlich über die Sektoren. Chemische Energieträger kommen in 2045/2050 in allen Szenarien in allen Sektoren und als Feedstocks zum Einsatz. In 2030 gibt es in einem Szenario keinen Einsatz von (nichtfossilen) chemischen Energieträgern in der Industrie, vier Szenarien ermitteln keinen Bedarf im Gebäudesektor und zwei Szenarien keinen Bedarf im Verkehrssektor. In der Industrie kommt es in etwa zu einer Vervielfachung des mittleren Bedarfs. Dieser liegt in 2030 bei etwa 49 TWh (zwischen etwa 0 TWh und 106 TWh), in 2045/2050 bei 194 TWh (zwischen 41 TWh und 361 TWh). Bei den Feedstocks steigt der Bedarf von etwa 19 TWh (zwischen 2 TWh und 39 TWh) auf 162 TWh (zwischen 62 TWh und 280 TWh). Dies entspricht einer Verachtfachung. Auch im Verkehrssektor steigt der Bedarf an nichtfossilen chemischen Energieträgern in allen Szenarien an: von einem Mittelwert von etwa 68 TWh (zwischen 0 TWh und 131 TWh) in 2030 auf etwa 245 TWh (zwischen 86 TWh und 347 TWh) in 2045/2050. Im Gebäudesektor zeigt sich über die Szenarien hinweg ein uneinheitliches Bild. Während in sieben Szenarien der Bedarf an nichtfossilen chemischen Energieträgern steigt, sinkt er in elf Szenarien. Im Durchschnitt ergibt sich ein prozentualer Rückgang von etwa 7 Prozent, mit einer Bandbreite von –83 bis 222 Prozent. In absoluten Werten liegt der Bedarf in 2030 im Mittel bei etwa 68 TWh

(zwischen 0 TWh und 124 TWh) und in 2045/2050 bei etwa 84 TWh (zwischen 4 TWh und 254 TWh).

Bezüglich der Aufteilung des Bedarfs an nichtfossilen Energieträgern zeigt sich, dass der Hauptteil in der Industrie verwendet wird. Der Anteil am energetischen Bedarf in der Industrie liegt dabei in 2045/2050 im Mittel bei 27 Prozent (zwischen 9 und 40 Prozent), der Anteil am Bedarf für die Feedstocks im Mittel bei 25 Prozent (zwischen 11 und 48 Prozent). Zudem spielt auch der Verkehrssektor bei der Nachfrage nach Wasserstoff, synthetischen Brenn- und Kraftstoffen und Biomasse eine Rolle. Hier liegt der Anteil am Bedarf durchschnittlich bei etwa 37 Prozent (zwischen 15 und 55 Prozent). Der Bedarf aus dem Gebäudesektor ist dagegen relativ gering mit im Mittel 11 Prozent (zwischen 1 und 27 Prozent).

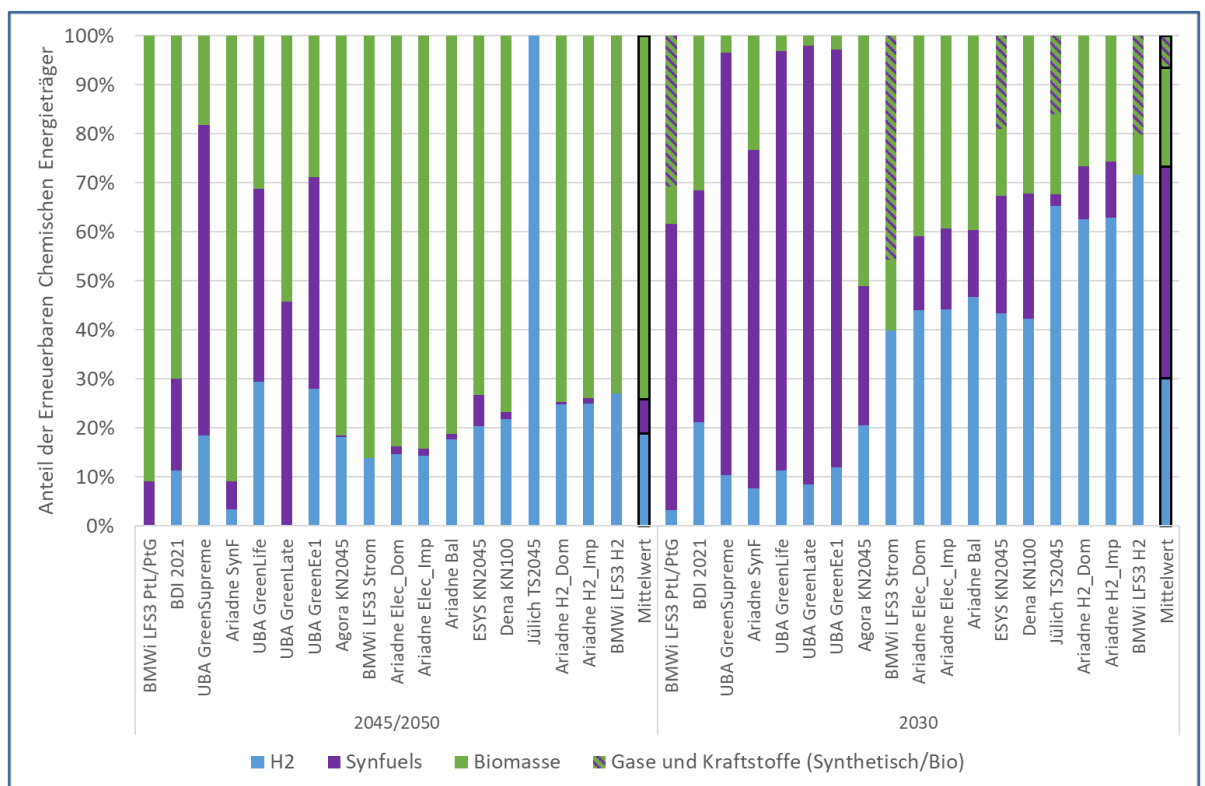


Abbildung 64: Metaanalyse – Entwicklung der Anteile von Wasserstoff, synthetischen Kraftstoffen und Biomasse am Gesamtbedarf an nichtfossilen chemischen Energieträgern

Abbildung 64 zeigt, welche nichtfossilen Energieträger zur Deckung des Gesamtbedarfs in den verschiedenen Szenarien genutzt werden. In einigen Szenarien wird dabei im Verkehrssektor nicht zwischen synthetischen Kraftstoffen und Biomasse unterschieden, was in der Abbildung durch die schraffierten Balken dargestellt ist. Die Abbildung zeigt deutlich, dass erwartungsgemäß aufgrund der beschränkten Potenziale zwischen 2030 und 2045/2050 der Anteil der Biomasse in allen Szenarien deutlich absinkt. In absoluten Werten bleibt die Nachfrage nach Biomasse dagegen relativ konstant. In den UBA-Szenarien sowie den Szenarien mit Fokus auf synthetische Brenn- und Kraftstoffe kommt es in 2045/2050 zu hohen Anteilen an synthetischen Brenn- und Kraftstoffen. In den übrigen Szenarien spielt Wasserstoff eine größere Rolle. Im Median liegt der Wasserstoffanteil bei 41 Prozent (Mittelwert 34 Prozent, Minimum 3 Prozent, Maximum 72 Prozent), der Anteil an synthetischen Brenn- und Kraftstoffen bei 25 Prozent

(Mittelwert 37 Prozent, zwischen 0 und 90 Prozent), der Anteil an Biomasse bei 20 Prozent (Mittelwert 21 Prozent, zwischen 2 und 51 Prozent) und der Anteil an nichtspezifizierten Brenn- und Kraftstoffen bei 0 Prozent (Mittelwert 7 Prozent, zwischen 0 und 46 Prozent).

Im Folgenden wird gezeigt, wie sich der Bedarf an nichtfossilen chemischen Energieträgern in den einzelnen Sektoren auf die verschiedenen Energieträger aufteilt. Abbildung 65 zeigt den Beitrag der verschiedenen Energieträger zum energetischen Bedarf in der Industrie.

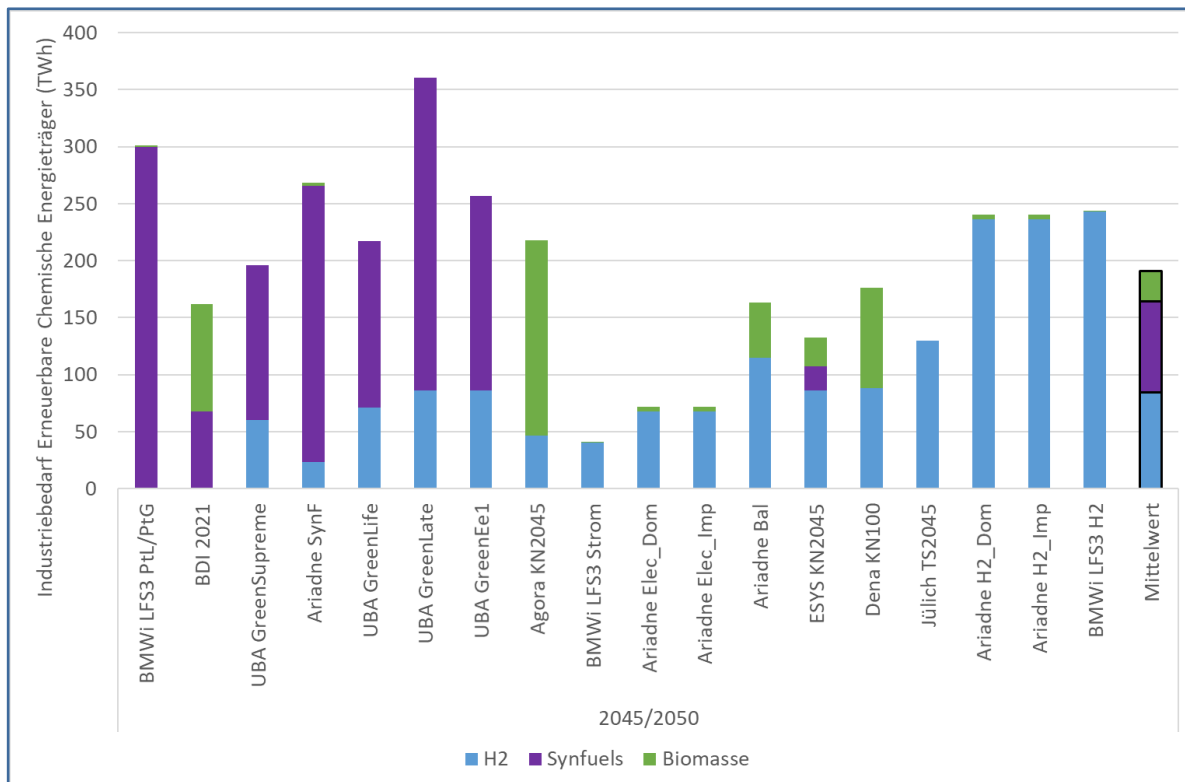


Abbildung 65: Metaanalyse – die Anteile von Wasserstoff, synthetischen Kraftstoffen und Biomasse am energetischen Bedarf in der Industrie im Zieljahr 2045/2050

In den meisten Szenarien sind die Biomasseanteile in der Industrie sehr gering, oder Biomasse kommt im Sektor gar nicht zum Einsatz. Eine Ausnahme stellt hier das Szenario *Agora KN2045* dar, in dem die Biomassenutzung mit CCS-Technologien kombiniert wird, um so negative Emissionen zu erreichen. Auch in den Szenarien *Dena KN100* und *BDI 2021* wird diese Kombination genutzt.

Hohe Anteile an synthetischen Kraftstoffen ergeben sich lediglich in den *UBA*-Szenarien sowie den Szenarien mit einem spezifischen Fokus auf diese Endenergieträger. Die übrigen Szenarien implizieren hohe Wasserstoffanteile. Das *ESYS KN2045*-Szenario spielt hier eine gewisse Sonderrolle, da jeder der drei betrachteten chemischen Energieträger einen relevanten Anteil beisteuert.

Die Analyse für die Industrie macht nochmals deutlich, dass unterschiedliche Modellannahmen (zum Beispiel zur Nutzung von Biomasse) die Ergebnisse stark beeinflussen. Dennoch zeigt sich in der Gesamtschau, dass insbesondere Biomasse und Wasserstoff sinnvoll in der Industrie verwendet werden könnten.

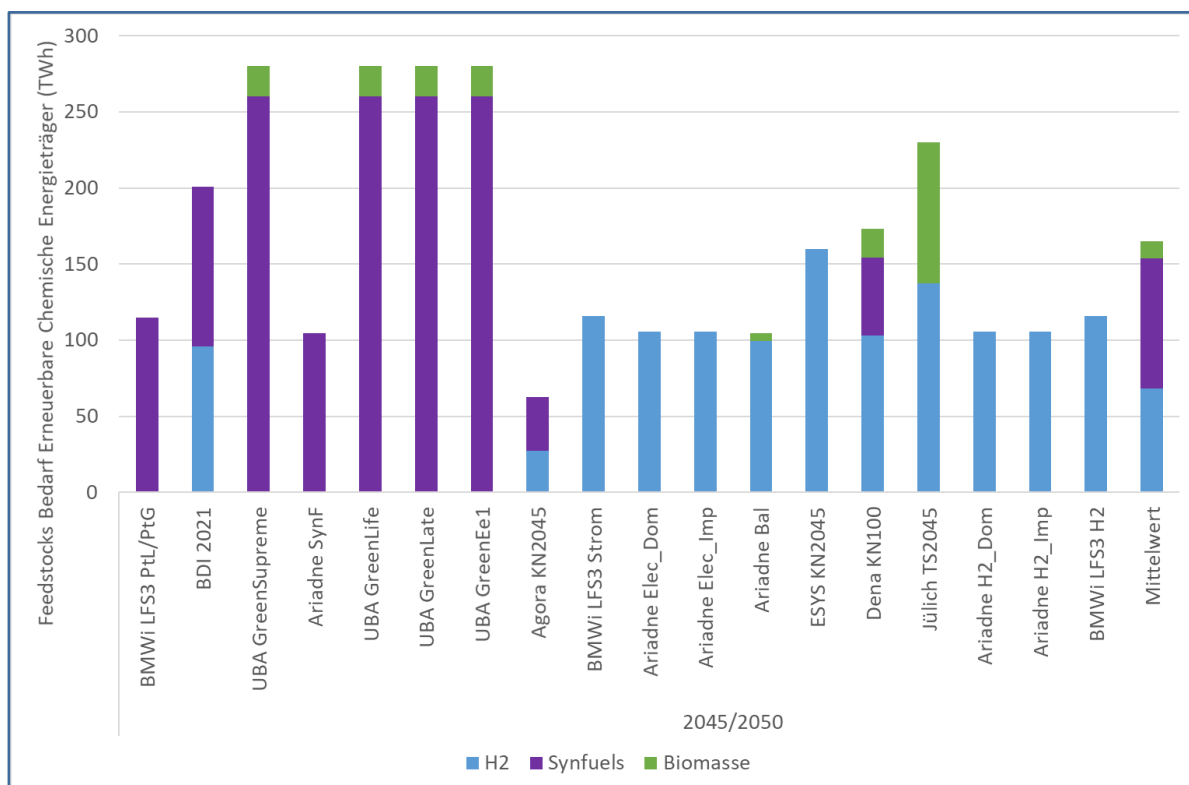


Abbildung 66: Metaanalyse – die Anteile von Wasserstoff, synthetischen Kraftstoffen und Biomasse am Bedarf an Feedstocks im Zieljahr 2045/2050

Die Zusammensetzung der verschiedenen chemischen Energieträger für die Verwendung als Feedstocks zeigt ebenfalls eine hohe Varianz zwischen den Szenarien (vgl. Abbildung 66). Die Zusammensetzung ähnelt häufig der bei der energetischen Nutzung in der Industrie. Unterschiede gibt es beispielsweise beim *ESYS KN2045*-Szenario, wo für die Feedstocks ausschließlich Wasserstoff zum Einsatz kommt, oder beim Szenario *Jülich TS2045*, in dem auch Biomasse verwendet wird. Wie bei der energetischen Versorgung der Industrie setzen die *UBA*- und *Fokus*-Szenarien (*BMWi LFS3 PtL/PtG* und *Ariadne SynF*) auch bei den Feedstocks auf synthetische Brenn- und Kraftstoffe. Biomasse spielt insgesamt (außer im Szenario *Jülich TS2045*) bei den Feedstocks eine sehr geringe Rolle, Wasserstoff und synthetische Brenn- und Kraftstoffe scheinen hier austauschbar zu sein. Grundsätzlich können alle chemischen Energieträger als Basis für Feedstocks verwendet werden.

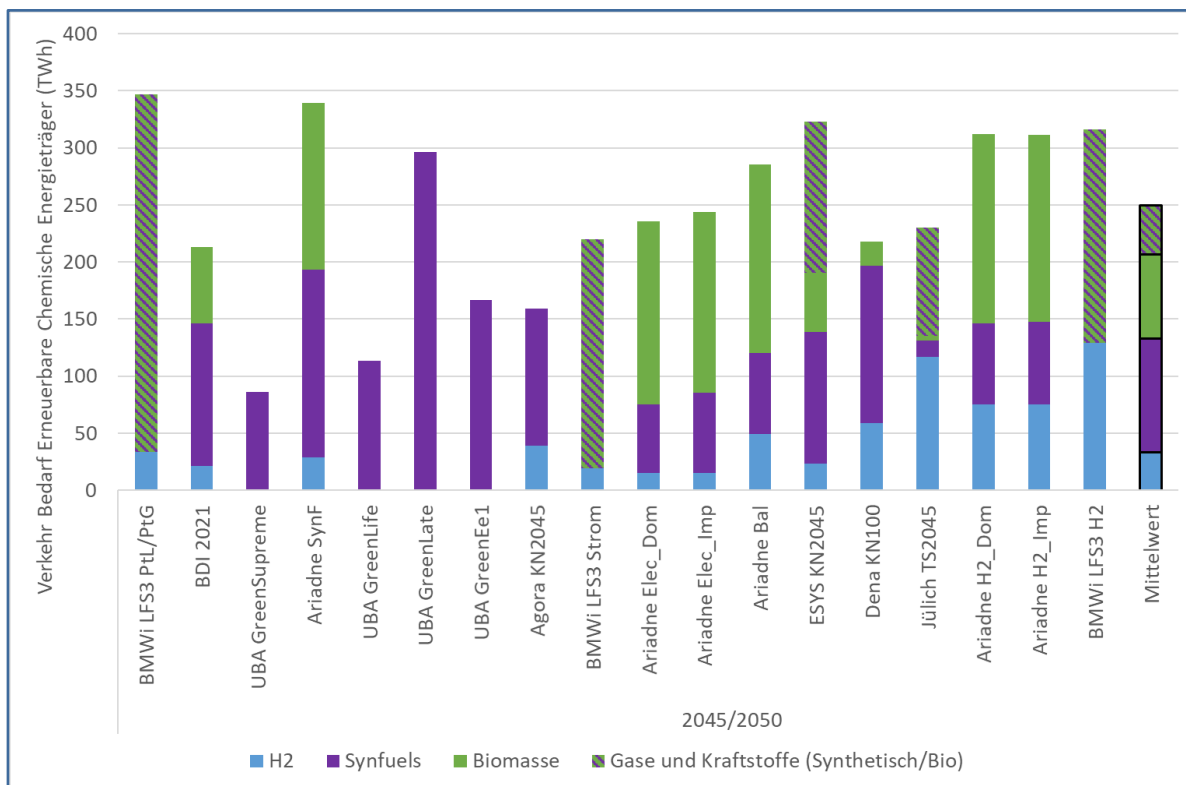


Abbildung 67: Metaanalyse – die Anteile an Wasserstoff, synthetischen Kraftstoffen und Biomasse am energetischen Bedarf an chemischen Energieträgern im Verkehr in den betrachteten Szenarien im Zieljahr 2045/2050

Im Verkehrssektor sehen deutlich mehr Szenarien einen relevanten Beitrag der Biomasse. Dies gilt auch in 2045/2050 und in Szenarien mit Fokus auf synthetische Kraftstoffe, Strom oder Wasserstoff (vgl. Abbildung 67). Die UBA-Szenarien implizieren auch hier einen sehr hohen Anteil an synthetischen Kraftstoffen. Auch das Szenario *Agora KN2045* impliziert einen hohen Anteil von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen im Verkehrssektor, da in diesem Szenario die Biomasse in der Industrie und den Gebäuden verwendet wird. Wasserstoff spielt im Verkehrssektor (außer bei *Dena KN100* und *BMWi LFS3 H2*) im Optimum eine relativ geringe Rolle. Dies spiegelt wider, dass bei einigen Anwendungen Biomasse und synthetische Kraftstoffe aufgrund der erforderlichen Energiedichte (insbesondere Schiffsverkehr und Luftfahrt) notwendig sind.



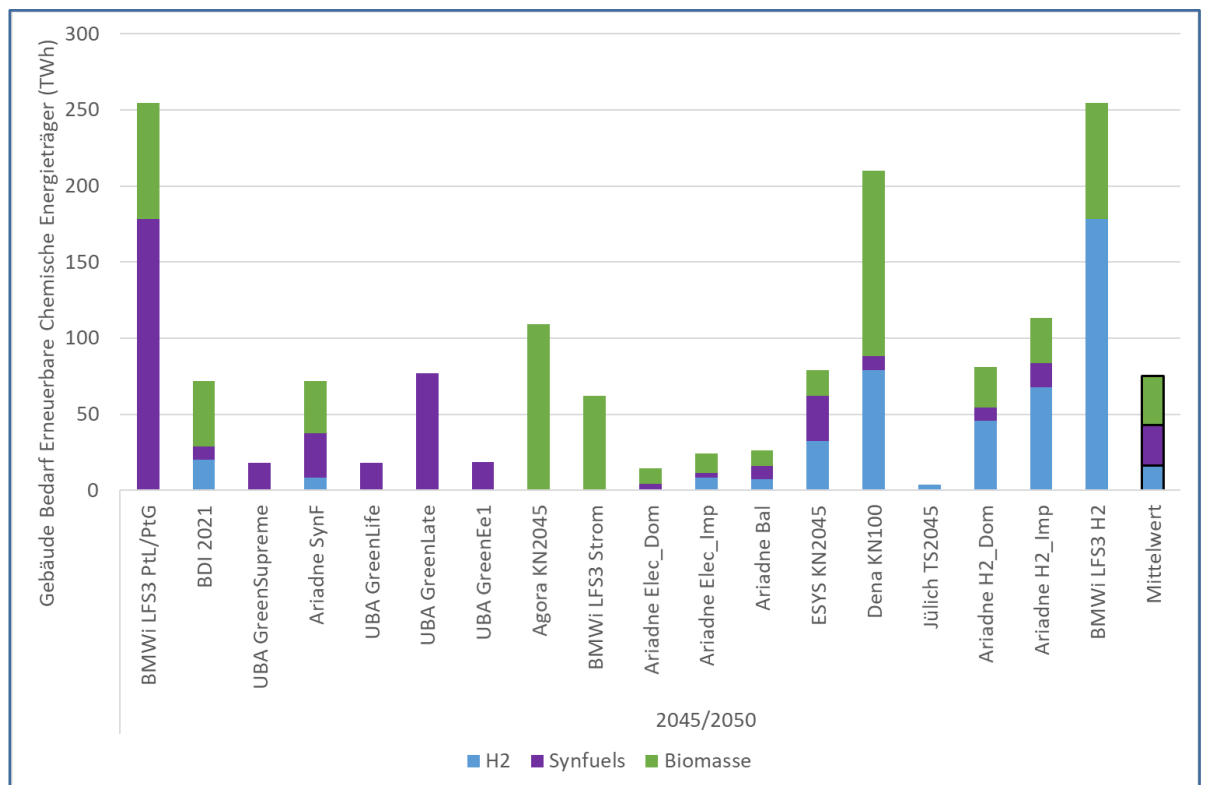


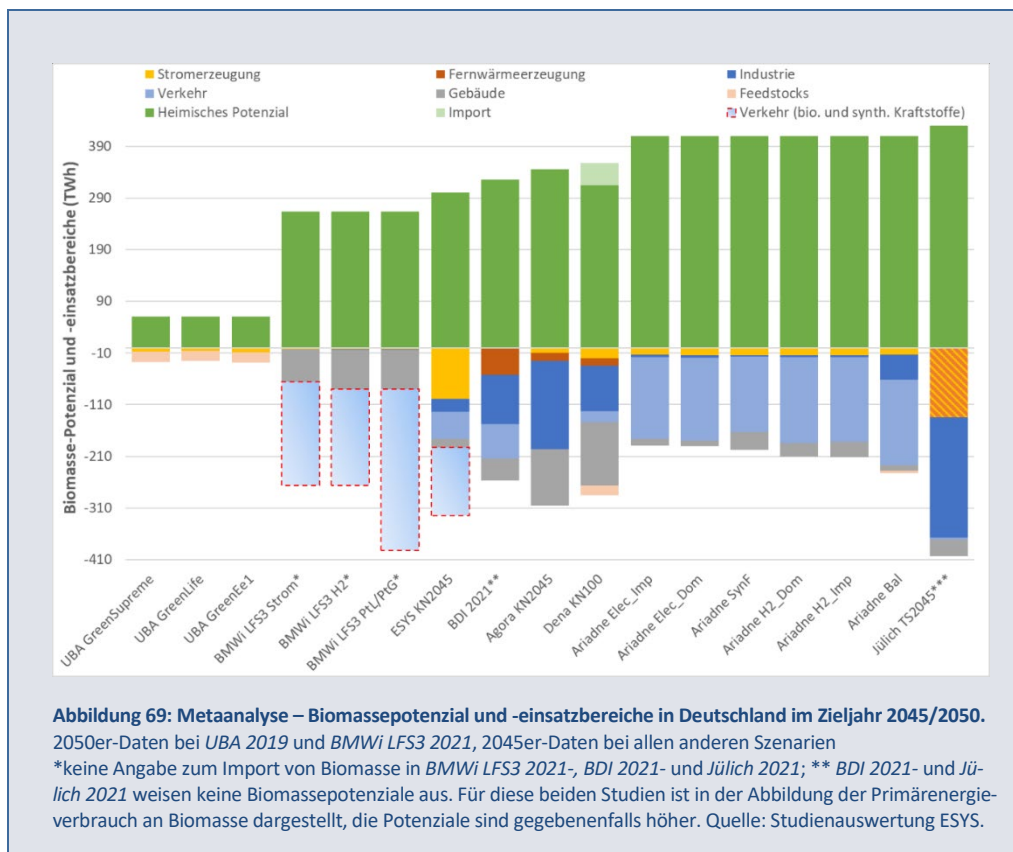
Abbildung 68: Metaanalyse – die Anteile an Wasserstoff, synthetischen Kraftstoffen und Biomasse am energetischen Bedarf des Gebäudesektors in 2045/2050

Abbildung 68 zeigt den Einsatz der verschiedenen nichtfossilen chemischen Energieträger im Gebäudesektor. Wie auch bei den anderen Sektoren zeigt sich ein diverses Bild. Die Verwendung von synthetischen Kraftstoffen fällt hier jedoch im Vergleich zu den anderen Sektoren (mit Ausnahme der *UBA*-Szenarien und der *Fokus*-Szenarien) geringer aus. Dagegen kommen höhere Anteile an Biomasse zum Einsatz. Wasserstoff wird insbesondere in den Szenarien mit Fokus Wasserstoff genutzt. Zudem erreicht dieser in den Szenarien *BDI 2021* und *Dena KN100* relevante Anteile. Insgesamt zeigt sich, dass Biomasse, die auch heute schon in Gebäuden eingesetzt wird, hier auch künftig eine relevante Technologie bleiben könnte.

### Biomassepotenzial und -einsatzbereiche im künftigen klimaneutralen Energiesystem

Bioenergie spielt eine wichtige Rolle für eine zukünftig treibhausgasneutrale Energieversorgung. Grund hierfür ist das breitgefächerte Anwendungsspektrum. Biomasse kann durch unterschiedliche Konversionsprozesse sowohl in Wärme und Strom als auch in chemische Energieträger umgewandelt werden. Trockene Biomasse wird in den meisten Fällen durch thermische und thermochemische Konversionsprozesse wie Verbrennung und Vergasung nutzbar gemacht, feuchte Biomasse wird stattdessen oft biochemisch konvertiert, wie zum Beispiel durch Vergärung. Die Anbaufläche für energetische Biomasse steht in Flächenkonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und klimaneutralen Technologien wie Freiflächen-Photovoltaik und ist zudem durch ökologische Aspekte limitiert. Daher ist das Nutzungspotenzial für energetische Biomasse begrenzt. Abbildung 69 unten zeigt die Bandbreite der angenommenen Biomasseverfügbarkeit und der resultierenden Einsatzbereiche aus den Szenariestudien. Die meisten Studien weisen ein Biomassepotenzial zwischen 264 und 430 TWh aus. Eine Ausnahme bildet die *UBA 2019*-Studie mit einer eingeschränkten energetischen Biomassenutzung von 60 TWh. Mit Ausnahme eines kleinen Anteils von Import (von Biodiesel, fester Biomasse, Biomethan) in der *dena*-Studie werden die energetischen Bedarfe für Biomasse durch heimisches Potenzial gedeckt.

Die Nutzung von Bioenergie in den Endenergiesektoren für das Zieljahr 2045/2050 wird in den Studien unterschiedlich priorisiert. Neben begrenzter Nutzung im Gebäudesektor setzen die Studien von *BMW i LFS3 2021* und *Ariadne 2021* hauptsächlich biobasierte Kraftstoffe von 95 bis 313 TWh im Verkehrssektor ein. Im Gegensatz dazu sehen die Studien *BDI 2021*, *Agora 2021*, *dena 2021* und *Jülich 2021* eine wichtige Rolle von Bioenergie (88 bis 232 TWh) für die Dekarbonisierung der Prozesswärme in der Industrie. In Gebäuden wird der Einsatz von Bioenergie für die dezentrale Wärmeversorgung in unterschiedlichem Umfang mit 10 bis 122 TWh eingeschätzt. Während aktuell Bioenergie über Biogasanlagen in großem Umfang zur Strombereitstellung eingesetzt wird, spielt dies in den meisten Studien im Zieljahr 2045/2050 nur noch eine untergeordnete Rolle mit bis zu 21 TWh Bioenergie in der Stromerzeugung. Die Nutzung von Biomasse unterliegt somit einer Transformation weg vom Umwandlungssektor hin zum Einsatz im Industrie- beziehungsweise Verkehrssektor. Ausnahmen bilden die eigenen Modellrechnungen (*ESYS KN2045*) und die Studie *des Forschungszentrums Jülich*. Im *ESYS KN2045*-Szenario wird Biomasse in Höhe von 99 TWh für die Substitution der fossilen Energieträger verstärkt eingesetzt, was mit Bezug auf deutlich erhöhte Erdgaspreise weiter zunehmen könnte (vgl. Kapitel 3.2.18). Im *Jülich TS2045*-Szenario wird feste und gasförmige Bioenergie in Höhe von 135 TWh für die Strom- und Wärmeerzeugung verwendet. Beide Szenarien haben gemeinsam, dass die zugrunde liegenden Modelle nur energiebedingte Emissionen berücksichtigen. Negative Emissionen über Biomassenutzung in der Industrie können hier somit gar nicht abgebildet werden. Hinsichtlich rohstofflicher Nutzung in der Industrie werden biogene Rohstoffe in allen Studien nicht oder nur sehr begrenzt (bis auf 20 TWh) berücksichtigt.



### 3.2.22 Aus- und Umbau der Energieinfrastrukturen

Die Begrenzung des Klimawandels erfordert eine weitreichende Neuordnung der Infrastruktur für Erzeugung, Speicherung und Transport von Energie und ist mit umfangreichen Investitionen verbunden. Neben einem Aufbau neuer Infrastrukturen (zum Beispiel für Wasserstoff) und dem Ausbau bestehender Infrastrukturen (Stromnetz, Wärmenetze) ist auch ein Rückbau von Teilen der bestehenden Energieinfrastruktur erforderlich.

### 3.2.23 Notwendigkeit für Infrastrukturanalysen für die Planung von Energiesystemen

Das heutige europäische Stromnetz ist über den gesamten Kontinent verbunden und damit eines der größten zusammenhängenden Bauwerke der Erde. Ein solches zusammenhängendes Stromnetz hat viele Vorteile, die sich mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien noch einmal vervielfachen. Denn geeignete Standorte für die Erzeugung von erneuerbarem Strom befinden sich nicht immer in der Nähe der Verbrauchszentren. Oft ist daher der Bau neuer Übertragungsleitungen wirtschaftlich sinnvoll, sodass auch Regionen mit hoher Nachfrage und begrenzten Potenzialen von dem günstigen und emissionsarmen Strom profitieren.<sup>296</sup> Ein weitreichendes Stromnetz erlaubt aber nicht nur den einfachen Energietransport, sondern erleichtert insgesamt die Systemintegration variabler Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie. So erfolgt durch das Stromnetz ein Ausgleich zwischen den Regionen, sodass lokale Dunkelflauten (Perioden mit regional wenig Wind und Sonneneinstrahlung) durch ertragreichere Bedingungen anderswo überbrückt werden können.

<sup>296</sup> Technische, ökonomische, ökologische, raumplanerische und gesellschaftliche Aspekte einer zentraleren oder dezentraleren Ausgestaltung der Stromversorgung werden in acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020 im Detail diskutiert.

Stromnetze dienen auch dazu, die Versorgungssicherheit durch die gemeinsame Nutzung von Systemdienstleistungsressourcen und Backup-Kapazitäten zu erhöhen.

Aus rein ökonomischer Sicht wäre ein Ausbau des Stromübertragungsnetzes klar zu befürworten. Allerdings stößt der Bau neuer Übertragungsleitungen teilweise auf Bedenken der lokalen Bevölkerung. So führten Proteste dazu, dass die Stromtrasse Süd-Link als Erdverkabelung statt als Freileitungstrasse ausgeführt werden musste, wodurch sich der Bau verzögerte und verteuerte. In Anbetracht des Bedarfs für noch viele weitere Infrastrukturprojekte mit Implikationen für das Landschaftsbild sollte es ein Kernziel von Infrastrukturanalysen sein, Kompromisse aufzuzeigen, die gleichzeitig kosteneffizient und sozial akzeptiert sind. Beispielsweise sollten sie darlegen, was getan werden kann, um trotz eines begrenzten Ausbaus der Übertragungsnetze Energie aus erneuerbaren Quellen in das Energiesystem zu integrieren, und wie hoch die Mehrkosten wären. Zu berücksichtigen ist dabei auch, dass bei einer stark dezentral gestalteten Stromerzeugung der Ausbaubedarf in den Verteilnetzen steigt und voraussichtlich höhere Kosten verursacht als der Ausbau der Übertragungsnetze.<sup>297</sup>

Durch die Sektorenkopplung werden die Abhängigkeiten zwischen den unterschiedlichen Komponenten des Energiesystems stark zunehmen. Um die Energiewende kosteneffizient zu meistern, ist es daher wichtig, diese Wechselwirkungen in der Auslegung des zukünftigen Energiesystems zu berücksichtigen und die Infrastrukturen für den Transport von Strom, Wärme, Wasserstoff und Erdgas integriert zu planen. So ist von einem stark ansteigenden Bedarf für grünen Wasserstoff und Kohlenstoff auszugehen, zum Beispiel für die Herstellung von grünem Stahl oder als Grundstoffe in der Chemieindustrie zur Herstellung von Plastik oder Ammoniak. Parallel dazu ist mit dem Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger die Abkehr von der Infrastruktur für fossiles Gas, Kohle und Öl zu erwarten. Dies bietet einerseits neue Herausforderungen für die Organisation von Energie- und Stoffkreisläufen, andererseits aber auch Gelegenheiten für die Umwidmung von Infrastruktur. So könnte zum Beispiel freiwerdende Gasnetzinfrasturktur für den Wasserstofftransport technisch neu ausgestattet werden. Teile des heutigen Gasnetzes umzurüsten, um in Zukunft grünen Wasserstoff zu transportieren, wäre nicht nur kostengünstiger als eine neue Wasserstoffpipeline, sondern würde vermutlich auch auf eine breitere Akzeptanz in der Bevölkerung treffen, da die Pipelines bereits existieren und lediglich modifiziert werden müssten.

Neben Infrastrukturen für den Energietransport sind auch solche für die Schließung von Kohlenstoffkreisläufen erforderlich: Anlagen zum Auffangen von Kohlendioxidemissionen an Industriestandorten, für den Transport von Kohlendioxid per Pipeline oder Schiff zu Produktionsstandorten, an denen der Kohlenstoff verarbeitet wird (CCU), und für die langfristige geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> (CCS) sind erforderlich. Ebenso gewinnen mit dem Ziel Netto-Null-Emissionen die Berücksichtigung von regionalen Speicherpotenzialen für Wasserstoff in Salzkavernen und die Planung von Importinfrastruktur für chemische Energieträger aus anderen Regionen der Erde an Bedeutung.

Was bedeuten diese Fragestellungen nun für die Modelle, die Wege zur Klimaneutralität aufzeigen möchten? Klar ist, dass Rolle und Ausrichtung von verschiedenen Energieinfrastrukturen von vielen Aspekten abhängen, zum Beispiel den

---

<sup>297</sup> Acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020.

Kosten und der Variabilität erneuerbarer Stromerzeugung, den Standorten und dem Volumen der Nachfrage je Energieträger sowie verfügbaren Speicheroptionen. Um die zahlreichen Optionen gegeneinander abzuwägen und die zahlreichen Wechselwirkungen zwischen den Komponenten eines klimaneutralen Energiesystems zu berücksichtigen, wird eine Infrastrukturplanung benötigt werden, die detaillierter und integrierter ist, als viele Modelle es aktuell hergeben. Die Anforderungen an den regionalen Detailgrad der Modelle steigen zunehmend. So steigen mit zunehmender dezentraler Einspeisung die Bedeutung der Verteilnetze für das Gesamtsystem und dessen Kosten.<sup>298</sup> Zudem sollten einzelne Länder und Energiesektoren weniger unabhängig voneinander betrachtet werden, um den komplexen Interaktionen zwischen Erneuerbaren, Energienetzen, Speicherpotenzialen und Kohlenstoffquellen gerecht zu werden und gesamteuropäisch abgestimmte Infrastrukturen zu entwickeln. Darüber hinaus wäre es sinnvoll, schon diese modellbasierten Analyseprozesse mit Analysen gesellschaftlicher Aspekte zum Beispiel bezüglich Präferenzen von Bürger\*innen sowie unterschiedlichen Betroffenheiten in geografischer und sozioökonomischer Hinsicht zu verknüpfen sowie mit einem Dialog in der Gesellschaft (Politik, Wirtschaft, Haushalte) zu verbinden.

### **3.2.24 Beschleunigung eines Ausbaus von Energieinfrastrukturen – wie lässt sich dies vor Ort umsetzen?**

Im Grundsatz gibt es in Deutschland eine hohe Akzeptanz für die Energiewende und eine große Einsicht in die Notwendigkeit von Klimaschutzmaßnahmen.<sup>299</sup> Dies gilt für alle Bevölkerungsschichten, Wähler\*innen aller Parteien sowie auch gesellschaftliche Institutionen wie Wirtschaft und Politik. Gleichzeitig ist die Umsetzung der Energiewende kein Selbstläufer, und Diskussionen bestehen um die Fragen, wo und welche Anlagen errichtet werden sollen, wie die entstehenden Kosten und Nutzen verteilt werden sollen und welche Akteure wann aktiv werden müssen.

Das hat mehrere Gründe. Einer davon ist die Multi-Optionalität – die meisten Infrastrukturen könnten auch an einem anderen Ort gebaut oder durch eine andere ersetzt werden. So zeigt die in Abschnitt 3.2 dargestellte Auswertung verschiedener Energieszenarien, dass zum Beispiel einige Szenarien stärker auf den Ausbau der Windenergie setzen, andere stärker auf den Ausbau der Photovoltaik. Auch darin, wie stark der Energiebedarf durch Suffizienz und Effizienz gesenkt wird, unterscheiden sich die Szenarien. Es könnte zunächst ambitionierter im Verkehrssektor vorangeschritten werden und etwas später in der Industrie oder umgekehrt. Aufgrund der Komplexität der Energiewende und da – erfreulicherweise – diverse Technologien und Strategien zur Verfügung stehen, besteht selbst bei einer Verständigung über die großen Aus- und Umbaulinien im Einzelnen noch immer Entscheidungsspielraum. Beispielsweise könnte ein anderer Standort für einen Windpark oder stattdessen ein Solarpark gewählt werden. Somit gibt es immer Argumente für oder auch gegen bestimmte Projekte und Anlagen an einzelnen Standorten.

Widerstände gegen Anlagen und Infrastrukturen können aus einem möglichen Mangel an Ressourcen, Wissen und Zeit von Akteuren resultieren, und es können unterschiedliche Motivationen und Vorbehalte bei Betroffenen bestehen, die eine

<sup>298</sup> Acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020.

<sup>299</sup> Wolf 2020.

Umsetzung verhindern wollen. Die Gründe für Widerstände sind vielfältig, können egoistischer Natur sein (zum Beispiel Wertverlust von Grundstücken, Einschränkungen in der Nutzung von Straßen oder Natur), aber auch geleitet von idealistischeren Motiven wie etwa lokalem Naturschutz.<sup>300</sup> Nicht ungewöhnlich ist auch, dass sich eine Dynamik mit Themen ergibt, die mit der jeweiligen Energieinfrastruktur nur begrenzt zu tun haben. Hier spielt beispielsweise ein generelles Misstrauen gegenüber staatlichen Institutionen oder auch gegenüber Akteuren der Wirtschaft oder Politik eine Rolle<sup>301</sup> – während gleichzeitig die Zugehörigkeit zu einer Widerstandsgruppe soziale Bedürfnisse erfüllen kann, wie das Gefühl von Zugehörigkeit und Gemeinschaft.

Als Strategie, um mit entsprechenden Widerständen umzugehen, wird häufig das Stichwort Partizipation genannt. Dabei spielen sowohl *informativische Partizipation* als auch *finanzielle Partizipation* eine Rolle.<sup>302</sup>

*Informativische Partizipation* bezieht sich auf Bürgerbeteiligungsprozesse, wie sie etwa im Zuge von Anhörungsverfahren innerhalb von Genehmigungsprozessen stattfinden. Diese können – im Sinne einer Mitbestimmung – auch Bürgerbegehren und -entscheide innerhalb der entsprechenden gesetzlichen Grenzen umfassen. Eine Herausforderung hierbei ist, dass sich typischerweise bestimmte Bevölkerungsgruppen an solchen Prozessen beteiligen und andere nicht, das heißt, nur Teile der Bevölkerung werden überhaupt erreicht.<sup>303</sup> Gleichzeitig ist die Wahrscheinlichkeit der Beteiligung dann hoch, wenn ein Gefühl der persönlichen Betroffenheit besteht – was im Vorfeld oder bei längeren Zeitperspektiven wie etwa bei der Regionalplanung eher nicht der Fall ist (sogenanntes Beteiligungsparadox). Dies erschwert eine frühzeitige Einbindung. Umgekehrt ist der Entscheidungsspielraum in späteren Phasen häufig sehr viel enger, als es die Bürger\*innen wünschen, wenn zum Beispiel das „Ob“ nicht mehr zur Disposition steht.<sup>304</sup>

Partizipative Verfahren sind in ihrer gegenwärtigen Form somit nur bedingt dazu geeignet, eine schnelle Umsetzung vor Ort zu erzielen. Nichtsdestotrotz spielen sie eine wichtige Rolle für den gesellschaftlichen Dialog und könnten insgesamt dazu beitragen, das Vertrauen in staatliche Institutionen zu erhöhen. Gleichzeitig gibt es auch Hinweise, dass sich der Einsatz von Ressourcen für Kommunikations- und Dialogmaßnahmen für Projekte in Summe auszahlt,<sup>305</sup> auch wenn diese kein Garant für ein reibungsloses Verfahren sind.

Studien verweisen dagegen auf ein großes Potenzial *finanzieller Partizipation* etwa durch Anteile an Genossenschaften oder durch andere Formen gemeinsamer Investitionen bei den jeweiligen Energiewendeprojekten.<sup>306</sup> So zeigen Forschungsergebnisse, dass finanzielle Partizipation zu einer höheren Akzeptanz von Anlagen vor

300 Eine detailliertere Analyse zur Einstellung der Bevölkerung gegenüber Windenergie und Photovoltaik sowie zu den Akzeptanzfaktoren vor Ort ist in [acatech/Leopoldina/Akademienunion 2022-2](#) zu finden.

301 Siehe dazu auch [acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020](#), S. 77 ff.

302 Verschiedene Formen der Partizipation werden in [acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020](#) und speziell bezogen auf Windenergie- und Photovoltaikanlagen in [acatech/Leopoldina/Akademienunion 2022-1](#) diskutiert.

303 Handlungsoptionen für die Transformation von Planungs- und Genehmigungsprozessen hin zu einer integrativeren Planungskultur werden in [acatech/Leopoldina/Akademienunion 2022-1](#) vorgestellt und diskutiert.

304 Fraune/ Knodt 2019.

305 Dütschke et al. 2017.

306 Azarova et al. 2019; Pons-Seres de Brauwer/ Cohen 2020.

Ort sowie der Energiewende im Allgemeinen führt.<sup>307</sup> Passiv Betroffene werden so zu aktiv Handelnden und können, je nach Interesse, Kapazität und Entscheidungsstruktur, tatsächlich mitgestalten. Um breiten Bevölkerungsgruppen eine Teilnahme zu ermöglichen, sollte es möglich sein, auch mit geringen Beiträgen zu partizipieren und Ausfallrisiken sollten minimiert beziehungsweise sehr deutlich kommuniziert werden. Modelle, bei denen Kommunen das persönliche und finanzielle Investment von Bürger\*innen erhöhen oder die Möglichkeit zur Selbstnutzung der erzeugten Energie besteht, trugen in Studien zur Akzeptanz bei.<sup>308</sup> Einschränkend gilt hier, dass sich solche Modelle möglicherweise nur für bestimmte Energieinfrastrukturen, etwa zur Erzeugung von Strom, eignen und beispielsweise für Übertragungsnetze kaum umsetzbar sind.

---

<sup>307</sup> Breitschopf et al. 2022.  
<sup>308</sup> Guetlein/ Schleich 2022.

## 4 Prozesse umstellen und Ressourcen schonen: Strategien zur klimaneutralen Industrie

Emissionen aus der Industrie entstehen hauptsächlich durch die Materialverarbeitung, das heißt durch die Umwandlung von natürlichen Ressourcen oder Schrott in Materialvorräte zur weiteren Verarbeitung. Die Produktion von Eisen und Stahl, Zement und Chemikalien (einschließlich Kunststoffen) ist besonders emissionsintensiv. Emissionen aus dem Industriesektor lassen sich zur Reduktion der Komplexität in verschiedene Teilaspekte zerlegen. Dies hilft, die Minderungsmöglichkeiten im Industriesektor klarer zu identifizieren. Die Gesamtemissionen ergeben sich dabei aus der Multiplikation der Nachfrage nach einem Service mit verschiedenen Intensitäten entlang seiner Erbringung beziehungsweise Herstellung: Emissionsintensität (Emissionen pro genutzte Energieeinheit), Energieintensität (eingesetzte Energie pro erzeugtes Material), Materialintensität (eingesetztes Material pro Produkt) und Produkt-Service-Intensität (eingesetzte Produktmenge für die Bereitstellung eines Services).

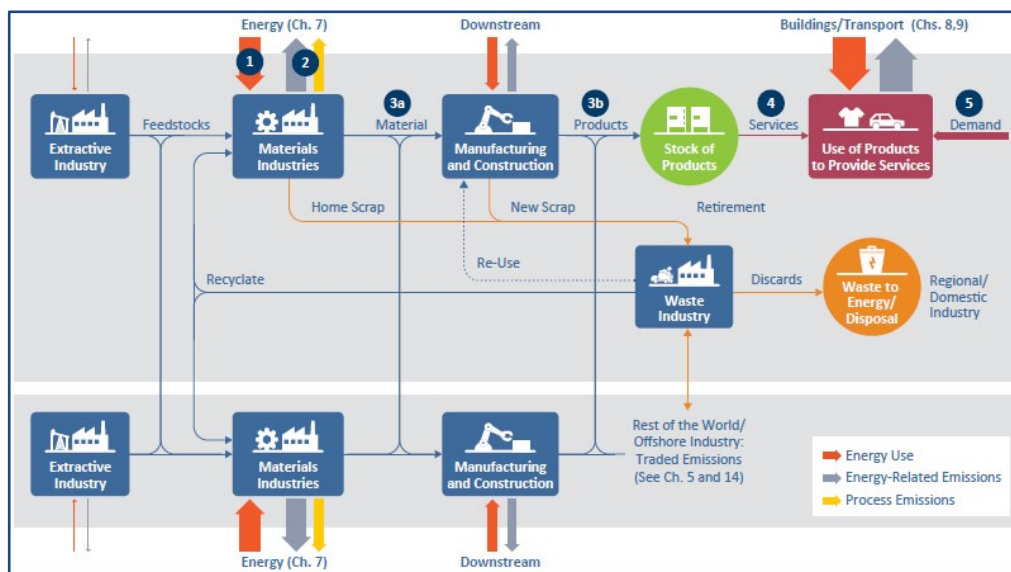


Abbildung 70: Industrielle Prozesse entlang von Wertschöpfungsketten. Die Minderungsoptionen lassen sich an unterschiedlichen Stellen entlang der Wertschöpfungsketten verorten.<sup>309</sup>

Abbildung 70 zeigt eine schematische Darstellung der industriellen Aktivitäten entlang von Wertschöpfungsketten und erlaubt die Identifizierung von Emissionsminderungsstrategien unter Nutzung der zuvor genannten Teil-Intensitäten. Minderungsoptionen sind zum Beispiel (i) die Erhöhung der Energieeffizienz bei der Produktion durch verbesserte Prozesse und auch durch verstärktes Materialrecycling, (ii) die Erhöhung der Emissionseffizienz (zum Beispiel durch Nutzung erneuerbarer Energien), (iii) die

<sup>309</sup> angepasstauss Abbildung 10.2, Fishedick et. al 2014.



Erhöhung der Materialeffizienz in der Fertigung (zum Beispiel Reduktion von Verschnitt, Wiederverwendung von Materialien), (iv) die Erhöhung der Materialeffizienz bei der Produktgestaltung (zum Beispiel verlängerte Produktlebensdauer, Leichtbauweise), (v) die Erhöhung der Produkt-Dienstleistungseffizienz (zum Beispiel durch Carsharing oder höhere Gebäudeauslastung) oder (vi) die Reduktion der Dienstleistungsnachfrage (siehe Kapitel 2). Zu beachten ist dabei, dass das Territorialprinzip, das Emissionen am Ort ihres Entstehens erfasst, die durch die Nachfrage nach einer Dienstleistung entlang der Wertschöpfungskette verursachten Emissionen nicht verursachergerecht zuordnet; daher ist es wichtig, dass aus der Perspektive einer Region oder eines Staates die Emissionsvermeidung nicht durch eine reine Verlagerung in andere Regionen erbracht wird, sondern durch eine tatsächliche (absolute) Reduktion.

Die Dekarbonisierung des Industriesektors ist aus verschiedenen Gründen eine besondere Herausforderung. Etwa ein Drittel der Treibhausgasemissionen in der Industrie geht auf Prozessemissionen zurück. Diese sind auf chemische Reaktionen und die verwendeten Grundstoffe zurückzuführen. Sie lassen sich daher nicht vermeiden oder erfordern den Umstieg auf gänzlich andere Rohstoffe und Produktionsprozesse, etwa die Stahlproduktion per Direktreduktion von Eisenerz durch Wasserstoff anstelle der Hochofenroute oder die Verwendung alternativer Bindemittel bei der Betonherstellung. Eine weitere Besonderheit des Industriesektors ist die Langlebigkeit seiner Produktionsanlagen. Jede Reinvestition bietet eine wichtige Gelegenheit, auf emissionsarme Technologien umzusteigen. Sie birgt jedoch auch ebenso das Risiko für einen Lock-in in treibhausgasintensive Prozesse, sofern die Marktreife oder Wettbewerbsfähigkeit der erforderlichen Technologien nicht rechtzeitig gegeben ist und erneut in Anlagen investiert wird, die fossile Energieträger benötigen.

Im Folgenden werden die drei Handlungsfelder dargestellt, die hier als maßgeblich angesehen werden, damit der Industriesektor seinen erforderlichen Beitrag zur Klimaneutralität leisten kann:

1. den Aufbau einer Kreislaufwirtschaft fördern,
2. Potenziale für Materialeffizienz und Materialsubstitution nutzen sowie
3. klimaneutrale Prozesse etablieren.

Die Umsetzung dieser Handlungsfelder wird im Folgenden mit jeweils einem Branchenbeispiel illustriert. Es ist jedoch wichtig, festzuhalten, dass die Fokussierung auf jeweils nur eine der drei Dekarbonisierungsstrategien für kaum eine Branche ausreicht, um Klimaneutralität zu erreichen. Der Technologieumbau in der Industrie – das zeigen bestehende Szenarienstudien deutlich – erfordert immer ein Bündel an Maßnahmen, das sowohl bei den Prozessen ansetzt als auch Strategien zur Wiederverwendung von Produkten sowie zur Reduktion und Substitution von Materialien umsetzt. Tabelle 9 zeigt beispielhaft auf, welche Elemente der drei hier fokussierten Strategien in den dargestellten Industriebranchen umgesetzt werden können, um Klimaneutralität zu erreichen.

	Kreislaufwirtschaft	Materialeffizienz und Substitution	Klimaneutrale Prozesse
<b>Stahl</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erhöhung der Sekundärstahlproduktion durch verbesserte Schrottverfügbarkeit</li> <li>• Produktdesign</li> <li>• Sortenreine Erfassung und Sortierung von Stahlschrott</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Effizientes Produktdesign</li> <li>• Weniger Verschnitt in der Herstellung von Bauteilen</li> <li>• Leichtbauweise unter Verwendung von Textil- oder Carbon-Beton</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umstellung der Hochofenroute auf die Direktreduktion mit Wasserstoff</li> </ul>
<b>Chemie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mechanisches Recycling</li> <li>• Chemisches Recycling</li> <li>• Erhöhung des Anteils an Sekundärproduktion</li> <li>• Produktdesign, das die Wiederverwertbarkeit fördert (z. B. Verpackungen aus einer einzigen Schicht, trennbare Verpackungsschichten)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Produktdesign, z. B. materialeffiziente Verpackungen</li> </ul>	<p><b>Ammoniak</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Umstellung von Erdgas- auf Wasserstoffroute</li> </ul> <p><b>High Value Chemical (HVC)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Umstellung von Steamcracking auf Methanol-to-Olefines-Route</li> <li>• Ggf. Elektrifizierung von Steamcrackern</li> </ul> <p><b>Dampferzeugung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Umstellung auf Wasserstoff, Biomasse oder direkte Elektrifizierung</li> </ul>
<b>Zement</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sortenreine Abfallströme</li> <li>• Verpflichtender selektiver Rückbau von Bauwerken</li> <li>• Recyclinggerechte Baukonstruktion und Produktdesign</li> <li>• Verwendung von Betonbrechsanden als alternative Zuschlagstoffe sowie perspektivisch Wiedereinsatz als Binder</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduktion des Klinkeranteils im Zement durch alternative Zuschlagstoffe</li> <li>• Reduktion des Zementanteils im Beton bei gleichbleibender Festigkeit</li> <li>• Effizienter Einsatz von Beton durch Carbon-Beton und Bauteilgeometrie</li> <li>• Innovative Betone mit Zementalternativen</li> <li>• Substitution von Beton durch Holz und andere organische Stoffe</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Brennstoffumstellung auf Biomasse oder Wasserstoff</li> <li>• Abscheidung und geologische Speicherung (CCS) von Prozessemissionen (und Brennstoffemissionen z. B. bei der Müllverbrennung)</li> </ul>

**Tabelle 9: Ausgestaltung des Dreiklangs Kreislaufwirtschaft, Materialeffizienz/-substitution und klimaneutrale Prozesse in den beispielhaften Industrien Stahl, Chemie und Zement**

### Lebenszyklusbetrachtung von Energiesystemen und industrieller Produktion

Die gängigen Methoden zur Erstellung von Energiesystemenszenarien dienen überwiegend dem Ziel, ein klimaneutrales Energiesystem so zu konzipieren, dass die Nachfrage nach Energiedienstleistungen gedeckt und dabei ein vorgegebenes Emissionsziel unter Einhaltung von Nebenbedingungen mit möglichst geringen Gesamtsystemkosten erreicht werden kann. Hierbei werden Investitions- und Betriebskosten gleichermaßen betrachtet; weitere Auswirkungen jenseits von Kosten und Treibhausgasemissionen werden in der Regel jedoch vernachlässigt. Die meisten Energiesystemmodelle betrachten zudem nur die Auswirkungen von Ausbauentscheidungen auf die direkten CO<sub>2</sub>- oder Treibhausgasemissionen, das heißt auf die Emissionen, die während des Betriebs entstehen. Einige – vor allem neuere – Szenarienstudien beziehen zur Erfassung von Treibhausgasemissionen im größeren Kontext auch Prozessemissionen in der Industrie, Emissionen im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Grundstoffen oder auch Emissionen aus Landwirtschaft und LULUCF mit ein.<sup>310</sup>

Wenige Studien betrachten neben den direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen auch die indirekten Emissionen, vor allem unter Einbezug der als *graue Energie* oder *Embodied Energy* bezeichneten Emissionen, die mit der Errichtung von Anlagen zur Energieumwandlung verbunden sind. Ein Beispiel für eine Analyse, die diese Emissionen in Verbindung mit dem *Integrated Assessment Model* REMIND berücksichtigt, ist Pehl et al. 2017<sup>311</sup>; die Autor\*innen kommen zu dem Ergebnis, dass sich die Lebenszyklusemissionen verschiedener Technologien wesentlich voneinander unterscheiden, dass deren Einbezug jedoch keine wesentlichen Änderungen in der Struktur kostenoptimaler klimaneutraler Energiesysteme bewirkt. Energiesystemstudien, die darüber hinaus noch weitere mit dem Energiesystemumbau verbundene Umweltauswirkungen entlang des gesamten Lebenszyklus der Anlagen betrachten, sind hingegen selten.

Die lebenszyklusbasierte Betrachtung (*Life Cycle Assessment*, LCA) wird jedoch insgesamt relevanter, da sich mit der Energiewende die Umweltauswirkungen von Energiesystemen von deren Betrieb hin zur Infrastruktur verschieben und daher die hiermit verbundenen Stoffflüsse in den Fokus rücken müssen. Beispiele für Studien zum deutschen Energiesystem, die Lebenszyklusanalysen beinhalten, sind Naegler et al. 2021<sup>312</sup> und Baumgärtner et al. 2021<sup>313</sup>. Beide Studien bewerten bereits formulierte Energiesysteme im Nachhinein in Bezug auf die mit ihnen verbundenen Umweltauswirkungen<sup>314</sup> beziehungsweise Wirkungen auch auf weitere wirtschaftliche und soziale Nachhaltigkeitsindikatoren<sup>315</sup>. Sie kommen übereinstimmend zu dem Ergebnis, dass klimafreundliche Energieszenarien viele Co-Benefits aufweisen, das heißt auch in anderen Nachhaltigkeitskriterien wie zum Beispiel Wasserverbrauch oder Ökotoxizität besser abschneiden als das heutige System, dass sie aber in einigen Kategorien auch höhere negative Auswirkungen haben, vor allem bei den Aufwendungen von Metall- und Mineralressourcen sowie beim Flächenverbrauch.

<sup>310</sup> Naegler et al. 2021-2.

<sup>311</sup> Pehl et al. 2017.

<sup>312</sup> Naegler et al. 2021-1.

<sup>313</sup> Baumgärtner et al. 2021.

<sup>314</sup> Ebd.

<sup>315</sup> Naegler et al. 2021-2.

Um bei der Umsetzung des Ziels der Klimaneutralität nicht andere Umweltprobleme zu vernachlässigen, sollten Energiesysteme idealerweise ganzheitlich betrachtet werden. Derzeit gibt es jedoch nach Kenntnis der Autor\*innen keine Szenarienanalyse, die ein zukünftiges Energiesystem nach mehreren Nachhaltigkeitskriterien gleichzeitig optimiert. Dies würde neben der Festlegung der zu betrachtenden Kriterien auch deren Gewichtung erfordern, um eine multi-kriterielle Analyse zu ermöglichen.<sup>316</sup> Insbesondere bei sehr unterschiedlichen Impact-Kategorien ist dies schwierig. Darüber hinaus bestehen methodische Herausforderungen bei der Lebenszyklusanalyse von zukünftigen klimaneutralen Energiesystemen. Neben der Verfügbarkeit und der Qualität von Lebenszyklusdaten sowie der konsistenten Festlegung von Systemgrenzen bestehen Unsicherheiten bei der Bewertung zukünftiger Technologien.

Zum einen basiert ein klimaneutrales System zu einem relevanten Anteil auf Technologien mit derzeit noch niedrigem Reifegrad, deren Fertigungsprozesse (die das *Foreground System* der LCA bilden) heute entsprechend noch nicht vollständig bekannt sind. Gleichzeitig ist das Energiesystem selbst ein wichtiger Teil des *Background Systems* einer LCA, also der Prozesse, die einen indirekten Einfluss auf die Emissionen und Materialflüsse eines Produkts haben. Bei der Lebenszyklusbewertung von Elektrofahrzeugen beispielsweise hat der zum Aufladen verwendete Strommix einen hohen Einfluss auf die Emissionsreduktion im Vergleich zu anderen Antrieben.<sup>317</sup> Für das Beispiel Direct Air Capture zeigen etwa Madhu et al.<sup>318</sup>, dass mit dieser Technologie bei einem kohlenstoffarmen Strommix zwar relativ mehr CO<sub>2</sub> eingefangen werden kann als beim Referenz-Strommix, dass aber gleichzeitig der Materialverbrauch der Technologie durch die höhere Materialintensität der dann mehr verwendeten erneuerbaren Energien steigt.

Das sich zur Klimaneutralität hin entwickelnde Energiesystem hat somit bei der Lebenszyklusanalyse eine Rückwirkung auf sich selbst, sodass die verwendeten Technologien zeitkonsistent mit dem Transitions Pfad des Energiesystems modelliert werden müssen. Eine solche Modellierung wurde erstmals von Hertwich et al.<sup>319</sup> durchgeführt, jedoch nur für das Elektrizitätssystem. Die genannten Rückwirkungen der Energiesystemtransformation werden vor allem im Bereich der industriellen Produktion deutlich. Die Umstellung der Industrie hin zur Klimaneutralität stellt somit ein wichtiges Element und eine Chance dar, Emissionen nicht vom Betrieb auf die Errichtung der Infrastruktur zu verlagern, sondern im gesamten Lebenszyklus zu vermeiden. Insbesondere die Strategien zur Materialsubstitution und zur Förderung einer Kreislaufwirtschaft, die hier im Kontext der Senkung von Endenergiebedarfen diskutiert wurden, haben gleichsam das Potenzial, auch in anderen Nachhaltigkeitsaspekten zu Verbesserungen beizutragen, insbesondere beim Verbrauch von Metall- und Mineralressourcen.

Die hier zugrunde gelegten Studien der Metaanalyse beinhalten die Lebenszyklusperspektive und die Wechselwirkungen zwischen industrieller Produktion und Energiesystemen nicht oder nur stark vereinfacht. Bei der integrativen und ganzheitlichen Betrachtung besteht noch Forschungsbedarf, um die zu erwartenden Co-Benefits einer Dekarbonisierung des Energiesystems bestmöglich im Sinne der nachhaltigen Entwicklung zu nutzen.

<sup>316</sup> Hottenroth et al. 2022.

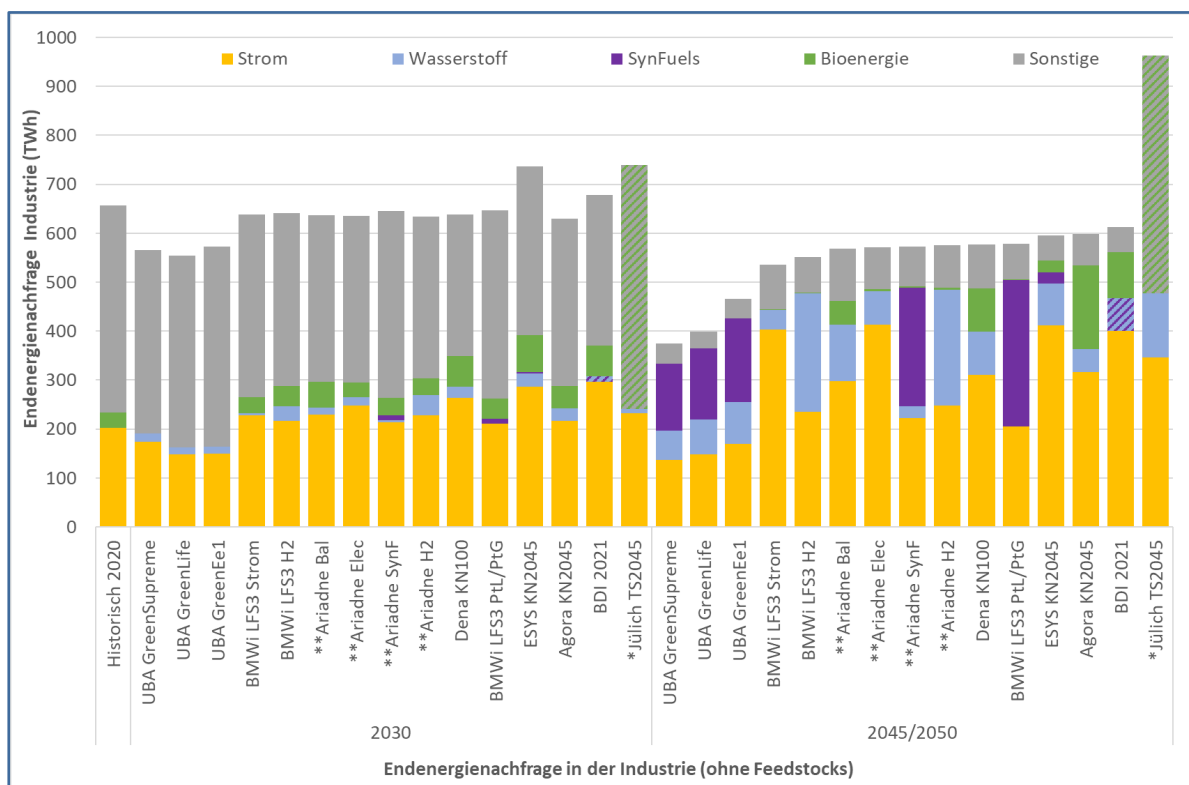
<sup>317</sup> Nordelöf et al. 2014.

<sup>318</sup> Madhu et al. 2021.

<sup>319</sup> Hertwich et al. 2015.

### 4.1 Allgemeine Entwicklung des Energiebedarfs in der Industrie

Die Metaanalyse der verschiedenen Energieszenarien zeigt in Bezug auf die Zusammensetzung der Endenergienachfrage nach Energieträgern zunächst große Ähnlichkeiten der Szenarien in 2030 und dann eine große Diversität in 2045/50 (siehe Abbildung 71). Die meisten Szenarien gehen von einer signifikanten Steigerung des Elektrifizierungsgrads aus, was in einem erhöhten Strombedarf der Industrie in 2045/50 von rund 300 bis 400 TWh resultiert (ohne den Strombedarf für die Produktion von grünem Wasserstoff). Die Stromnachfrage in 2045/50 entspricht etwa dem 1,5-Fachen bis Doppelten des heutigen Industrie-Stromverbrauchs. Szenarien mit niedrigeren Stromverbräuchen sind zum einen solche, die stark auf eine allgemeine Nachfragereduktion (durch Suffizienz und Effizienz) setzen, wie es die *UBA 2019*-Szenarien tun, oder solche, die einen besonderen Fokus auf Wasserstoff beziehungsweise PtG/PtL legen (Szenarien von *BMWi LFS3 2021*, *Ariadne 2021*). Neben Strom als Endenergieträger sehen einige Szenarien Wasserstoff, andere synthetische Kraftstoffe und wieder andere die Kombination aus Bioenergie und Wasserstoff als Hauptbestandteile des Energiemix der Industrie.



**Abbildung 71: Metaanalyse – Endenergiebedarf nach Energieträgern in der Industrie (ohne Feedstocks) in 2030 und 2045/2050.** 2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien; „Sonstige“ umfasst bis 2030 vor allem fossile Energieträger, im Zieljahr 2045/50 hauptsächlich Wärme, sowohl als Fernwärme als auch als Umweltwärme für die Nutzung in Wärmepumpen. \*Jülich TS2045: „Sonstige“ beinhaltet Bioenergie, synthetische Brenn- und Kraftstoffe, sonstige EE, Fern- und Umgebungswärme und sonstige Energieträger. \*\*Ariadne-Szenarien: beziehen sich auf das Hybridmodell. Quelle: Studienauswertung ESYS, historische Daten: AGEb.

Die Strategien Kreislaufwirtschaft, Materialeffizienz/-substitution und klimaneutrale Prozesse finden mittlerweile in allen neueren Szenarienstudien Erwähnung, jedoch in unterschiedlicher Gewichtung und Detailtiefe. Die Szenarien *BMWi LFS3 2021* beispielsweise formulieren detaillierte Annahmen zum Fortschritt der Kreislaufwirtschaft

(in Form von Recyclingraten oder Anteilen an Produktion entlang der Sekundärrouten) und bilden konventionelle und neuartige CO<sub>2</sub>-arme Prozesse jeweils separat im Modell ab, sodass deren Marktdurchdringung untersucht werden kann. Auch Annahmen zur Materialeffizienz von über 50 CO<sub>2</sub>-intensiven Produkten wurden szenarioabhängig getroffen. Die Auswirkungen der drei Strategien an sich sind jedoch in den Langfristszenarien ebenso wenig Untersuchungsgegenstand wie in den anderen Szenarien der Metaanalyse. Über die getroffenen Annahmen bilden Komponenten der Strategien allerdings wichtige Grundlagen für die Emissionsreduktion der Industrie.

## 4.2 Kreislaufwirtschaft in der Industrie

Mit dem Konzept der Kreislaufwirtschaft wird das Ziel verfolgt, die technischen von den natürlichen Materialkreisläufen zu entkoppeln. Dadurch können negative Umweltauswirkungen durch die Gewinnung von Primärrohstoffen verringert werden. Gleichzeitig bleibt der Wert der technischen Materialströme erhalten<sup>320</sup>. Die Herausforderung der Kreislaufwirtschaft besteht also darin, Produkte und Materialien so zu entwickeln, dass sie „zirkulär“ sind, also materialeffizient, modular, langlebig, wiederverwendbar, reparierbar, aufarbeitbar oder recycelbar. Dies kann durch verschiedene Strategien erreicht werden):<sup>321</sup>

1. Intensivere Nutzung von Produkten (zum Beispiel durch Service- oder Leistungsmodelle)
2. Längerer Verbleib von Produkten im Gebrauch (durch Wiederverwendung, Weiterverteilung, Wiederaufarbeitung, ermöglicht durch entsprechend hohe Qualität der Produkte)
3. Wiederverwendung von Komponenten oder Recycling von Materialien nach dem Gebrauch des Produkts (zum Beispiel durch einfache Zerlegbarkeit eines Produkts in seine Bestandteile, Trennbarkeit der Materialien, Verwendung einfach recycelbarer Materialien)
4. Verwendung von Rohstoffen aus wiederverwendeten oder recycelten Quellen (Sekundärrohstoffe)

Im Kontext von Energieszenarien steht – sofern die Kreislaufwirtschaft überhaupt bei der Erstellung des Szenarios mitgedacht wird – meist nur der letztgenannte Aspekt der Sekundärrohstoffe im Vordergrund. Die Aufbereitung von Sekundärrohstoffen trägt nicht nur dazu bei, Primärrohstoffe einzusparen, sondern senkt fast immer auch den Energiebedarf bei der Produktherstellung, teilweise substanziell. Vor allem die energie- und emissionsintensiven Industriezweige Stahl, Nichteisenmetalle und Kunststoffe haben große Potenziale für die Erhöhung der Sekundärproduktion und damit verbundene Energieeffizienzsteigerungen. Die Substitution von Primär- durch Sekundärrohstoffe schlägt sich in den Szenarien sowohl in reduzierten Endenergiebedarfen in den entsprechenden Industriezweigen als auch in geringeren Bedarfen an Feedstocks nieder. Teilweise werden auch verringerte Potenziale der Energiebereitstellung durch

---

<sup>320</sup> Merli et al. 2018.

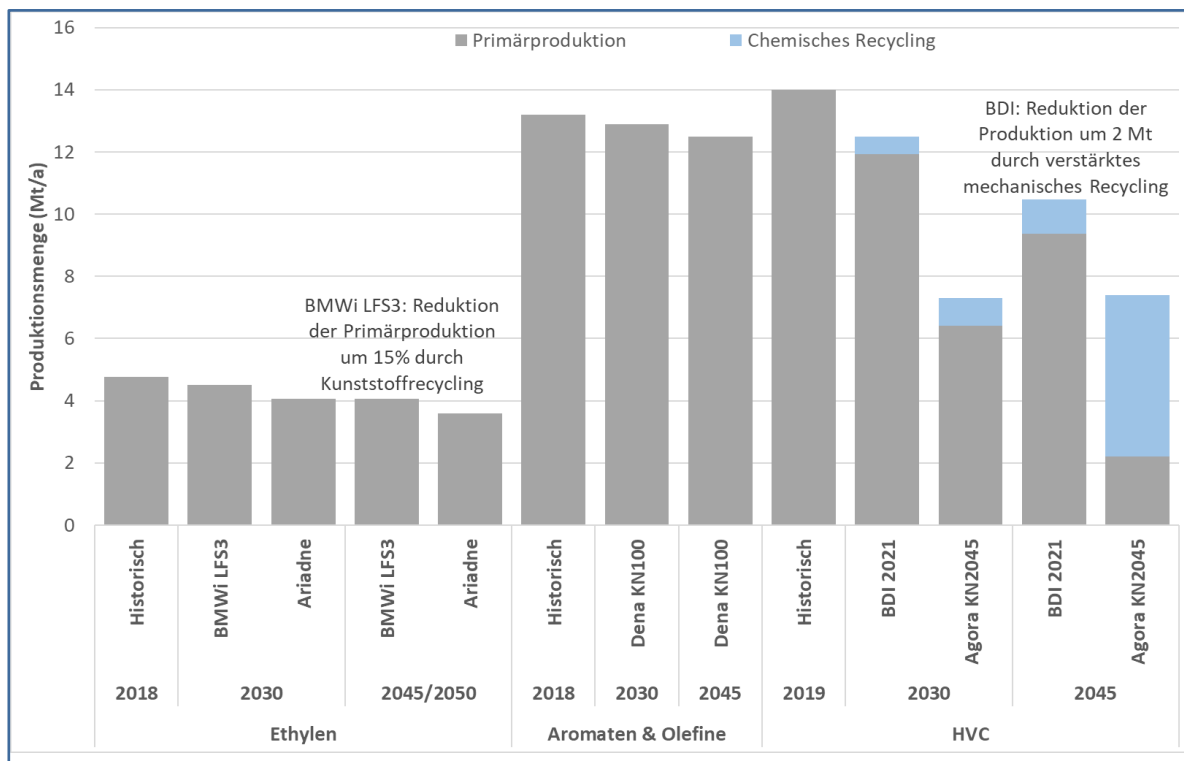
<sup>321</sup> Stahel 2019.

Müllverbrennung berücksichtigt. Im Folgenden werden Elemente der Kreislaufwirtschaft in den Beispielindustrien detaillierter dargestellt.

#### 4.2.1 Branchenbeispiel Chemische Industrie (High-Value Chemicals)

Ein zentrales Erzeugnis der chemischen Industrie sind High-Value Chemicals (HVC), wozu insbesondere Olefine und Aromaten zählen. Diese werden vor allem als Eingangsmaterial für die Produktion von Polymeren beziehungsweise für die Weiterbearbeitung von Kunststoffen verwendet. Für die Produktion der HVC sind Grundstoffe nötig, die in Raffinerien aus Rohöl gewonnen werden, mit Naphtha als wichtigstem Grundstoff. Teilweise werden Zwischenprodukte aus der HVC-Herstellung zurück an die Raffinerien geleitet, sodass HVC-Produktion und Raffinerien eng verbunden sind. Der aus der Dekarbonisierung folgende Rückgang der Raffineriekapazitäten rückt neben der Umstellung der Produktionsrouten sowie der Anpassung der Feedstocks auch das Recycling von Kunststoffen stärker in den Fokus, um die Primärproduktion von HVC insgesamt zu reduzieren und dadurch prozessbedingte Emissionen in der chemischen Industrie zu vermeiden.

In den Szenarienstudien spiegelt sich die Relevanz von Recycling in der chemischen Industrie noch nicht vollumfänglich wider. Zur Abbildung des Energiebedarfs und der Emissionen aus der HVC-Produktion werden in den Studien unterschiedliche Chemikalien verwendet, weshalb auch die jeweils angenommenen historischen Produktionsmengen unterschiedlich sind, wie in Abbildung 72 dargestellt. Die niedrigeren Mengen in den Studien von *BMW i LFS3 2021* und *Ariadne 2021* beziehen sich auf Ethylen als Vergleichsgröße, während sich die höheren Produktionsmengen in der *dena*-Studie auf die zwei Hauptprodukte Aromaten und Olefine beziehen. Weitere Studien fassen andere HVC zusammen und kommen zu jeweils recht unterschiedlichen Mengenentwicklungen für 2030 und 2045. Eine Reduktion der Primärproduktionsmenge in 2030 gegenüber heute sowie in 2045 gegenüber 2030 nehmen jedoch alle Studien an und gehen von einer erhöhten Recyclingquote aus, um dies zu erreichen. Nur *BMW i LFS3 2021* und *BDI 2021* führen hierbei explizit eine Erhöhung des mechanischen Recyclings an, die zu einer Reduktion der Primärproduktion gegenüber heute um 15 beziehungsweise 33 Prozent führt. Die weitere Defossilisierung der Rohstoffbasis erfolgt durch eine Umstellung auf recycelte und erneuerbare Rohstoffe, vor allem Kohlenwasserstoffe und Wasserstoff. Durch chemisches Recycling (Pyrolyse, Gasifizierung) von Kunststoffabfällen könnte ein Teil der benötigten Rohstoffe, wie zum Beispiel Pyrolyseöl, hergestellt werden.



**Abbildung 72: Metaanalyse – Produktionsmenge von Ethylen, Aromaten, Olefinen und sonstigen HVC.** Das FORCAST-Modell von Fraunhofer ISI wird für die Modellierung von BMWi- und Ariadne-Szenarien genutzt und verwendet Ethylen als Vergleichsgröße beziehungsweise Proxy für die Abbildung des Energiebedarfs und der Emissionen. 2050er-Daten bei BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien. Quelle: Studienauswertung ESYS

Auch wenn alle Studien eine Erhöhung der Recyclingquote von Kunststoffen annehmen, wodurch eine Reduktion der Primärproduktionsbedarfe erreicht wird, wird chemisches Recycling nur in zwei Studien (*BDI 2021*, *Agora 2021*) explizit aufgenommen. Sein Anteil variiert zwischen 4 und 12 Prozent der gesamten HVC-Produktion in 2030 und von 9 bis 70 Prozent in 2045. Durch den ambitionierten Einsatz steigt der rohstoffliche Bedarf für Wasserstoff an (*Agora 2021*), andererseits weisen die Studien mit begrenztem Einsatz von chemischem Recycling einen Rückgang der rohstofflichen Nachfrage beziehungsweise Primäreinsatzstoffe durch die Recyclingmaßnahmen auf (*BDI 2021*). Das Szenario *Dena KN100* berücksichtigt aufgrund der hohen Komplexität chemisches Recycling nicht. Aus allen Studien wird trotz der teils geringen Konkretisierung deutlich, dass eine Steigerung der Recyclingquote für Kunststoffe nötig ist, um die Bedarfe an HVC langfristig zu reduzieren.

#### 4.2.2 Sekundärproduktion in anderen Industriebranchen

Als größte Quelle von Treibhausgasemissionen und mit dem hohen Anteil an prozessbedingten Emissionen ist das Dekarbonisierungspotenzial durch Recycling beim **Stahl** besonders groß. Entsprechend wird die größtmögliche Steigerung des Sekundärstahlanteils in allen Studien angestrebt. Da die Sekundärstahlproduktion wesentlich energieeffizienter ist als die Primärstahlproduktion, kann dies zu einer deutlichen Reduktion des Energiebedarfs führen. Die *Ariadne 2021*-Studie nennt für die Hochofenroute einen Energiebedarf von 18 GJ pro Tonne Rohstahl und demgegenüber nur 3 GJ pro Tonne für die Sekundärroute. Jedoch sind sich alle Studien darin einig, dass die Erhöhung des Sekundärstahlanteils durch die Schrottverfügbarkeit begrenzt ist. Die Bandbreite der Sekundärstahlanteile im Zieljahr 2045/50 liegt breit gefächert zwischen 35 Prozent (*dena 2021*) und maximal 67 Prozent (*UBA 2019*). Da in der prozentualen



Angabe jedoch Annahmen zur Produktionsmenge (siehe Abschnitt „Materialeffizienz“) und Annahmen zur Schrottverfügbarkeit gemischt sind, ist die Betrachtung absoluter Produktionsmengen auf der Sekundärroute für den Vergleich besser geeignet. Mit Ausnahme der *dena 2021*-Studie, welche die Schrottverfügbarkeit am geringsten einschätzt, und der *UBA-2019*-Studie, die sie am höchsten einschätzt, liegen die Szenarien im Jahr 2030 in einem Korridor zwischen 15 und 17,5 Mt/a Sekundärstahlproduktion. Im Zieljahr 2045/50 bewegt sich der Großteil der Szenarien zwischen 18,2 und 23,8 Mt/a. *dena 2021* liegt mit 14,8 Mt/a unterhalb dieser Bandbreite. Als absolute Obergrenze unter der Annahme deutlicher Verbesserungen in den Bereichen Produktdesign sowie Erfassung und Sortierung von Stahlschrott werden in den Szenarien *Ariadne SynF* und *UBA GreenEe1* ca. 27 Mt/a Sekundärstahlproduktion angegeben.

Direktes Recycling von **Zement** ist mit kommerziell verfügbaren Ansätzen technisch nicht möglich (*BDI 2021*). In Forschungsprojekten wurde jedoch demonstriert, dass aus feinerem Betonbrechsand Zement wiedergewonnen werden kann, der dann entweder Primärzement beigemischt werden oder als Grundlage für ein neues Produkt, etwa Celitement<sup>322</sup>, dienen kann. Das Verfahren ist derzeit noch nicht wirtschaftlich betreibbar, zudem erfordert es eine bessere Sortierung des Altbetons. Betonbrechsande können ansonsten als Zuschlagstoffe verwendet werden, wie im folgenden Abschnitt zur Materialsubstitution dargestellt wird.

Bei einigen weiteren wichtigen Materialien ist das Recycling bereits stark etabliert, sodass die meisten Szenariostudien hier nur moderate Steigerungen annehmen. In der *dena 2021*-Studie werden hierzu detaillierte Angaben gemacht. Die Angaben zu Sekundäranteilen sind daher im Folgenden, sofern nicht anders vermerkt, der *dena 2021*-Studie entnommen. **Aluminium** hat mit 58 Prozent in 2018 bereits einen hohen Anteil an der Sekundärproduktion; dieser wird in 2045 mit 62 Prozent angenommen. Bei **Kupfer** wird eine Erhöhung der Sekundärproduktion auf 47 Prozent angenommen, was nur unwesentlich höher ist als aktuell. Beim **Glas** liegt der Scherbeneinsatz heute bei ca. 40 Prozent (je nach Glasprodukt zwischen 20 und 80 Prozent<sup>323</sup>); eine Erhöhung auf 35 bis 89 Prozent wird für die unterschiedlichen Glassorten in 2045 angenommen. Die Studie von *UBA 2019* geht insbesondere in anderen Bereichen als Behälter- und Flachglas von einer Steigerung auf 69 Prozent in 2050 aus. Durch die Erhöhung des Sekundärproduktionsanteils beim Glas werden nicht nur energiebedingte Emissionen vermieden, sondern auch Prozessemissionen, die im Schmelzprozess anfallen und mit heutigen Technologien nicht vermieden werden können. **Papierfasern** lassen sich ca. sechs- bis siebenmal recyceln – mit jedem Kreislauf nimmt die Qualität der Faser jedoch ab. Für die Aufrechterhaltung des Papierkreislaufes ist daher ein kontinuierlicher Zufluss von Primärfasern in Höhe von 20 Prozent erforderlich. Der Recyclinganteil der deutschen Papierindustrie lässt sich also nicht beliebig weit erhöhen, könnte aber noch um ca. 10 Prozent gesteigert werden (*UBA 2019*).

322 <https://celitement.de/faq/herstellung/>

323 BV Glas 2020.

### 4.3 Materialeffizienz und Materialsubstitution

In vielen Industriebranchen stehen derzeit CO<sub>2</sub>-intensive Materialien zu niedrigen Preisen zur Verfügung, so etwa Beton, Kunststoffe, Papier oder Aluminium. Wenn Materialkosten nur einen kleinen Anteil an den Produktkosten eines Gutes haben, werden Effizienz- und Substitutionspotenziale in der Regel nicht voll genutzt. Zur Erreichung der Klimaneutralität können und müssen diese Potenziale jedoch ebenfalls erschlossen werden. Eine Steigerung der Materialeffizienz kann zum Beispiel dadurch erreicht werden, dass Ausschuss im Produktionsprozess minimiert wird, dass der Beton- und Stahlbedarf im Hochbau aufgrund genauerer statischer Rechnungen verringert wird oder dass Bauteilgeometrien optimiert werden, sodass weniger Material benötigt wird. Ein weiteres großes Potenzial zur Emissionsminderung stellt die Substitution von Materialien dar, besonders die Umstellung auf biogene Stoffe. So kann zum Beispiel in der Bauwirtschaft an vielen Stellen Stahl oder Beton durch Holz ersetzt und dabei gleichzeitig über mehrere Jahrzehnte Kohlenstoff gebunden werden. Auch Carbonfasern können CO<sub>2</sub>-intensive Materialien wie Stahl oder Aluminium substituieren und dabei Kohlenstoff sinnvoll verwenden, wodurch dieser über längere Zeiträume gebunden wird (CCUS). Aufgrund der sehr energieintensiven Herstellung von Carbonfasern muss jedoch besonders auf eine materialsparende Bauweise geachtet werden, das heißt, dass Effizienz und Substitution hier Hand in Hand gehen müssen.

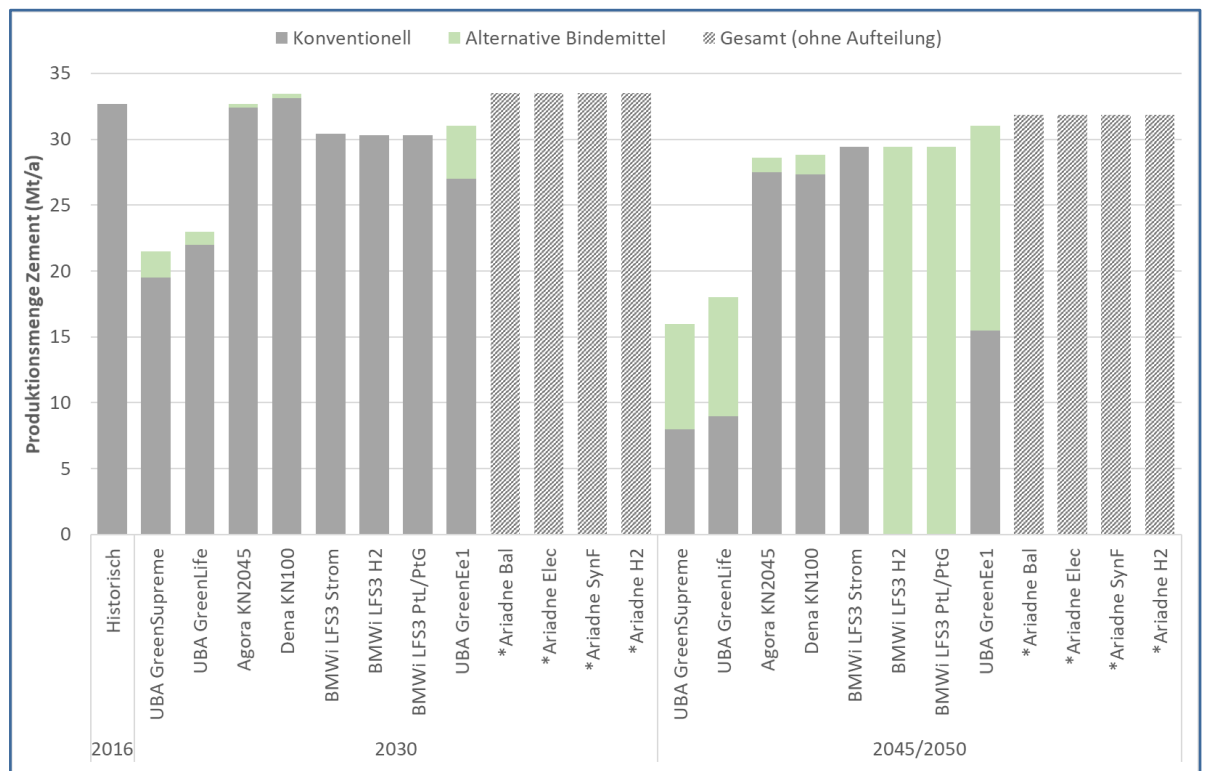
Im Folgenden werden die Optionen für Materialeffizienz und Materialsubstitution anschaulich am Beispiel der Zementindustrie dargestellt, da der hohe Anteil an Prozessemissionen in dieser Branche die Verwendung alternativer Materialien (Zement mit alternativen Bindemitteln oder auch gänzlich andere, vorwiegend biogene Materialien) und die Reduktion des Materialeinsatzes insgesamt erfordert, um Klimaneutralität zu erreichen. Entsprechende Strategien in weiteren Branchen werden anschließend ebenfalls kurz skizziert.

#### 4.3.1 Branchenbeispiel Zementindustrie

Der größte Anteil der Treibhausgasemissionen in der Zementindustrie entsteht bei der Erzeugung des Klinkers, der als Bindemittel agiert und Hauptbestandteil von konventionellem Zement ist. Beim Brennen des Zementklinkers in sogenannten Drehrohröfen entstehen sowohl energiebedingte als auch prozessbedingte Emissionen. Die energiebedingten Emissionen können durch einen Brennstoffwechsel größtenteils vermieden werden (siehe Abschnitt zu klimaneutralen Prozessen in Kapitel 4.4). Die prozessbedingten Emissionen müssen durch Konzepte der Materialeffizienz und -substitution möglichst stark reduziert werden; sie werden jedoch in den analysierten Szenariostudien nicht vollständig vermieden. Daher erfolgt zusätzlich in allen Studien eine Abscheidung von Prozessemissionen mittels CCU/CCS-Technologie.

Die Reduktion der Produktionsmenge von Zementklinker und somit der Prozessemissionen erfolgt entlang der Produktionskette in der Bauindustrie in folgenden Schritten: (1) Reduktion des Klinkerfaktors, das heißt des Anteils von Zementklinker im Zement, oder Substitution von Zementklinker durch alternative Bindemittel; (2) Reduktion von Zement im Beton und (3) Reduktion von Beton beim Bauen oder Substitution von Beton durch andere Materialien wie zum Beispiel Holz. Maßnahmen zur Steigerung der Materialeffizienz beziehen sich also nicht nur

auf das Endprodukt; Emissionsreduktionspotenziale müssen vielmehr entlang der gesamten Wertschöpfungskette gehoben werden, um Klimaneutralität zu erzielen.



**Abbildung 73: Metaanalyse – Produktionsmengen in der Zementindustrie in den Jahren 2030 und 2045/2050.** 2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien. \*Ariadne-Szenarien: beziehen sich auf das Hybridmodell. Quelle: Studienauswertung ESYS.

Der effiziente Einsatz von Zement in Beton sowie der effiziente Einsatz von Beton beim Bauen in den Szenarienstudien lässt sich in Abbildung 73 am Rückgang der Gesamtproduktionsmenge von Zement ablesen. Außer in den *Ariadne*-Szenarien, in denen von einem Anstieg bis 2030 und erst anschließend von einem Rückgang der Zementproduktion ausgegangen wird, sinkt die Gesamtproduktionsmenge in allen analysierten Studien leicht.<sup>324</sup> Sämtliche betrachteten Studien begründen den Rückgang der Produktionsmenge mit gesteigerter Materialeffizienz. Zusätzlich wird in einigen Studien auch die vermehrte Nutzung alternativer Materialien wie zum Beispiel Holz als Grund für den Rückgang erwähnt (*Agora 2021*, *BDI 2021*). In den *UBA 2019*-Szenarien mit starkem Fokus auf Materialeffizienz sinkt die Produktionsmenge sogar um bis zu 47 Prozent. Der Rückgang der Produktionsmenge wird neben Materialeffizienz und -substitution auch von der Bautätigkeit beeinflusst. Dies wird zum Beispiel in der *dena 2021*-Studie deutlich gemacht, wo bis zum Jahr 2030 eine steigende Baukonjunktur angenommen wird und durch Materialeffizienz trotzdem bereits ein leichter Rückgang der Produktionsmenge zu erkennen ist. Anschließend sinkt bis 2045 die Baukonjunktur, sodass sich hier Suffizienz- und Materialeffizienzeffekte ergänzend in stärker sinkenden Produktionsmengen niederschlagen.

<sup>324</sup> Die Studien beziehen die Reduktion auf unterschiedliche historische Ausgangswerte. Beispielsweise bezieht sich die 2 Prozent-Produktionsreduktion bis 2030 in der *dena 2021*-Studie auf das Jahr 2018, in welchem mit 33,7 Mt Zement gut eine 1 Mt mehr produziert wurde als im von *Agora 2021* angegebenen Bezugsjahr 2016. Somit liegt die Produktionsmenge im *Dena*-Szenario trotz eines leichten Rückgangs im Jahr 2030 über dem historischen Wert von 2016.

Zum effizienten Einsatz von Zementklinker in Zement zeichnen die Studien ein recht einheitliches Bild. Mit Ausnahme der *UBA 2019*-Studie gehen alle Studien von einer Reduktion des Klinkerfaktors aus, der aktuell bei 72 Prozent liegt. Unsicherheit besteht lediglich hinsichtlich der Potenzialgrenzen dieser Senkung. Die Studien erkennen an, dass die Transformationsprozesse im Stahl- und Energiesektor zu einem Wegfall von Hüttensand und Flugasche führen, die in der Vergangenheit als alternative Hauptbestandteile genutzt wurden. Dies ist auch der Grund, warum *UBA 2019* sogar von einer Steigerung des Klinkerfaktors auf 90 Prozent bis 2050 ausgeht. Die Studien, die im Jahr 2021 erschienen sind<sup>325</sup>, gehen von einer Verwendung innovativer Hauptbestandteile wie Betonbrechsande und kalzinierter Tone (*Agora 2021*) aus oder verweisen direkt auf ressourcenschonende Zementsorten wie CEM II/C und CEM VI (*dena 2021*) für die weitere Senkung des Klinkerfaktors. Die Bandbreite der minimal möglichen Klinkerfaktoren im Zieljahr 2045/50 liegt zwischen 66 Prozent (*Agora 2021*) und 53 Prozent (*dena 2021*).<sup>326</sup>

Ein Thema, das hingegen sehr kontrovers eingeschätzt wird, ist die Substitution von Zementklinker durch alternative Bindemittel. Abbildung 73 zeigt, dass die Marktdurchdringung dieser innovativen Zementsorten zwischen 3,8 Prozent (*Agora 2021*) und 50 Prozent (*UBA 2019*) im Zieljahr 2045/50 liegen könnte. Ausnahmen bilden die *BDI 2021*-Studie, die den Einsatz allgemein als unsicher einschätzt und daher nicht in den Transformationspfad integriert, und die *BMWi LFS3 2021*-Studie, die als Extremfälle 0 Prozent im Szenario *BMWi LFS3 Strom* und 100 Prozent Marktdurchdringung in den Szenarien *BMWi LFS3 H2* und *BMWi LFS3 PtG/PtL* im Szenariodesign hinterlegt. Nicht nur bei verschiedenen Auftraggebern divergieren die Annahmen in diesem Bereich stark, auch bei einzelnen Institutionen selbst hat sich die Einschätzung in den letzten Jahren signifikant geändert. So ging die *dena*-Studie von 2018<sup>327</sup> noch von 100 Prozent Marktdurchdringung alternativer Bindemittel bis 2050 aus, während die Folgestudie von 2021 von einer eingeschränkten technischen Leistungsfähigkeit dieser Bindemittel ausgeht und die entsprechenden Zementsorten daher als Nischenprodukt mit einem Anteil von 5 Prozent im Zieljahr 2045 angibt.

Konkrete Maßnahmen zur Förderung von Materialeffizienz und -substitution werden in den Szenariostudien wenig genannt. Änderungen der Zementnormen und damit einhergehend Schulungen des Baupersonals sind für den effizienten Einsatz von Zement in Beton erforderlich (*BDI 2021*). Der effiziente Einsatz von Beton beim Bauen kann beispielsweise durch den Ersatz von Stahlbeton durch Carbon-Beton<sup>328</sup> sowie durch effiziente Bauteilgeometrien erreicht werden (*Agora 2021*).

#### 4.3.2 Materialeffizienz in anderen Industriebranchen

Trotz steigenden Wirtschaftswachstums gehen die meisten Studien im **Rohstahlbereich** von konstanten absoluten Produktionsmengen oder nur leicht rückläufigen Produktionsmengen aus, was durch gesteigerte Materialeffizienz ermöglicht wird (siehe Abbildung 74). Dabei variiert jedoch in den Studien das Bezugsjahr, sodass als

<sup>325</sup> Ausnahme *Ariadne 2021*, *Jülich 2021*: keine Angaben.

<sup>326</sup> *BMWi LFS3 2021*: Das Szenariodesign wurde so gewählt, dass das Szenario *TN-Strom* eine Reduktion des Klinkerfaktors auf 50 Prozent vorsieht und dafür keine alternativen Bindemittel eingesetzt werden. Im Gegensatz dazu erfolgt in den Szenarien *TN-PtG/PtL* und *TN-H2* eine vollständige Umstellung auf alternative Bindemittel. Beides ist als Extremfall zu verstehen, wobei sich in der Realität vermutlich eine Mischform herausbilden wird.

<sup>327</sup> *dena 2018*.

<sup>328</sup> In Carbon-Beton, auch Textilbeton genannt, wird Stahl durch Carbonfasern ersetzt. Da Carbonfasern nicht rosten können, ist hier weniger Beton zur Ummantelung nötig.

Ausgangspunkt für diese Entwicklung Werte zwischen 40 Mt/a (*Agora 2021*, *BDI 2021*) und 45 Mt/a (*UBA 2019*) angegeben werden. Im Zieljahr 2045/50 liegt die erwartete Rohstahlproduktion zwischen 38 Mt/a (*BMWi LFS3 2021*) und 43 Mt/a (*BDI 2021*). Eine Ausnahme bildet lediglich die *UBA 2019*-Studie. Hier wird in einzelnen Szenarien mit starkem Fokus auf Materialeffizienz und Suffizienz von einem starken Rückgang der Rohstahlproduktion auf bis zu 32 Mt/a (*UBA GreenSupreme*) ausgegangen. In *UBA GreenEe1* hingegen wird durch den hohen Ausgangswert bei konstanter Produktion ein Spitzenwert von 45 Mt/a im Jahr 2050 angegeben.

Die meisten Studien setzen den Fokus für die Dekarbonisierung der **chemischen Industrie** auf Prozess- und Rohstoffumstellung. Jedoch ist Materialeffizienz auch eine wichtige Strategie für die Chemieindustrie. Durch die Reduktion und den Ersatz des Kunststoffverbrauchs (um 15 Prozent in *BMWi LFS3 2021*) kann beispielsweise der Produktionsbedarf von HVC als Ausgangsstoff der Kunststoffproduktion reduziert werden.

#### 4.4 Auf klimaneutrale Produktionsprozesse umstellen

Ebenso wie die industriellen Prozesse sind auch deren Dekarbonisierungsstrategien sehr divers. Die Szenarienstudien untersuchen daher meist solche Prozesse, die in vielen Industriebranchen zum Einsatz kommen, oder fokussieren sich auf die wichtigsten, das heißt treibhausgasintensivsten Branchen. Im Folgenden sollen daher zunächst die Optionen zur Emissionsvermeidung bei der Prozesswärmebereitstellung diskutiert werden, da Wärme auf verschiedenen Temperaturniveaus in praktisch allen Industrien benötigt wird. Das Branchenbeispiel für klimaneutrale Prozesse ist hier die Stahlindustrie, bei deren Hauptemissionsquelle, dem Hochofenprozess, sowohl energiebedingte als auch prozessbedingte Emissionen vermieden werden müssen. Weitere Transformationsschritte hin zu klimaneutralen Prozessen in den Branchen chemische Industrie und Zement werden anschließend ebenfalls dargestellt.

Hier nicht im Vordergrund, aber ebenso eine relevante Strategie sind weitere Effizienzsteigerungen vor allem bei den Querschnittstechnologien wie Pumpen, Beleuchtung etc. Für die Erreichung der Klimaneutralität sind jedoch graduelle Verbesserungen der Energieeffizienz bei Weitem nicht ausreichend.

In einigen Branchen, wie in der Zementindustrie, ist bereits klar, dass sich durch Prozessumstellungen nicht alle Treibhausgasemissionen vermeiden lassen. Ergänzend ist hier die Abscheidung und geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> (CCS) erforderlich, wenn die Zementproduktion treibhausgasneutral erfolgen soll. Wird auf CCS verzichtet, so müssen die Residualemissionen durch negative Emissionen ausgeglichen werden, um Klimaneutralität im Gesamtsystem zu erreichen (siehe Kapitel 5).

#### 4.4.1 Branchenübergreifende Strategien: Prozesswärme klimaneutral bereitstellen

Derzeit entstehen knapp 70 Prozent der Treibhausgasemissionen der Industrie durch die energetische Nutzung fossiler Energieträger. Viele Industriebetriebe erzeugen Strom und Wärme in erdgasbasierten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen vor Ort. Ein überwiegender Teil des Energiebedarfs ergibt sich aus der Bereitstellung von Prozesswärme, insbesondere für hohe Temperaturen. Anders als bei Nieder- und Mitteltemperaturprozesswärme ist die Elektrifizierung von Hochtemperaturprozesswärme schwierig. Ein prominentes Beispiel dafür sind Steamcracker für die HVC-Produktion; hier ist eine Elektrifizierung zwar möglich, aber nach heutigem Stand nicht wirtschaftlich betreibbar. Da auch andere erneuerbare Energien wie Solarthermie oder Geothermie keine Hochtemperaturprozesswärme bereitstellen können, spielen CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger wie Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe oder Biomasse dort eine wichtige Rolle, wo keine Elektrifizierung machbar ist. Bei Biomasse ist jedoch das nachhaltig nutzbare Potenzial begrenzt (Infobox Biomasse S. 136), sodass deren optimaler Einsatz sektoren- und branchenübergreifend priorisiert werden muss.

Die Metallerzeugung, die Herstellung von Zement und Kalk sowie der überwiegende Teil der Herstellung von Glas und Keramik gehören zu den Hochtemperaturprozessen. In den meisten Szenarienstudien wird angenommen, dass konventionelle Prozesse elektrifiziert werden, wo immer dies möglich ist. Dies wird insbesondere in den Branchen Glas, Kalk, Nichteisenmetalle und Papier angenommen. Die verbleibenden Bedarfe an Hochtemperaturprozesswärme werden bis 2045/50 auf CO<sub>2</sub>-neutrale Brennstoffe umgestellt. Im ambitionierten Szenario *Agora KN2045* erfolgt der vollständige Ausstieg aus fossilen Energieträgern zur Prozesswärmebereitstellung in den meisten Branchen bereits im Jahr 2040.

Ein ebenfalls wichtiger Verbraucher von Hochtemperaturprozesswärme für verschiedene verfahrenstechnische Prozesse in der Industrie ist der Drehrohrofen, wie er unter anderem bei der Zementherstellung zum Einsatz kommt. Die Energie zur Wärmeerzeugung wird darin in der Regel durch fossile Energieträger wie Kohle und Gas sowie die Verbrennung von Müll bereitgestellt. Im klimaneutralen Zielsystem gibt es verschiedene Möglichkeiten, diese Energieträger zu substituieren. Die meisten Studien zeigen für die Zementherstellung eine Umstellung auf Wasserstoff, synthetisches Methan oder Biomasse. Als ambitioniert, aber machbar schätzen die *BMW i LFS3*- und *Ariadne*-Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung sowie die *BDI 2021*-Studie die Bereitstellung der Hochtemperaturprozesswärme über Power-to-Heat-Anlagen ein. In *BMW i LFS3 2021* und *Ariadne 2021* werden hierzu in den Fokusszenarien die Drehrohrofen komplett elektrifiziert. Im *BDI*-Szenario ist die Elektrifizierung nur ein Baustein neben beispielsweise der Verbrennung von Biomasse im Zusammenspiel mit CCS (BECCS) zur Erreichung negativer Emissionen. Auch Kupolöfen, die zum Schmelzen von Metallen eingesetzt werden, können elektrifiziert werden. Zudem können die dort heute vorwiegend eingesetzten fossilen Brennstoffe Koks und Erdgas langfristig durch Wasserstoff (*dena 2021*, *Agora 2021*) und biogene Kohlenwasserstoffe (*Agora 2021*) ersetzt werden; die vollständige Brennstoffumstellung erfolgt in der *Agora 2021*-Studie schon bis 2040.

Für die Glasindustrie gehen einige Studien (*Agora 2021*, *dena 2021*) davon aus, dass die Elektrifizierung nur eine begrenzte Rolle spielen kann (*Agora 2021*: maximal 36 Prozent des EEV bei Behälterglas, maximal 16 Prozent des EEV bei Flachglas). Nicht

elektrifizierbare Anwendungen von Hochtemperaturprozesswärme werden dort je nach Szenariofokus durch Wasserstoff (über Beimischung, Umrüstung auf Wasserstoffbrenner oder Hybridofen) und/oder durch methanbasierte Gase oder Biogas betrieben (*Agora KN2045*, *Dena KN100*, *BMWi LFS3 2021* und *Ariadne 2021* außer zwei Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung). Andere Szenarien (*Ariadne Elec*, *BMWi LFS3 Strom*, *UBA 2019*-Szenarien) nehmen an, dass eine vollständige Umstellung auf elektrische Schmelzwannen machbar ist. Beispielsweise erfolgt in den *UBA 2019*-Szenarien diese vollständige Elektrifizierung bis 2050, was gleichzeitig den spezifischen Energiebedarf der Glasherstellung reduziert. Zudem wird noch eine Erhöhung der Energieeffizienz durch Abwärmerückgewinnung angenommen (*UBA 2019*).

Nieder- und Mitteltemperaturprozesswärme kann einfacher durch direktelektrische Anwendungen wie Wärmepumpen (bis ca. 100 °C) und elektrische Kessel bereitgestellt werden, sodass hierfür von einer weitgehenden Elektrifizierung ausgegangen werden kann. Neben Elektrifizierung spielt Fernwärme in vielen Szenarien besonders bei der Niedertemperaturprozesswärme auch eine wichtige Rolle. Strombasierte Industrieöfen werden ebenfalls in vielen Szenariostudien aufgrund der hohen Effizienz gegenüber Wasserstoff vermehrt vorgesehen. Allerdings zeigt die *Agora 2021*-Studie auf, dass die Knappheit des erneuerbaren Stroms den Einsatz von elektrifizierten Anwendungen beschränkt. Weitere Wärmebedarfe werden durch Wasserstoff, feste Biomasse, Biogas und Abfälle sowie Fernwärme gedeckt. In der *BDI 2021*-Studie wird ausgewiesen, dass schon in der Mitteltemperaturprozesswärme der Einsatz von Biomasse neben Power-to-Heat benötigt wird.

In vielen Industriebetrieben wird Wärme in Form von Wasserdampf benötigt, der in vorwiegend erdgasbetriebenen Dampfkesseln erzeugt und gegebenenfalls in KWK-Anlagen mit der lokalen Stromerzeugung kombiniert wird. Eine vollständige Elektrifizierung der Dampfproduktion über Elektrodenkessel und Hochtemperaturwärmepumpen ist in den Szenariostudien in der Regel nicht vorgesehen, da sie nicht in allen Anwendungen technisch möglich ist. Der verbleibende Wasserdampfbedarf kann mit Wasserstoff, synthetischem Methan oder langfristig durch Biomasse mit CCS erzeugt werden. Die *Agora 2021*-Studie nimmt sogar an, dass die Dampfversorgung zweimal umgestellt wird, zunächst auf Wasserstoff und später dann auf Biomasse mit CCS. Es wird angenommen, dass Wasserstoff als Energieträger mittelfristig aufgrund der niedrigeren Kosten in großen Mengen über Pipelines genutzt werden kann. Investitionen in Kessel, die sowohl mit Wasserstoff als auch mit Erdgas und synthetischem Gas betrieben werden können, erleichtern den Brennstoffwechsel bei der Umstellung.

Für das Beispiel Papierherstellung, bei der heute die benötigte Wärme über Dampf aus KWK-Anlagen oder Heizkesseln bereitgestellt wird, wird in den Szenariostudien ein Mix aus strombasierten Heizkesseln, biomasse- und teilweise wasserstoffbefeuelten Heizkesseln, Hochtemperaturwärmepumpen und Fernwärme angenommen (*Agora 2021*, *dena 2021*). In der Zellstoffherstellung hingegen kann durch die prozessinterne Nutzung anfallender biogener Reststoffe, zum Beispiel der Ablauge aus der Zellstoffkochung, Rinde und Holzabfällen sowie Faserschlämmen, bereits heute ein vollständig energieautarker Prozess realisiert werden (*UBA 2019*).

#### 4.4.2 Branchenbeispiel Stahlindustrie

Die Umstellung auf klimaneutrale Prozesse ist in kaum einer Branche wichtiger als bei der Stahlerzeugung, die mit rund 6 Prozent Anteil an den gesamten Treibhausgasemissionen Deutschlands der größte Emittent innerhalb der Industrie ist. In der Primärstahlproduktion ist die derzeit aussichtsreichste Strategie zur Erreichung von Klimaneutralität die komplette Umstellung der bisher vorherrschenden Hochofen-Konverter-Route auf das Direktreduktionsverfahren (Direct Reduced Iron, kurz DRI) innerhalb der nächsten 20 bis 30 Jahre. Es erfolgt somit eine Umstellung der Prozesse auf die Energieträger Wasserstoff und Strom. Alle analysierten Studien sehen eine vollständige Umstellung auf die DRI-Route bis zum Zieljahr 2045/50 vor (siehe Abbildung 74).

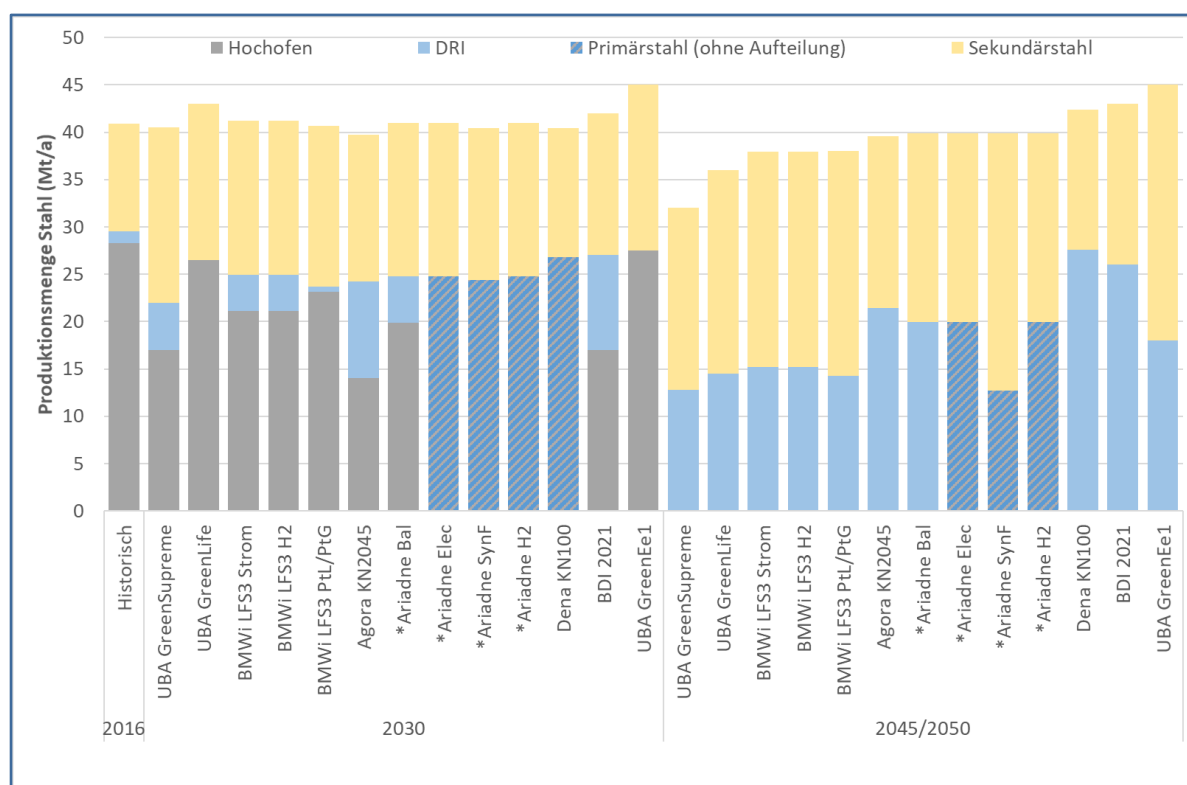


Abbildung 74: Metaanalyse – Rohstahlproduktion aufgeteilt nach Hochofen-, DRI- und Sekundärstahlroute in den Jahren 2030 und 2045/2050. 2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien. \*Ariadne-Szenarien: beziehen sich auf das Hybridmodell. Quelle: Studienauswertung ESYS.

In der bisher dominierenden Hochofenroute wird Eisenerz zu Eisenpellets und Sinter verarbeitet. Die Eisenpellets werden anschließend im Hochofen mit Koks zu Roheisen reduziert, das anschließend im Konverter zu Rohstahl verarbeitet wird. Dabei kommt es sowohl zu energie- als auch zu prozessbedingten Emissionen. In der *BDI 2021*-Studie von 2018 wurde noch davon ausgegangen, dass dieses Verfahren beibehalten wird und die Emissionen durch CCS ausgeglichen werden. Zur Erreichung von Treibhausgasneutralität bis 2045 wird nun jedoch in der *BDI*-Folgestudie von 2021 ebenfalls eine vollständige Umstellung auf DRI angenommen. Über die DRI-Route werden Eisenpellets mittels Wasserstoff (H<sub>2</sub>-DRI) oder Methan (CH<sub>4</sub>-DRI) direkt zu Eisenschwamm reduziert, der anschließend wie bei der Sekundärstahlherstellung im Elektrolichtbogenofen (Electric Arc Furnace, kurz EAF) eingeschmolzen werden kann. Die Vorgängerstudie der Agora aus dem Jahr 2020<sup>329</sup> weist darauf hin, dass der Eisenschwamm

329 Agora 2021.



ebenfalls im in Deutschland bisher typischen Konverter weiterverarbeitet werden kann (DRI-Konverter-Route). Alle anderen Studien gehen von der DRI-EAF-Route aus.

Während in den analysierten Studien Einigkeit bezüglich der vollständigen Umstellung der Primärstahlproduktion auf die DRI-Route bis zum Zieljahr 2045/50 herrscht, gibt es Unterschiede in der angenommenen Umsetzungsgeschwindigkeit. Allgemein lässt sich sagen, dass Studien, die die Zielerreichung bis 2045 vorsehen, bereits im Jahr 2030 wesentlich größere Anteile für die DRI-Route vorsehen als Szenarien mit dem Zieljahr 2050. Die Rohstahlproduktion über die DRI-Route macht in diesen Szenarien ca. 5 Mt/a (*UBA GreenSupreme, Ariadne Bal*) beziehungsweise sogar bereits 10 Mt/a (*BDI 2021, Agora 2021*) aus. Bei den genannten 10 Mt/a gehen *BDI 2021* und *Agora 2021* jedoch übergangsweise von einer anteiligen Erdgasnutzung als Reduktionsmittel aus. Der Anteil der Erdgasnutzung liegt für das Jahr 2030 in *BDI 2021* bei 50 Prozent, in *Agora 2021* bei 20 Prozent.<sup>330</sup> Aufgrund der aktuellen Entwicklung der Energiekrise könnte jedoch die Umstellung beschleunigt werden, wodurch die Erdgasnutzung für das Jahr 2030 weiter reduziert wird. Die vollständige Umstellung auf die DRI-Route findet in den Szenarien *Agora KN2045* und *UBA GreenSupreme* bereits bis 2040 statt. Im Großteil der Szenarien wird dieses Ziel bis 2045 erreicht. Lediglich in *BMWi LFS3 2021* und *UBA 2019* (außer *UBA GreenSupreme*-Szenario), die 2050 als Zieljahr haben, wird die Umstellung erst bis zu diesem Jahr abgeschlossen.

Ein recht einheitliches Bild ergibt sich auch für den in Abbildung 75 dargestellten Endenergieverbrauch. Es ist klar zu sehen, dass Strom und Wasserstoff zukünftig die dominierenden Energieträger in der Stahlindustrie sein werden. Lediglich in Szenarien mit Fokus auf synthetische Kraftstoffe wird synthetisches Methan anstelle von Wasserstoff eingesetzt. Zudem ist ein deutlicher Rückgang des Endenergieverbrauchs zu erkennen. Dieser ist zum Teil durch leicht rückläufige Produktionsmengen (siehe Kapitel 4.3), hauptsächlich aber durch den steigenden Anteil der wesentlich energieeffizienteren Sekundärproduktion (siehe Kapitel 4.2) begründet.

<sup>330</sup> In den Szenarien muss zwischen einer übergangsweisen Umstellung auf CH<sub>4</sub>-DRI mit Erdgas (*Agora 2021, BDI 2021*) und einer langfristigen Umstellung auf CH<sub>4</sub>-DRI mit synthetischem Methan (*BMWi LFS3 PtL/PtG, Ariadne SynF*) unterschieden werden. Erstere setzt auf einen schnellen Technologieumbau bei jedoch kurzfristig geringeren Rohstoffkosten und bereits einer Teil-Emissionsreduktion, während letztere eher als Extremfall für eine Welt ohne Umstellung der Infrastrukturen von Methan auf Wasserstoff zu verstehen ist.

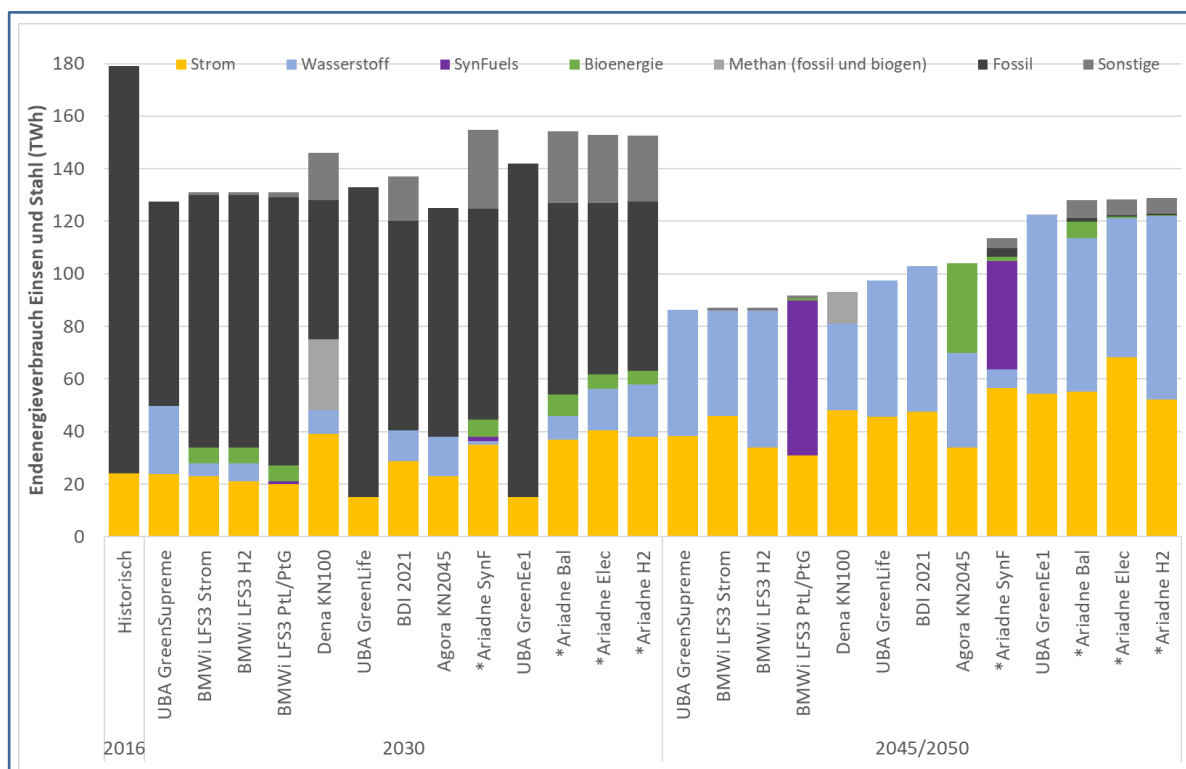


Abbildung 75: Metaanalyse – Endenergieverbrauch in der Eisen- und Stahlindustrie in den Jahren 2030 und 2045/2050. 2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien. \*Ariadne-Szenarien: beziehen sich auf das Hybridmodell. Quelle: Studienauswertung ESYS.

#### 4.4.3 Klimaneutrale Prozesse in der chemischen Industrie (HVC, Methanol und Ammoniak)

Im Abschnitt zur Kreislaufwirtschaft (siehe Kapitel 4.2) wurden High-Value Chemicals bereits als wichtiges Erzeugnis der chemischen Industrie eingeführt. Diese werden durch Steamcracking-Prozesse aus Naphtha und weiteren Raffinerie-Co-Produkten produziert. Die Aufspaltung beziehungsweise das Steamcracking von Naphtha in kurz-kettige Kohlenwasserstoffe benötigt hohe Temperaturen von etwa 800 °C und stellt durch den hohen Energiebedarf den überwiegenden Anteil der Treibhausgasemissionen der Grundstoffchemie dar.<sup>331</sup>

Als Alternativroute stehen Methanol-to-Olefins (MtO) und Methanol-to-Aromatics (MtA) für die Produktion von HVC zur Verfügung. Das MtO-Verfahren ist technisch ausgereift und wird bereits für die Produktion von Ethylen und Propylen im industriellen Maßstab verwendet, während das MtA-Verfahren derzeit noch nicht etabliert ist. Letzteres ist aufgrund des höheren Einsatzbedarfs an Methanol mit hohen Kosten verbunden (*BMW i LFS3 2021, Agora 2021*). Eine weitere Alternative ist die Elektrifizierung der Steamcracker, die sich jedoch ebenfalls noch in der Entwicklungsphase befindet.

331 BDI 2021.

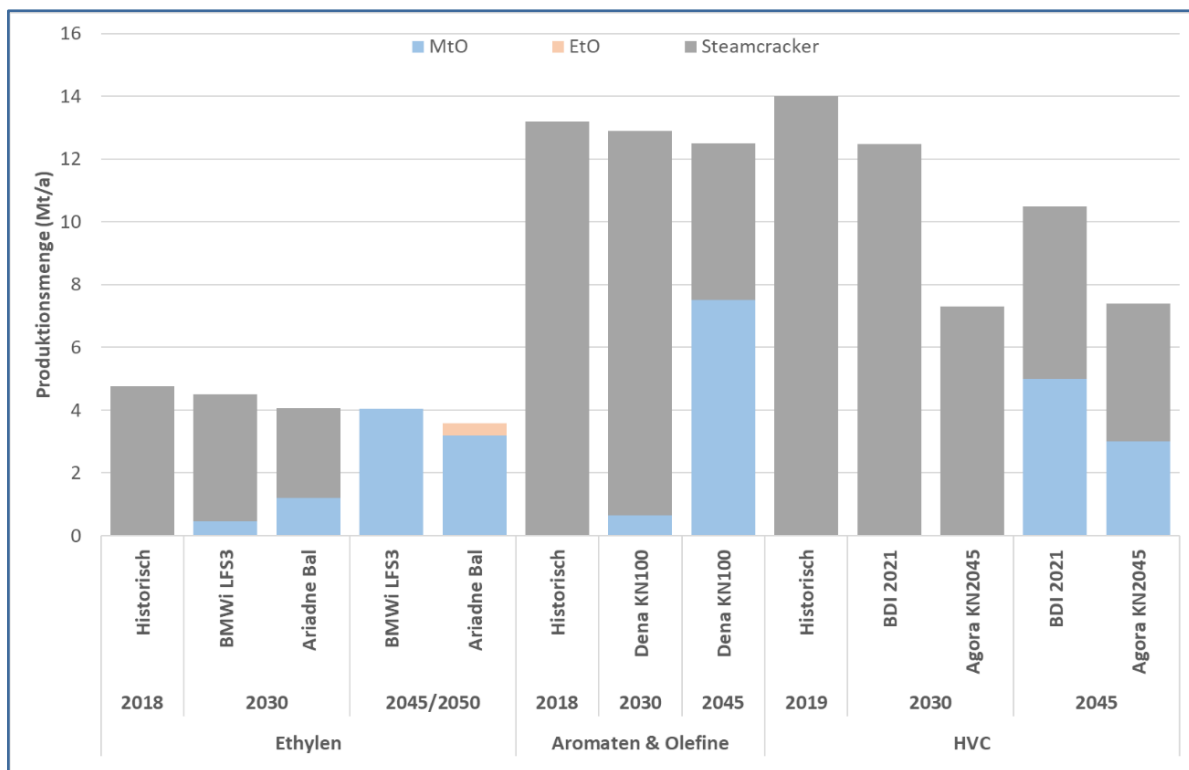


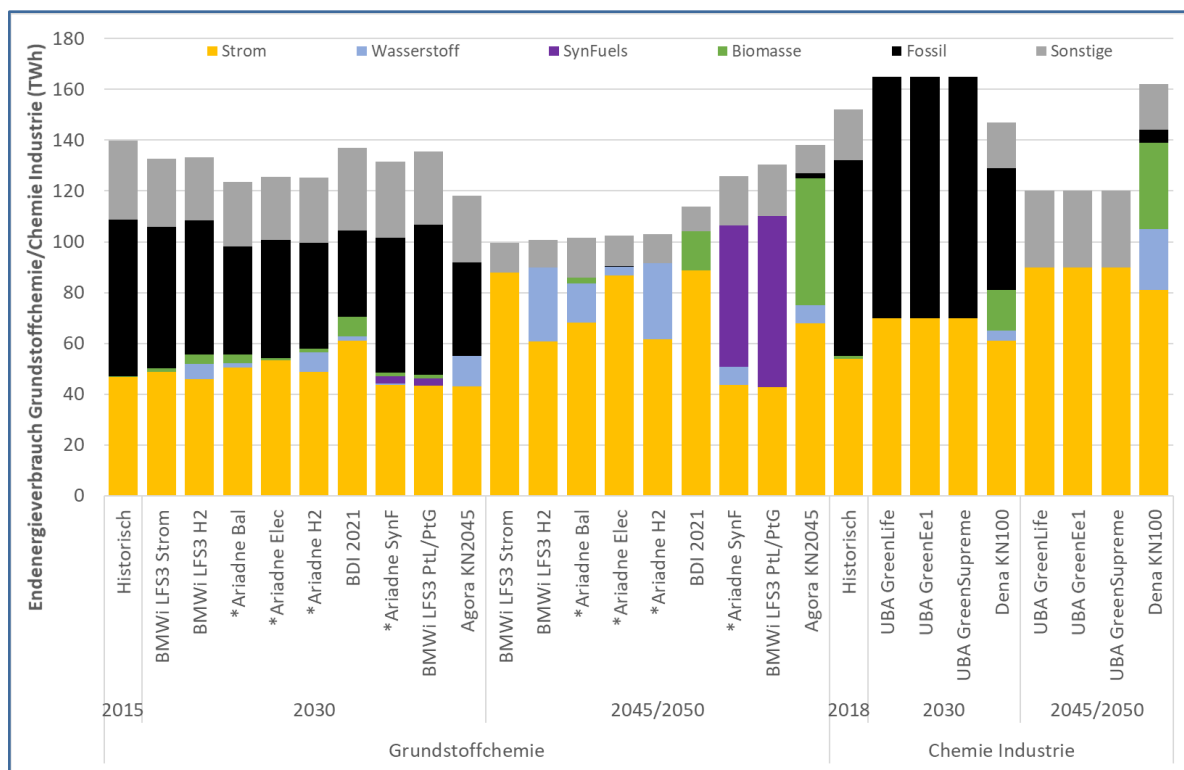
Abbildung 76: Metaanalyse – Produktionsmenge nach Route für Ethylen, Aromaten, Olefine und HVC. 2050er-Daten bei BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien. MtO bezeichnet Methanol-to-Olefins, EtO bezeichnet Ethanol-to-Olefins. Quelle: Studienauswertung ESYS.

Zur Abbildung des Energiebedarfs und der Emissionen der HVC-Produktion werden in den Modellen der Szenariestudien unterschiedliche Chemikalien verwendet (vgl. Abbildung 77). In *BMW i LFS3 2021* und *Ariadne 2021* wird ausschließlich Ethylen als Proxy beziehungsweise Vergleichsgröße für HVC betrachtet, während die *dena 2021*-Studie die zwei Hauptprodukte Aromaten und Olefine abbildet. Dennoch wird eine Reduktion der Produktionsmenge in allen Studien aufgrund der erhöhten Recyclingquoten angenommen (vgl. Abschnitt 4.2) und Materialeffizienz ausgewiesen. Bis 2045/2050 werden mindestens 41 Prozent und bis zu 100 Prozent der Produktion auf die MtO-Route umgestellt. Die verbleibende Produktion wird durch elektrische Steamcracker (*BDI 2021*) oder Steamcracker mit CCS (*Agora 2021*, *dena 2021*) auf Basis grüner Rohstoffe oder von Pyrolyseprodukten aus chemischem Recycling erfüllt.

Alle Studien weisen einen Anstieg der Methanolproduktion durch die Umstellung auf die MtO-Route aus. Die Produktion von Methanol erfolgt aktuell auf Basis von Erdgas mit grauem Wasserstoff als Zwischenprodukt. Der Prozess wird teilweise (*Agora 2021*, *dena 2021*) bis vollständig (*BDI 2021*, *BMW i LFS3 2021*, *Ariadne 2021*) auf die Synthese von CO<sub>2</sub>-neutralem Wasserstoff (H<sub>2</sub>-Methanol-Route) umgestellt und der Rest aus Gasifizierung von Abfällen (*Agora KN2045*), Vergasung von Biomasse (*Dena KN100*) oder über Power-to-Gas (*Ariadne SynF*) hergestellt. In Szenarien mit vollständiger Umstellung auf die H<sub>2</sub>-Methanol-Route (*BMW i LFS3* und *Ariadne 2021*-Szenarien außer den Szenarien mit Fokus auf synthetische Kraftstoffe) wird zusätzlich die Bereitstellung von CO<sub>2</sub> für die rohstoffliche Nutzung (CCU) unterstellt.

Die Dekarbonisierung der Herstellung von Ammoniak, einem weiteren wichtigen Produkt der chemischen Industrie, erfolgt in allen Studien durch eine Umstellung

der Ammoniaksynthese von Erdgas auf grünen Wasserstoff. Eine Ausnahme bildet das *BMW LFS3 PtG/PtL*-Szenario, in dem gemäß dem Fokus auf synthetische Kohlenwasserstoffe<sup>332</sup> nur eine Umstellung von Erdgas auf importiertes PtG angenommen wird.



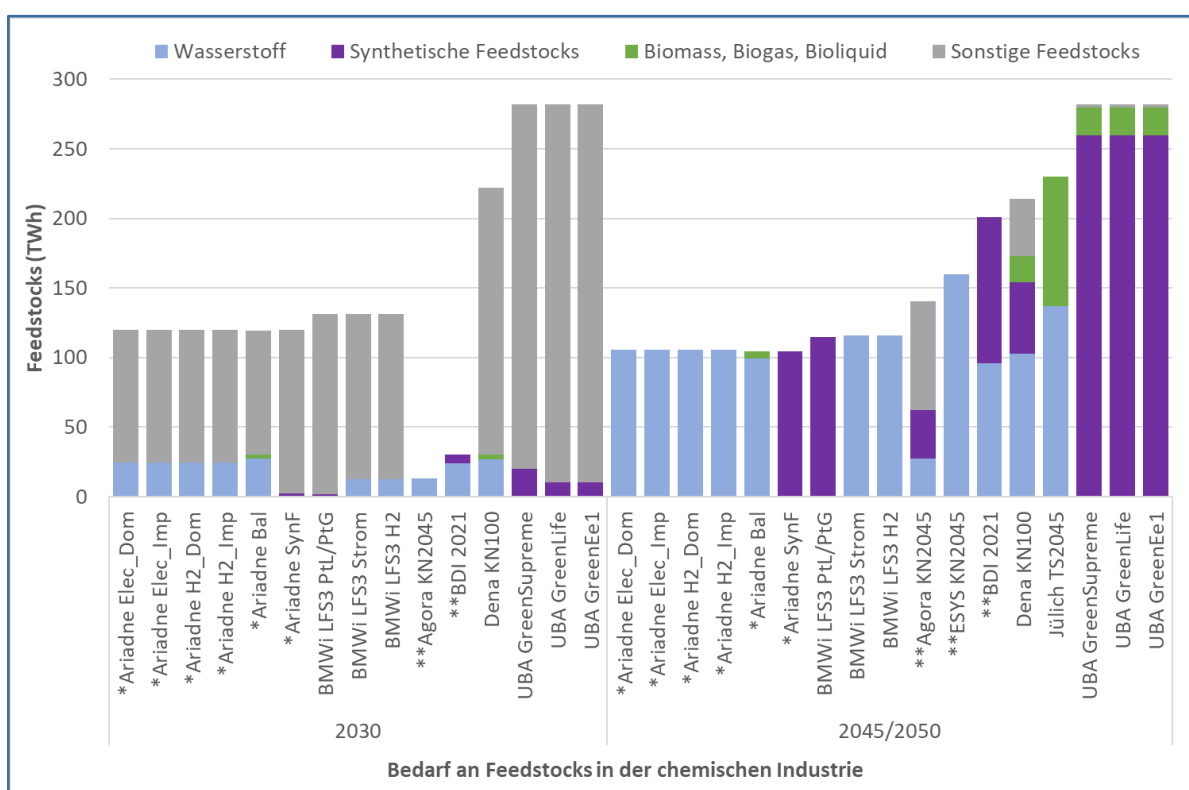
**Abbildung 77: Metaanalyse – Endenergiebedarf in der Grundstoffchemie/Chemieindustrie.** 2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien. \*Ariadne-Szenarien: beziehen sich auf das Hybridmodell. Quelle: Studienauswertung ESYS.

Die Komplexität der chemischen Industrie zeigt sich auch bei der unterschiedlichen Betrachtung der Branche: Die Studien von *UBA 2019* und *dena 2021* weisen die Endenergiebedarfe in der gesamten Chemieindustrie aus, während sich die anderen Studien (*BMW LFS3 2021*, *Ariadne 2021*, *BDI 2021*, *Agora 2021*) auf die Grundstoffchemie fokussieren. Die Studien weisen überwiegend einen langfristigen Rückgang der Endenergiebedarfe durch Suffizienz- und Effizienzmaßnahmen aus. Hingegen zeigen die Szenarien *Agora KN2045* und *Dena KN100* langfristig einen Energieverbrauch in etwa auf heutigem Niveau beziehungsweise sogar um etwa 6 Prozent über dem Verbrauch in 2018. Als Grund des Anstiegs wird die Umstellung auf die energieintensiven MtO- beziehungsweise MtA-Verfahren genannt, die teilweise weniger energieeffizient sind im Vergleich zu den konventionellen Produktionsrouten (*dena 2021*).

Die Umstellung der genannten Prozesse in der chemischen Industrie bedingt auch eine Rohstoffumstellung von jetzigen fossilen Eingangsstoffen auf erneuerbare Feedstocks sowie auf Abfälle und Pyrolyseprodukte (zum Beispiel aus dem chemischen Recycling). Mit Ausnahme der Szenarien mit Fokus auf synthetische Kraftstoffe sowie der *UBA 2019*-Szenarien zeigen alle Studien eine Umstellung der Feedstocks in der Grundstoffchemie auf grünen Wasserstoff, was im Wesentlichen auf die Prozessumstellung auf

<sup>332</sup> Im *BMW LFS3 PtG/PtL*-Szenario wird kein Wasserstoffimport zugelassen. Durch den extremen Fokus auf PtG/PtL ergibt sich in dem Szenario ein ausgeprägtes Methantransportnetz (Fernleistungstransportnetz) von 29.750 Kilometern in 2050, 10-fach höher als das Wasserstoffnetz.

wasserstoffbasierte Verfahren (zum Beispiel H<sub>2</sub>-Methanol zur Methanolherstellung für MtO, H<sub>2</sub>-Ammoniak) zurückzuführen ist. In 2045/2050 werden in den *Ariadne*- und *BMW* *LFS3*-Szenarien (außer denen mit Fokus auf synthetische Kraftstoffe) lediglich wasserstoffbasierte Verfahren in der chemischen Industrie vorgesehen. Der Rohstoffbedarf wird daher komplett (Ausnahme: *Ariadne Bal*-Szenario) über grünen Wasserstoff gedeckt. Die Studien von *dena 2021*, *Agora 2021* und *BDI 2021* nehmen zusätzlich an, dass Steamcracker weiterhin in unterschiedlichem Umfang in 2045/2050 beibehalten werden. Als Eingangsmaterial kommen in diesen Szenarien daher biogene Rohstoffe oder Pyrolyseprodukte aus dem chemischen Recycling vor. Biogene Feedstocks spielen in allen Szenarien insgesamt jedoch eine sehr begrenzte Rolle.



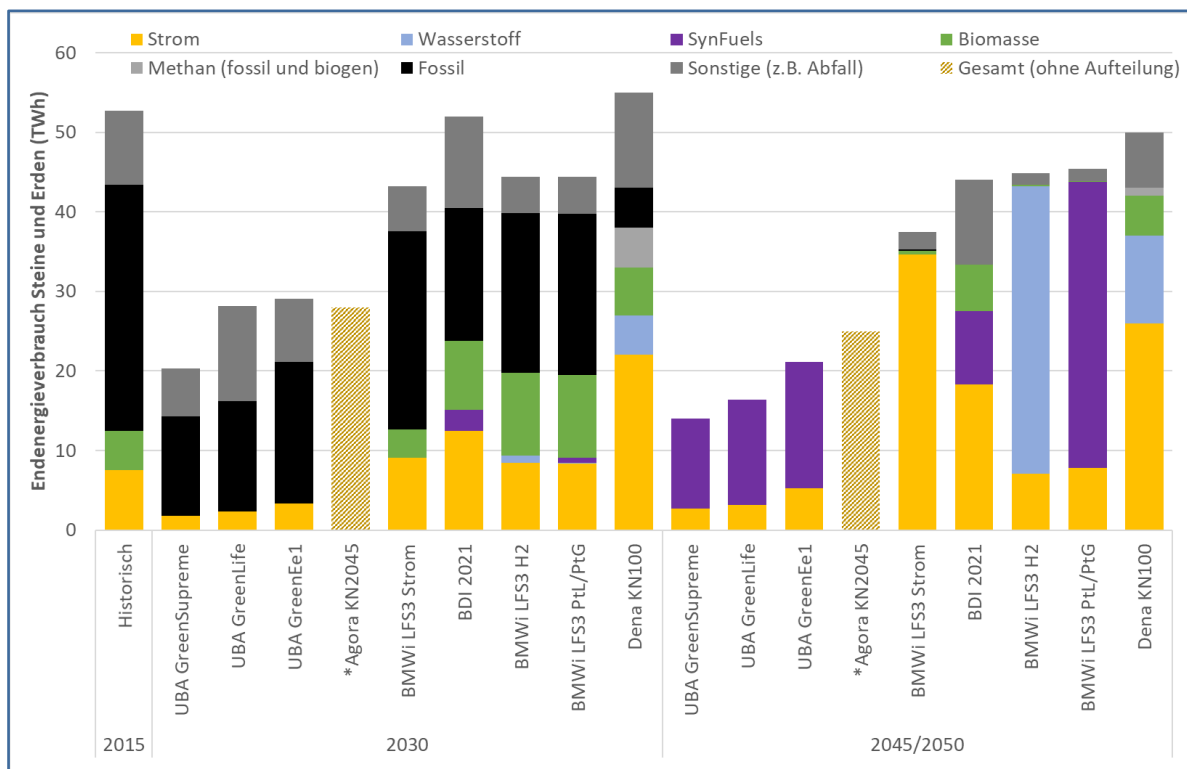
**Abbildung 78: Metaanalyse – Feedstockbedarfe in 2030 und 2045/2050. 2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien; \*Ariadne-Szenarien beziehen sich auf das Hybridmodell. \*\*Agora KN2045, BDI 2021, ESYS 2045 weisen nur Wasserstoff und/oder synthetische Kraftstoffe als Feedstockbedarf aus. Quelle: Studienauswertung ESYS.**

#### 4.4.4 Klimaneutrale Prozesse in der Zementindustrie

Obwohl alle Szenarienstudien für die Zementindustrie von einem Rückgang der prozessbedingten Emissionen durch Materialeffizienz ausgehen, verbleibt ein signifikanter Anteil. Entweder muss das entstehende CO<sub>2</sub> abgeschieden werden, oder es entstehen Residualemissionen, die durch CO<sub>2</sub>-Entnahme aus der Atmosphäre (negative Emissionen) ausgeglichen werden müssen.<sup>333</sup> Die Abscheidung von prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen stellt die entscheidende technologische Transformation im Zementbereich dar und wird von allen Studien bis zum Zieljahr 2045/50 angenommen. Unterschiede in den Szenarien gibt es lediglich bei der Verwendung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub>, das entweder im Rahmen von CCS

<sup>333</sup> Dabei ist die Abscheidung vor Ort effizienter als die nachträgliche Entnahme aus der Atmosphäre beispielsweise über Direct Air Capture, da hierbei das CO<sub>2</sub> im Abgasstrom bereits in hoher Konzentration vorliegt.

unterirdisch gelagert wird (*Agora KN2045*, *Dena KN100*, *BMWi LFS3 PtL/PtG*, *Ariadne SynF* und zum Teil *BDI 2021*) oder im Rahmen von CCU (temporär) als Rohstoff beispielsweise zur Methanol- und Olefinherstellung in der Chemieindustrie stofflich gebunden wird (*UBA 2019*, *BMWi LFS3 2021* und *Ariadne 2021*-Szenarien mit Fokus auf Strom und H<sub>2</sub> sowie zum Teil *BDI 2021*).<sup>334</sup> Im Zusammenhang mit CCS und CCU in der Zementindustrie verweisen alle Studien zudem auf die Notwendigkeit von CO<sub>2</sub>-Transportinfrastrukturen.



**Abbildung 79: Metaanalyse – Endenergieverbrauch für die Verarbeitung von Steinen und Erden in den Jahren 2030 und 2045/2050.** 2050er-Daten bei UBA- und BMWi-Szenarien, 2045er-Daten bei allen anderen Szenarien; \*Agora KN2045 beinhaltet keinen Energiebedarf in der Kalkindustrie. Quelle: Studienauswertung ESYS.

Abbildung 79 zeigt den Endenergiebedarf für die Verarbeitung von Steinen und Erden, worunter in den analysierten Studien hauptsächlich die Zement- und Kalkindustrie sowie zum Teil kleinere Branchen wie Ziegel etc. gefasst werden. In den Öfen der Zement- und Kalkindustrie werden bisher hauptsächlich fossile Brennstoffe wie Kohle und Erdgas sowie Müll verwendet. Zum Teil gehen die Studien von einer Fortführung oder gar Steigerung der Müllverbrennung im Zementbereich aus, wobei in diesen Fällen auch energiebedingte Emissionen über die installierten CCS/CCU-Anlagen abgeschieden werden. Ansonsten werden in allen Studien die fossilen Energieträger Kohle und Gas durch klimaneutrale Alternativen wie Wasserstoff, synthetisches Methan, Biomasse und Power-to-Heat ersetzt. Die Wahl der Optionen aus diesem Kanon unterscheidet sich stark zwischen den Szenarien. Während sich Szenarien mit einem bestimmten Technologiefokus auf eine dieser Optionen fokussieren (zum Beispiel *BMWi LFS3 2021* und *Ariadne 2021*), gehen Szenarien ohne Technologiefokus eher von einem Brennstoffmix aus (zum Beispiel *Dena 2021* und *BDI 2021*).

<sup>334</sup> Wird CO<sub>2</sub> aus der Zementherstellung mit CCU zu kurzlebigen Produkten verarbeitet, muss für Klimaneutralität der Gesamtkette entweder das CO<sub>2</sub> am Ende der Lebensdauer des Produkts in der Müllverbrennung aufgefangen und geologisch eingelagert werden, oder es entstehen im Gesamtprozess Emissionen, die dann durch CO<sub>2</sub>-Entnahme aus der Atmosphäre ausgeglichen werden müssen.

## 5 Kohlenstoffmanagement für einen Transformationspfad zu netto-negativen Emissionen

Während sich energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Umstieg auf erneuerbare Technologien relativ einfach vermeiden lassen, ist davon auszugehen, dass Nicht-CO<sub>2</sub>-Emissionen (insbesondere CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O und F-Gase) in der Landwirtschaft und prozessuale CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Industrie, insbesondere in der Zementindustrie, zwar durch Änderungen im Konsumverhalten und in den Produktionsprozessen reduziert, jedoch langfristig nicht gänzlich vermieden werden können. Um Klimaneutralität zu erreichen, müssen diese residualen Treibhausgasemissionen ausgeglichen werden, indem CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre entnommen und dauerhaft aus der Atmosphäre ferngehalten wird. Diese CO<sub>2</sub>-Entnahme (Carbon Dioxide Removal – CDR) wird auch als „negative Emissionen“ bezeichnet. Neben landbasierten Prozessen zur CO<sub>2</sub>-Entnahme, bei denen Kohlenstoff in Vegetation oder Boden gespeichert wird (bekanntestes Beispiel: Aufforstung), gibt es technische Verfahren zur Erzielung negativer Emissionen. Diese entnehmen CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre (Direct Air CCS, DACCS) oder fangen CO<sub>2</sub> aus Biomasse direkt an einer emittierenden Anlage auf (Bioenergy with CCS, BECCS) und speichern es in geologischen Formationen.

Die aktuelle Bundesregierung hat sich im Koalitionsvertrag dazu bekannt, eine Langfriststrategie zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen zu erarbeiten. Dieses Ansinnen wird durch aktuelle Studien gestützt, die auf die Notwendigkeit der CO<sub>2</sub>-Entnahme zur Erfüllung des deutschen Ziels der Klimaneutralität bis 2045 verweisen. Auch der IPCC weist bereits seit geraumer Zeit auf die Notwendigkeit von CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren hin. In der globalen Debatte geht es neben dem Ausgleich von Residualemissionen insbesondere auch darum, in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts netto-negative Emissionen zu erzielen, das heißt, der Atmosphäre mehr CO<sub>2</sub> zu entziehen, als noch ausgestoßen wird. Dies wird voraussichtlich erforderlich sein, um den Temperaturanstieg wie im Pariser Klimaschutzabkommen beschlossen auf deutlich unter 2 °C, möglichst 1,5 °C, zu begrenzen. Vor diesem Hintergrund tragen die europäischen Industrieländer, die einen Großteil der historischen Emissionen verursacht haben, eine besondere Verantwortung für die Entwicklung und Anwendung der CO<sub>2</sub>-Entnahme.

Technische Verfahren, um CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre abzuscheiden, werden künftig auch dafür benötigt, nachhaltigen Kohlenstoff als Rohstoff für die Herstellung (klimaneutraler) industrieller Produkte bereitzustellen (Carbon Capture and Usage, CCU). Für die Gewinnung des CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft kommen dabei die gleichen Verfahren zum Einsatz wie für CDR: Bindung von CO<sub>2</sub> über Photosynthese (wie bei dem CDR-Verfahren BECCS) oder chemische Trennprozesse (wie bei dem CDR-Verfahren DACCS). Während bei CDR das CO<sub>2</sub> dauerhaft aus der Atmosphäre ferngehalten werden und daher langfristig eingelagert werden muss, wird es bei CCU einer industriellen

Nutzung zugeführt. Angesichts des großen Bedarfs der Industrie (siehe Kapitel 5.1.2) ist zu erwarten, dass sich um den Einsatz nachhaltigen Kohlenstoffs künftig Konkurrenzen zwischen CCU und CCS entwickeln werden.

Trotz der vielversprechenden Möglichkeiten für Klimaschutz und Industrie sollten in der Debatte die Risiken und Nebenwirkungen von CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren unbedingt berücksichtigt werden. Generell sind viele dieser Verfahren noch nicht in industriellem Maßstab erprobt; entsprechend ist die zu erwartende Kostenentwicklung noch unsicher. Auch mögliche Umwelteffekte einiger Technologien sind noch unzureichend erforscht. Eine Potenzialabschätzung ist daher mit großen Unsicherheiten verbunden. Nicht zuletzt bestehen zwischen CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren und dem Energiesystem verschiedene Wechselwirkungen, etwa in Hinsicht auf den Einsatz der Biomasse (für BECCS) oder erneuerbaren Stroms (für DACCS). Vor diesem Hintergrund sollten die Entwicklung und der Einsatz von CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren in einen gesamt-systemischen Ansatz eingebettet werden, der Vermeidung von Treibhausgasemissionen voranstellt.

## 5.1 Kohlenstoffflüsse: Welche Rolle spielen die CO<sub>2</sub>-Entnahme, CCS und CCU für einen Transformationspfad hin zu netto-negativen Emissionen?

### 5.1.1 Die Klimawirkung der verschiedenen Verfahren

Als negative Emission wird die Entnahme von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre bezeichnet, das im Anschluss dauerhaft in geologischen, terrestrischen oder ozeanischen Senken oder in langlebigen Produkten gespeichert wird.<sup>335</sup> Durch diesen Prozess wird der CO<sub>2</sub>-Gehalt in der Atmosphäre verringert. Sofern CO<sub>2</sub> fossiler Herkunft an einer Punktquelle (zum Beispiel einer Industrieanlage) aufgefangen und langfristig gespeichert (CCS) wird, werden Emissionen lediglich vermieden – es entstehen keine negativen Emissionen.

Wird CO<sub>2</sub> fossiler Herkunft zur Herstellung von Produkten mit einer kurzen Lebensdauer verwendet (CCU) und dann freigesetzt (zum Beispiel Verbrennung eines synthetischen Kraftstoffs oder thermische Abfallverwertung eines mit CCU hergestellten Kunststoffprodukts), verursacht der Prozess in der Gesamtbetrachtung Emissionen. Wird aus der Atmosphäre gewonnenes CO<sub>2</sub> zur Herstellung kurzlebiger Produkte eingesetzt (BECCU, DACCU) und gelangt am Ende von deren Lebensdauer wieder in die Atmosphäre, so ist der Prozess insgesamt CO<sub>2</sub>-neutral, es entstehen aber auch in diesem Fall keine negativen Emissionen.

Wird CO<sub>2</sub> in Produkten für einen „klimarelevanten Zeithorizont“ gespeichert, spricht man von CCUS.<sup>336</sup> Dies kann der Fall sein, falls CO<sub>2</sub> für die Herstellung langlebiger Produkte genutzt wird.<sup>337</sup> Wurde das im Rahmen von CCUS genutzte CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre entnommen (BECCUS, DACCUS), kann der Gesamtprozess zu negativen Emissionen führen. Stammt das für CCUS verwendete CO<sub>2</sub> hingegen aus fossilen Quellen, kann keine (temporäre) CO<sub>2</sub>-Entnahme erfolgen.

Einige energiewirtschaftliche Studien (unter anderem *dena 2021* und *Agora 2021*) bilanzieren die Verwendung grüner Feedstocks (grünes Naphtha, grünes Methanol) als

<sup>335</sup> Intergovernmental Panel on Climate Change 2018, S. 24.

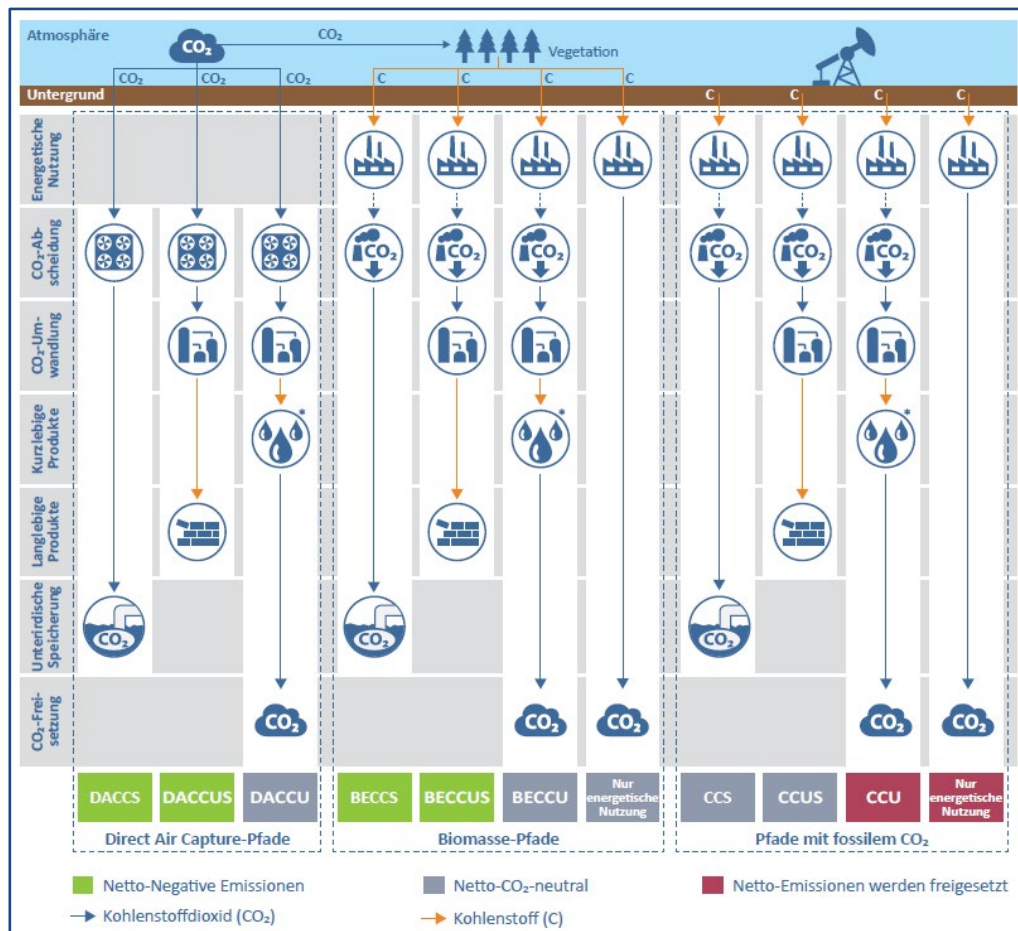
<sup>336</sup> Ebd., S. 544.

<sup>337</sup> Zum Beispiel führt die Herstellung von Bausteinen aus der Karbonatisierung von Stahlschlacken unter Verwendung von biogenem CO<sub>2</sub> Kleijne et al. 2022 zufolge zu einer CO<sub>2</sub>-Entnahme.



CO<sub>2</sub>-Entnahme. In diesem Fall wird angenommen, dass zur Herstellung der Feedstocks aus Bioenergieanlagen oder aus der Luft abgeschiedenes CO<sub>2</sub> verwendet wird. Die aus den grünen Feedstocks hergestellten Materialien – hauptsächlich Kunststoffe – speichern das CO<sub>2</sub> über unterschiedlich lange Zeiträume in Abhängigkeit von den jeweiligen Lebenszyklen. Sofern diese Produkte am Ende ihrer Lebensdauer recycelt werden oder ihr CO<sub>2</sub> im thermischen Verwertungsprozess aufgefangen und geologisch gespeichert wird, können grüne Polymere dauerhaft negative Emissionen erzielen.

Die Klimawirkung der verschiedenen Prozesse im Rahmen von CCS und CCU ist somit in Abhängigkeit von der verwendeten CO<sub>2</sub>-Quelle, der Dauerhaftigkeit der CO<sub>2</sub>-Speicherung, der Substitution fossil-basierter Produkte (CCU) und dem CO<sub>2</sub>-Fußabdruck des Inputs (Energie) differenziert zu betrachten. Die Bilanz exemplarischer Kohlenstoffpfade ist in Abbildung 80 dargestellt, eine Übersicht über verschiedene Verfahren der CO<sub>2</sub>-Entnahme in Abbildung 81.



**Abbildung 80: Beispielhafte Darstellung verschiedener Kohlenstoffpfade.** Eigene Darstellung, Definition BECCUS, DACCUS, DACCU nach IPCC<sup>338</sup>. \*Wird ein kurzlebige Produkt (z.B. Kunststoff) am Ende seiner Lebenszeit in Müllverbrennungsanlagen verwertet und das dabei entstehende CO<sub>2</sub> aufgefangen, werden in dem Prozess unter Voraussetzung der Verwendung biogenen (BECCU) oder atmosphärischen (DACCU) CO<sub>2</sub> netto-negative Emissionen erzielt. Wird fossiles CO<sub>2</sub> verwendet (CCU), ist der Prozess netto-CO<sub>2</sub> neutral.

338 IPCC 2018.

### 5.1.2 CCU zur Bereitstellung eines nachhaltigen Kohlenstoffkreislaufs

Kohlenstoff wird als Rohstoff für die Herstellung zahlreicher Produkte, wie Kunststoffe, Medikamente und Düngemittel, verwendet. Auch nach 2045 wird die (organische) Chemie weiterhin auf Kohlenstoff als Rohstoff angewiesen sein. Schätzungen gehen davon aus, dass die Nachfrage nach gebundenem Kohlenstoff bis 2050 auf ca. 1 Gt weltweit steigen und sich damit im Vergleich zu heute mehr als verdoppeln könnte.<sup>339</sup>

Um eine treibhausgasneutrale Energieversorgung und industrielle Produktion zu ermöglichen, wird es in den kommenden Jahren daher darum gehen, nachhaltige Kohlenstoffkreisläufe aufzubauen. Als Quelle für nachhaltigen Kohlenstoff kommt Biomasse oder CO<sub>2</sub>, das aus der Atmosphäre (DACCU) beziehungsweise aus Biomasse (BECCU) gewonnen wurde, infrage. Derzeit stammt 10 Prozent des angebotenen Kohlenstoffs aus Biomasse, weitere 5 Prozent werden durch Recycling gewonnen. CO<sub>2</sub>-basierter Kohlenstoff (BECCU, DACCU) spielt bisher eine kaum relevante Rolle für CCU. 85 Prozent des heute verwendeten Kohlenstoffs sind dagegen fossilen Ursprungs.<sup>340</sup> Da Biomasse den Bedarf an nachhaltigem Kohlenstoff künftig nicht vollständig decken können wird, wird zusätzlich CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre genutzt werden müssen, um Kohlenstoff zu gewinnen.

Für nachhaltigen Kohlenstoff ergeben sich somit zwei grundlegende Nutzungspfade. Der Kohlenstoff kann zum einen langfristig gespeichert werden (BECCS, DACCS), um eine CO<sub>2</sub>-Entnahme zu erzielen. Zum anderen kann der Kohlenstoff genutzt werden (BECCU, BECCUS, DACCU, DACCUS), um die wachsenden Bedürfnisse der Industrie nach nachhaltigen Kohlenstoffquellen zu bedienen. Es ist damit zu erwarten, dass sich nachhaltiger Kohlenstoff künftig im Spannungsfeld zwischen Klimaschutzambitionen und Rohstoffbedürfnissen bewegen wird. Gleichzeitig können zwischen CCS (sowohl für fossiles CO<sub>2</sub> als auch BECCS und DACCS) und CCU Synergieeffekte in der Entwicklung der Carbon-Capture-Technologie genutzt werden. CCU, auch mit fossilem Kohlenstoff, könnte damit ein wichtiger Katalysator sein, um die Innovationslücke zu schließen und eine rasche technologische Entwicklung für CCS (einschließlich BECCS und DACCS) und die CO<sub>2</sub>-Entnahme in Gang zu setzen. Wichtig ist aber, zu beachten, dass die Nutzung von CO<sub>2</sub> in den meisten Fällen nicht zu negativen Emissionen führt und daher keine Alternative zur CO<sub>2</sub>-Entnahme für den Ausgleich von Residualemissionen oder zum Erzielen netto-negativer Emissionen darstellt.

---

<sup>339</sup> Nova-Institute 2021 S. 18.

<sup>340</sup> Ebd., S. 18.

## 5.2 Welche Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung gibt es?

### 5.2.1 Typologisierung der CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren

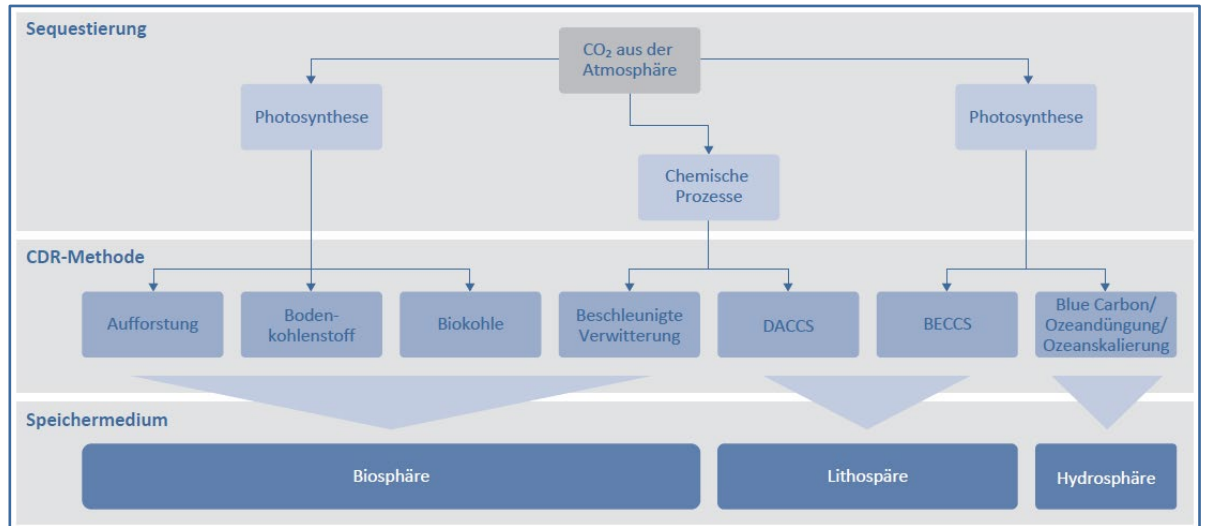


Abbildung 81: Vereinfachte Darstellung verschiedener CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren

Zur Typologisierung der verschiedenen Verfahren kann das jeweilige CO<sub>2</sub>-Speichermedium herangezogen werden (siehe Abbildung 81). Wird das CO<sub>2</sub> im Zuge von DACCS und BECCS aufgefangen, wird es einer dauerhaften Speicherung in geologischen Reservoiren (Lithosphäre) zugeführt. Bei landbasierten Maßnahmen – hierzu zählt unter anderem die Aufforstung – wird das CO<sub>2</sub> in der Biosphäre gespeichert. Die natürliche CO<sub>2</sub>-Speicherung wird damit durch menschliche Aktivitäten verstärkt. Eine CO<sub>2</sub>-Entnahme in der Biosphäre wird im LULUCF-Sektor (Land Use, Land Use Change and Forestry) bilanziert.<sup>341</sup>

CO<sub>2</sub> kann drittens in der Hydrosphäre gespeichert werden. Im Rahmen der Ozeandüngung wird durch eine Zugabe von Nährstoffen (vor allem Eisen) das Planktonwachstum angeregt und dadurch CO<sub>2</sub> gebunden. Eine weitere Möglichkeit zur Erhöhung der Speicherfähigkeit der Hydrosphäre besteht in der Ozeanalkalisierung, bei der der pH-Wert im Ozean künstlich erhöht wird. Im Rahmen des Blue-Carbon-Managements werden Kohlenstoffspeicher im Meer, insbesondere in küstennahen Gewässern, wie Mangrovenwälder, Salzmarschen und Seegraswiesen, vergrößert. Alle Verfahren zur hydrosphärischen Speicherung von CO<sub>2</sub> sind wenig erforscht, auch hinsichtlich möglicher negativer Umweltauswirkungen. CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren, denen eine hydrosphärische CO<sub>2</sub>-Speicherung zugrunde liegt, werden in dieser Analyse daher nicht näher erläutert.

<sup>341</sup> Im LULUCF-Sektor werden sowohl Bereiche bilanziert, die CO<sub>2</sub> netto entnehmen (Wälder, Holzprodukte), als auch solche, die CO<sub>2</sub> netto emittieren (Ackerland, Grünland, Feuchtgebiete, Siedlungen). Der LULUCF-Sektor kann somit auch Brutto-Emittent von CO<sub>2</sub> sein. In Deutschland werden nach Angaben des UBA 2022-1 derzeit etwa 11 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente brutto durch den LULUCF-Sektor entnommen. Dies ist maßgeblich auf die Senkenwirkung der Waldflächen in Deutschland (-45,8 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalente) zurückzuführen.

Im Zusammenhang mit CO<sub>2</sub>-Speicherung wird häufig die Wiedervernässung von Mooren diskutiert. Degradierete Moore sind heute für ca. 5 Prozent der anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen weltweit verantwortlich.<sup>342</sup> Die Wiedervernässung der Moore kann große Mengen an CO<sub>2</sub>-Emissionen einsparen, stellt jedoch keine CO<sub>2</sub>-Entnahme, sondern lediglich eine CO<sub>2</sub>-Vermeidung dar.<sup>343</sup> Eine zusätzliche Bindung von CO<sub>2</sub> entsteht nur, sofern der Torfkörper wächst. Dieser Prozess ist jedoch langwierig – das Potenzial der Wiedervernässung der Moore als CO<sub>2</sub>-Entnahmetechnologie wird daher als gering eingeschätzt und in dieser Analyse nicht vertieft betrachtet.

---

<sup>342</sup> WBGU 2020, S. 76.

<sup>343</sup> Die Landtypen bewirtschafteter Ackerflächen, Grünflächen und Feuchtgebiete werden gemäß der LULUCF-Verordnung 2018/841 im Rahmen des sogenannten Net-net-Accountings bilanziert. Dieses sieht vor, die Differenz der Emissionen gemäß nationalen Treibhausgasinventuren zum Wert aus dem Basisjahr 2005 zu bilanzieren. Da im Jahr 2005 trockengelegte Moore auf diesen Flächen für hohe Emissionen verantwortlich sind, würde eine Wiedervernässung dieser Moore bilanziell zu negativen Emissionen führen, obwohl kein CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre entnommen wird. Damit könnte in der Bilanzierung Treibhausgasneutralität erreicht werden, obwohl noch anthropogene Restemissionen verbleiben. Ziel der Europäischen Kommission ist es, das Accounting des LULUCF-Sektors ab 2026 zu vereinfachen, sodass Emissionsreduktionen gegenüber dem Basisjahr 2005 als Minderungs- und nicht als Entnahmeoption bilanziert werden.

### 5.2.3 Die CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren im Überblick

CO <sub>2</sub> -Entnahmeverfahren	Kosten (USD/t CO <sub>2</sub> ) <sup>344</sup>	Potenzial global (Gt CO <sub>2</sub> /a <sup>345</sup> ) (in Deutschland (Mt CO <sub>2</sub> /a <sup>346</sup> ))	Limitierende Faktoren für die Skalierung	Mögliche Umweltauswirkungen (Auswahl)	Speicherdauer	Technologischer Reifegrad (1 – 10) <sup>347</sup>
<b>Aufforstung</b> Bäume nehmen CO <sub>2</sub> aus der Atmosphäre auf und speichern den Kohlenstoff im Holz. Bauen mit Holz verstärkt den Effekt.	0–240	0,5–10 (7,3)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Flächenbedarf und Konkurrenz mit anderen Nutzungspfaden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verbesserte Bodenqualität, Biodiversität, Wasserrückhalt</li> <li>Albedo-Effekt</li> <li>Risiken für Biodiversität (je nach Baumart und vorheriger Vegetation)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reversibel (Feuer, Schädlinge)</li> </ul>	8–9
<b>Kohlenstoffbindung im Boden</b> Kohlenstoff wird durch bestimmte Landbewirtschaftung im Boden vermehrt angereichert (z. B. in Agroforstsystemen)	45–100	0,6–9,3 (36–50)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Flächenbedarf (landwirtschaftliche Nutzung weiterhin möglich)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Positive Auswirkungen auf Boden-, Wasser- und Luftqualität</li> <li>Möglicher Anstieg von N<sub>2</sub>O-Emissionen, Stickstoff und Phosphor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reversibel (Nutzungsänderung, Bodenrespiration)</li> </ul>	8–9
<b>Biokohle</b> Verkohlte Biomasse wird in den Boden eingearbeitet oder zum Beispiel in Baumaterialien verwendet. Durch die Verkohlung werden die Verrottung und die damit einhergehende CO <sub>2</sub> -Freisetzung verhindert.	10-345	0,3–6,6 (2,9–6,7)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Flächenbedarf und Konkurrenz mit anderen Nutzungspfaden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Höhere Ernteerträge bei schwach gemagten Böden</li> <li>Verringerung klimaschädlicher THG-Emissionen (z. B. Lachgas)</li> <li>Höhere Anfälligkeit von Pflanzen gegenüber Insekten etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hohe Permanenz</li> </ul>	6–7
<b>BECCS</b> Biogene Brennstoffe werden zur Energiegewinnung verbrannt. Das dabei aufgefangene CO <sub>2</sub> wird unterirdisch eingelagert (CCS).	15 – 400	0,5–11 (66–123,8)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Flächenbedarf und Konkurrenz mit anderen Nutzungspfaden</li> <li>ggf. geologische Speicherbegrenzung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Risiken für Biodiversität (je nach Biomasse und vorheriger Vegetation)</li> <li>ggf. Entwaldung und Walddegradation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hohe Permanenz</li> </ul>	5–6

344 IPCC 2022-1, S. 115f.

345 IPCC 2022-1, S. 115f.

346 MCC 2021, S. 20.

347 IPCC 2022-1, S. 115f.

CO <sub>2</sub> -Entnahmeverfahren	Kosten (USD/t CO <sub>2</sub> ) <sup>348</sup>	Potenzial global (Gt CO <sub>2</sub> /a <sup>349</sup> ) (in Deutschland (Mt CO <sub>2</sub> /a <sup>350</sup> ))	Limitierende Faktoren für die Skalierung	Mögliche Umweltauswirkungen (Auswahl)	Speicherdauer	Technologischer Reifegrad (1 – 10) <sup>351</sup>
<b>DACCS</b> CO <sub>2</sub> -Entnahme durch technische Anlagen und unterirdische CO <sub>2</sub> -Speicherung (CCS).	100 – 300	5–40 (33,5 – 53,6)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• hoher Energiebedarf</li> <li>• ggf. geologische Speicherbegrenzung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hoher Materialverbrauch (Stahl, Beton)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohe Permanenz</li> </ul>	6
<b>Beschleunigte Verwitterung</b> Die Reaktion natürlicher Mineralien mit CO <sub>2</sub> wird beschleunigt, indem die Mineralien zermahlen und auf landwirtschaftlichen Flächen verteilt werden.	50 – 200	2–4 (29,9)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flächenbedarf (landwirtschaftliche Nutzung weiterhin möglich)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erhöhte Bodenfruchtbarkeit und gesteigerte Ernteerträge</li> <li>• Erzeugung von Feinstaubpartikeln bei kleiner Körnung</li> <li>• Ökologische Auswirkungen von Mineralienabbau und -transport</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohe Permanenz</li> </ul>	3–4

Tabelle 10: Charakteristika möglicher CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren

Alle sechs dargestellten Verfahren weisen Potenziale zur (künftigen) CO<sub>2</sub>-Entnahme auf und können somit grundsätzlich einen wichtigen Beitrag zur Erreichung des Pariser Klimaziels leisten. Verfahren, die auf eine Speicherung von Kohlenstoff in Vegetation oder Boden abzielen und keine aufwendigen technischen Anlagen benötigen, sind in der Regel zeitnah umsetzbar und vergleichsweise kostengünstig. Die technischen Verfahren können hingegen insbesondere mit einer hohen Permanenz der Speicherung punkten. Einige Verfahren können zudem positive Umweltauswirkungen nach sich ziehen.

Gleichzeitig sind mit den jeweiligen Verfahren verschiedene Risiken und Limitierungen verbunden, die zum Teil noch wenig erforscht sind und in der Diskussion um die Entwicklung und Anwendung der CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren Berücksichtigung finden sollten.

So sind Aufforstungsmaßnahmen und die Anreicherung von Kohlenstoff im Boden reversible Verfahren – die CO<sub>2</sub>-Speicherung ist aufgrund direkter anthropogener Eingriffe (zum Beispiel Abholzung und Änderung landwirtschaftlicher Bearbeitungsweisen) bedroht. Hinzu kommen weitere Risiken, wie zum Beispiel Feuer und Schädlingsbefall, die durch den anthropogenen Klimawandel verstärkt werden. Zugleich wird kaum CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre entfernt, wenn Wald- und Bodenflächen ihren Sättigungspunkt erreichen.<sup>352</sup> Vor diesem Hintergrund unterscheiden sich die im Rahmen dieser Analyse betrachteten Studien enorm in der künftig für den LULUCF-Sektor

348 IPCC 2022-1, S. 115f.

349 IPCC 2022-1, S. 115f.

350 MCC 2021, S. 20.

351 IPCC 2022-1, S. 115f.

352 Vor diesem Hintergrund kommt der Verarbeitung von Holz in langlebigen Produkten wie Gebäuden und Möbeln eine wichtige Rolle zu. Indem das CO<sub>2</sub> im Holz weiter gespeichert und Platz für neue Bäume geschaffen wird, kann die gesamtsystemische Speicherfähigkeit erhöht werden.

bilanzierten CO<sub>2</sub>-Entnahme. Nicht zuletzt sind Messung und Verifizierung der CO<sub>2</sub>-Entnahme durch landbasierte Verfahren problematisch.<sup>353</sup>

Die beschleunigte Verwitterung erfordert große Abbauanstrengungen. Um die unvermeidbaren Emissionen in Deutschland auszugleichen, müssten jährlich etwa 200 Millionen Tonnen Gestein gefördert, vermahlen und verteilt werden – das entspricht in etwa drei Vierteln der Förderung von Bausand und Baukies in Deutschland im Jahr 2019.<sup>354</sup> Der Abbauprozess ist mit hohen Emissionen und einem hohen logistischen Aufwand verbunden.

Bei den Verfahren DACCS und BECCS wird CO<sub>2</sub> abgeschieden und in geologischen Formationen gespeichert (CCS). Die einzelnen Prozessschritte von CO<sub>2</sub>-Abscheidung, CO<sub>2</sub>-Transport und CO<sub>2</sub>-Speicherung im Untergrund (CCS) sind zwar prinzipiell in industriellem Maßstab einsatzbereit. Dennoch gingen Entwicklung und Markteinführung der CCS-Technologie in den letzten Jahren sehr viel langsamer voran, als man vor fünf bis zehn Jahren erwartet hatte. Hinzu kommt, dass die Gesellschaft in Deutschland die CO<sub>2</sub>-Speicherung in geologischen Speichern bisher kritisch bewertet (siehe Box zur Akzeptanz von negativen Emissionen).

Wie aus Tabelle 8 ersichtlich, gehen die Schätzungen bezüglich Kosten und Potenzialen bei allen betrachteten Verfahren weit auseinander; die Unsicherheiten sind entsprechend groß.

#### 5.2.4 Wechselwirkungen der CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren

CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren stehen in Wechselwirkungen untereinander sowie mit dem Energiesystem und der Landwirtschaft, die für eine Bewertung der Technologien Berücksichtigung finden sollten. Direct Air Capture geht aufgrund der niedrigen CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Luft mit einem hohen Energiebedarf einher. Um eine möglichst hohe positive Klimawirkung zu verzeichnen, ist es daher notwendig, große Mengen erneuerbarer Energien für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung im DACCS-Prozess bereitzustellen. Sofern noch nicht die gesamte Energieversorgung auf erneuerbare Energien umgestellt ist, kann dies zu einer gesteigerten Nachfrage nach fossilen Energieträgern führen.

Alle CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren bis auf DACCS weisen einen hohen Flächenbedarf auf. Damit bilden sich Konkurrenzen um die Landnutzung zwischen den jeweiligen CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren, etwa der Aufforstung und dem Anbau von Biomasse für BECCS. Auch innerhalb des Gesamtenergiesystems bestehen Konflikte um die Land- und insbesondere die Biomassenutzung, die für andere energetische Zwecke, zum Beispiel den Einsatz von Biomasse in Gebäuden zur Wärmeerzeugung, eingesetzt werden könnte. Außerdem könnte der hohe Flächenbedarf für Biomasse den ebenfalls flächenintensiven Ausbau von Windenergie und Photovoltaik behindern. Nicht zuletzt können

---

<sup>353</sup> Bewirtschaftete Waldflächen werden gemäß der LULUCF-Verordnung 2018/841 im Rahmen des Reference-Level-Accountings bilanziert. Zu diesem Zweck wird ein Referenzwert für Wälder (sogenanntes Forest Reference Level, FRL) eingeführt, der eine Prognose über die zukünftige Entwicklung der Waldsenken und -quellen erlaubt. Die Differenz aus dieser Prognose und den tatsächlich berichteten Emissionen wird schließlich bilanziert. Die zur Festlegung der FRL genutzte zukünftige Waldentwicklung ist jedoch mit großen Unsicherheiten verbunden, womit eine Gesamtaussage zur Emissionsbilanz von Waldflächen ebenfalls mit Unsicherheiten behaftet ist. Hinzu kommt, dass die Senken starken Schwankungen unterliegen. Das heißt, dass für die politisch relevanten Zeiträume die gespeicherte CO<sub>2</sub>-Menge nicht zuverlässig ermittelbar ist.

<sup>354</sup> Erlach et al. 2022 S. 9.

sich Nutzungskonkurrenzen zwischen CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren und der Nahrungsmittelproduktion sowie dem Anbau nachwachsender Rohstoffe für die stoffliche Nutzung ergeben – insbesondere, wenn man den unvermeidlichen Anpassungen der Landwirtschaft an den Klimawandel und der Biodiversitätskrise Rechnung trägt. Ob und in welchem Umfang solche Nutzungskonflikte auftreten, hängt nicht zuletzt davon ab, inwieweit eine Doppelnutzung für CO<sub>2</sub>-Entnahme und Landwirtschaft auf den gleichen Flächen möglich ist und inwieweit die Flächen überhaupt für eine landwirtschaftliche Nutzung attraktiv sind. Angesichts dieser zahlreichen Nutzungskonkurrenzen gehen die in dieser Analyse betrachteten Studien davon aus, dass das nachhaltige Biomassepotenzial in Deutschland langfristig begrenzt bleibt.<sup>355</sup>

Der Fokus auf CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren könnte nicht zuletzt auch dazu führen, dass Maßnahmen zur Vermeidung und Reduktion von Treibhausgasen vernachlässigt werden. Preiswerte CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren, zum Beispiel Aufforstungen, könnten so teureren Vermeidungsoptionen gegenüber bevorzugt werden.

Angesichts der Nutzungskonkurrenzen um Flächen, Biomasse oder Strom, aber auch der dargestellten negativen Umweltauswirkungen oder der fehlenden gesellschaftlichen Akzeptanz (siehe Box zur Akzeptanz von negativen Emissionen) wird deutlich, dass alle CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren in ihrem Potenzial limitiert und mit noch näher zu erforschenden Risiken verbunden sind. In den kommenden Jahren wird es daher darauf ankommen, die Entwicklung der verschiedenen CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren voranzubringen und die ökologische, ökonomische, technische und gesellschaftliche Bewertung der Verfahren zu vertiefen.

## 5.3 Wie viel CO<sub>2</sub>-Entnahme ist erforderlich?

### 5.3.1 Globale Perspektive

Zur Erreichung der Pariser Klimaziele steht nur noch ein begrenztes globales CO<sub>2</sub>-Budget zur Verfügung. Gemäß aktuellem Sachstandsbericht der IPCC-Arbeitsgruppe I zu naturwissenschaftlichen Grundlagen (August 2021) können für die Begrenzung der Erwärmung auf 1,5 °C ab 2022 ca. 420 Gt CO<sub>2</sub> (bei 50 Prozent Wahrscheinlichkeit für die Zielerreichung) ausgestoßen werden. Für eine Begrenzung des Temperaturanstiegs auf 2 °C stehen ab 2022 noch ca. 1.070 Gt CO<sub>2</sub> (bei 67 Prozent Wahrscheinlichkeit für die Zielerreichung) zur Verfügung.<sup>356</sup> Würde sich der derzeitige weltweite anthropogene CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Höhe von etwa 40 Gt<sup>357</sup> in den kommenden Jahren in gleicher Höhe fortsetzen, wäre die für das 1,5-Grad-Ziel zulässige Gesamtmenge etwa um das Jahr 2032 überschritten. Das Gesamtbudget für das 2-Grad-Ziel wäre bei gleichbleibendem CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Höhe von etwa 40 Gt innerhalb von ca. 27 Jahren (im Jahr 2049) erreicht.

Im aktuellen Sachstandsbericht der IPCC-Arbeitsgruppe III zur Minderung des Klimawandels (April 2022) wird die CO<sub>2</sub>-Entnahme vor diesem Hintergrund als Schlüsselement für die Erreichung des 1,5-Grad- und auch des 2-Grad-Ziels genannt. Mithilfe der CO<sub>2</sub>-Entnahme können zum einen Residualemissionen in den

<sup>355</sup> Die Angaben zum langfristigen Biomassepotenzial variieren in den betrachteten Studien zum Teil stark von 264 TWh (*BMWI LFS3 2021*) bis 410 TWh (*Ariadne 2021-1*) im Jahr 2045 beziehungsweise 2050.

<sup>356</sup> IPCC 2021.

<sup>357</sup> Friedlingstein et al. 2022. Im Jahr 2020 wurden weltweit etwa 38 Gt CO<sub>2</sub> ausgestoßen. Vorläufige Schätzungen gehen davon aus, dass dieser Wert im Jahr 2021 auf 39,3 Gt CO<sub>2</sub> gestiegen ist.



kommenden Jahrzehnten ausgeglichen werden, um zumindest Netto-Null-CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erzielen und damit den weiteren Temperaturanstieg zu stoppen. Da das verbleibende CO<sub>2</sub>-Gesamtbudget für 1,5 °C voraussichtlich nicht ausreichen wird, um die Transformation zu einer CO<sub>2</sub>-neutralen Weltwirtschaft rechtzeitig zu schaffen, wird es zum anderen darauf ankommen, langfristig netto-negative Emissionen zu erzielen. Damit könnte die vorherige Überschreitung des CO<sub>2</sub>-Budgets nachträglich ausgeglichen werden.

Abbildung 82 verdeutlicht diesen Zusammenhang. Während im Szenario a) ohne Netto-CO<sub>2</sub>-Entnahme die Einhaltung des verfügbaren CO<sub>2</sub>-Gesamtbudgets nur durch eine sehr rasche Senkung der Emissionen in den kommenden Jahren erreicht werden kann, erlaubt die Netto-CO<sub>2</sub>-Entnahme in Szenario b) eine langsamere Transformation hin zur CO<sub>2</sub>-Neutralität.

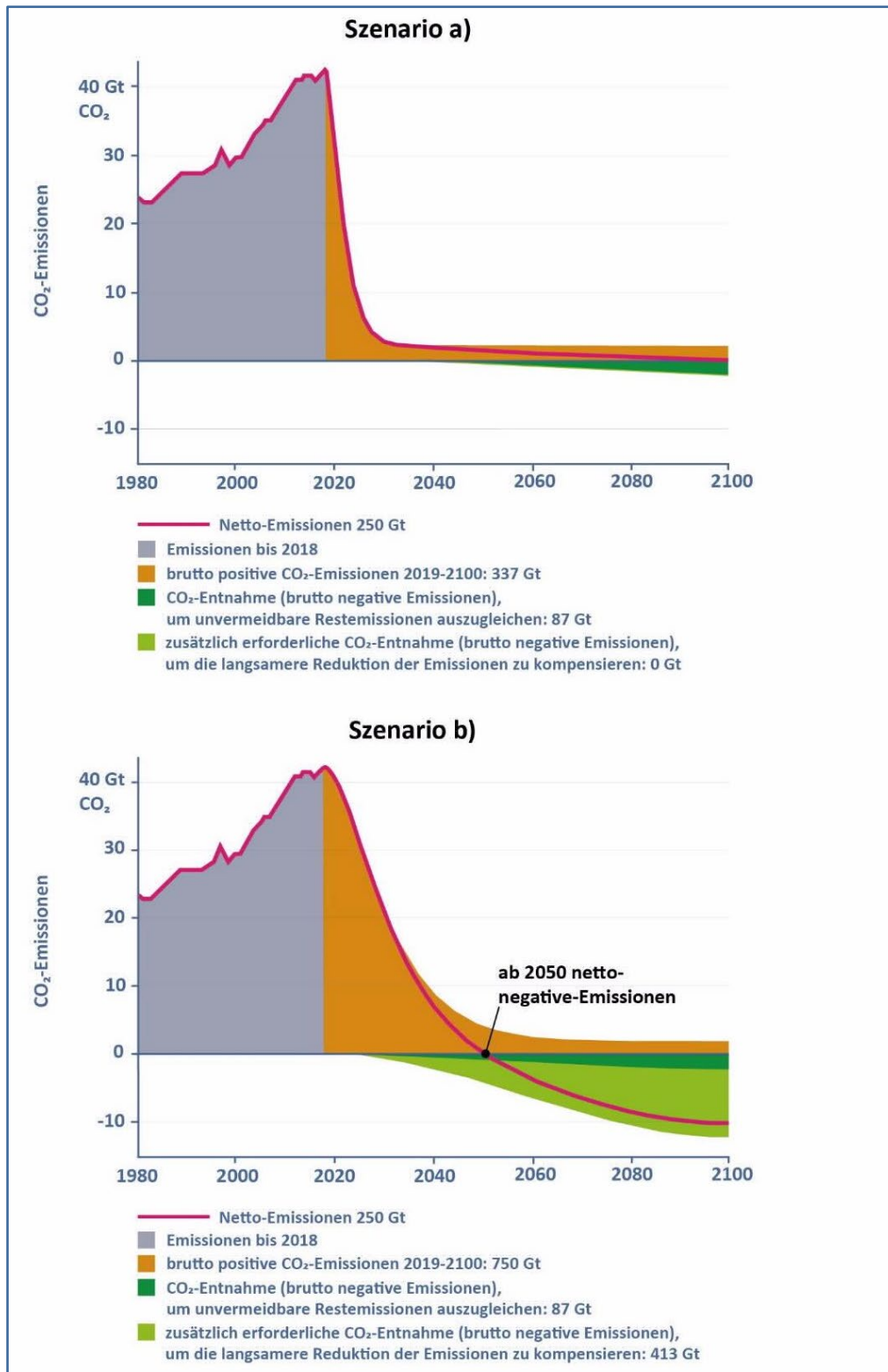


Abbildung 82: Darstellung möglicher globaler CO<sub>2</sub>-Reduktionspfade für die Erreichung des 1,5-Grad-Ziels. Diese Grafik wurde in ähnlicher Form veröffentlicht in Fuss et al. 2020 (Copyright Elsevier)<sup>358</sup>.

In den Szenarien des IPCC werden vor allem BECCS, Aufforstung und DACCS als Verfahren für die CO<sub>2</sub>-Entnahme berücksichtigt. In Szenarien, die das 2-Grad-Ziel wahrscheinlich erfüllen, werden zwischen 168 und 763 Gt CO<sub>2</sub> in den Jahren 2020 bis 2100 durch BECCS aus der Atmosphäre entzogen. CO<sub>2</sub>-Entnahme auf bewirtschafteten Flächen, insbesondere durch Aufforstungsmaßnahmen, wird mit einer Netto-CO<sub>2</sub>-Entnahme zwischen 20 und 418 Gt CO<sub>2</sub> verbucht.<sup>359</sup> Ein Teil der im IPCC-Bericht betrachteten Szenarien nutzt DACCS (0 bis 339 Gt).

### 5.3.2 Nationale Perspektive

Im Jahr 2020 wurden in Deutschland laut Angaben des Umweltbundesamts ohne Berücksichtigung des LULUCF-Sektors ca. 762 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalent emittiert. Etwa 641 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalent lassen sich dabei auf energiebedingte Emissionen und 45 Mt CO<sub>2</sub> auf Industrieprozesse zurückführen. Etwa 87 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalent sind Nicht-CO<sub>2</sub>-Emissionen, von denen 52 Mt aus der Landwirtschaft stammen.<sup>360</sup>

Die vorherige deutsche Bundesregierung hat sich im Bundesklimaschutzgesetz das Ziel gesetzt, die Restemissionen im Jahr 2045 auf 40 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalent zu begrenzen.<sup>361</sup> Das entspricht Restemissionen in Höhe von ca. 5 Prozent gegenüber den Emissionswerten aus 1990. Diese Emissionen sollen durch im LULUCF-Sektor wirksam werdende CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren vollständig ausgeglichen werden. Der Beitrag landbasierter Maßnahmen wächst im Bundesklimaschutzgesetz annähernd linear von derzeit -11 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalent<sup>362</sup> auf -40 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalent negative Emissionen im Jahr 2045. Die Anwendung technischer CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren (DACCS, BECCS) wird im Klimaschutzgesetz hingegen nicht erwähnt. Die derzeitige Bundesregierung bekennt sich im Koalitionsvertrag jedoch zu technischen Negativemissionen und möchte eine Langfriststrategie zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen vorgeben.

In allen betrachteten Szenarien bleiben im Jahr 2045/2050 anthropogene Treibhausgasemissionen bestehen, die durch CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren ausgeglichen werden müssen, um Klimaneutralität zu erreichen. Die Residualemissionen bewegen sich dabei zwischen 36 Mt CO<sub>2</sub> (*UBA 2019*) und 77 Mt CO<sub>2</sub> (*Jülich 2021*). Dies entspricht zwischen 2,9 und 6,2 Prozent der CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen, die in Deutschland im Jahr 1990 ausgestoßen wurden.

<sup>359</sup> In vielen globalen Klimaschutzenszenarien sowie der Szenariodatenbank der IPCC-Arbeitsgruppe III werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Landwirtschaft, Forstwirtschaft und sonstiger Landnutzung (AFOLU) nur als Netto-Wert ausgewiesen, etwa indem die CO<sub>2</sub>-Entnahme durch Aufforstung mit den CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Entwaldung und andere Landnutzungsformen verrechnet wird. In vielen globalen Szenarien liegen deshalb die impliziten Brutto-CO<sub>2</sub>-Entnahmen aus der Aufforstung deutlich über den ausgewiesenen Netto-Emissionen, die für AFOLU-CO<sub>2</sub> im Laufe des Jahrhunderts in der Regel negative Werte erreichen, da sie die residualen AFOLU-CO<sub>2</sub>-Emissionen überkompensieren. Auch die wenigen Szenarien, die scheinbar ohne CO<sub>2</sub>-Entnahme auskommen, enthalten Aufforstungsmaßnahmen in großem Umfang (siehe IPCC 2022-2).

<sup>360</sup> UBA 2022-4.

<sup>361</sup> Gemäß § 3a (1) KSG soll die Emissionsbilanz des LULUCF-Sektors bis 2045 auf -40 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente verbessert werden, um Nettonull zu erreichen.

<sup>362</sup> In erster Linie ist dies auf die Senkenwirkung der Waldfläche (-45,8 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalente) zurückzuführen. Langlebige Holzprodukte tragen zu einer Senkung von jährlich ca. -8,7 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalente bei. Dem gegenüber stehen Netto-Emissionen im LULUCF-Sektor aus Ackerland (+17,4 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalente), Grünland (+19,2 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalente), Siedlungen (+1,5 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalente) und Feuchtgebieten (+5,2 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalente).

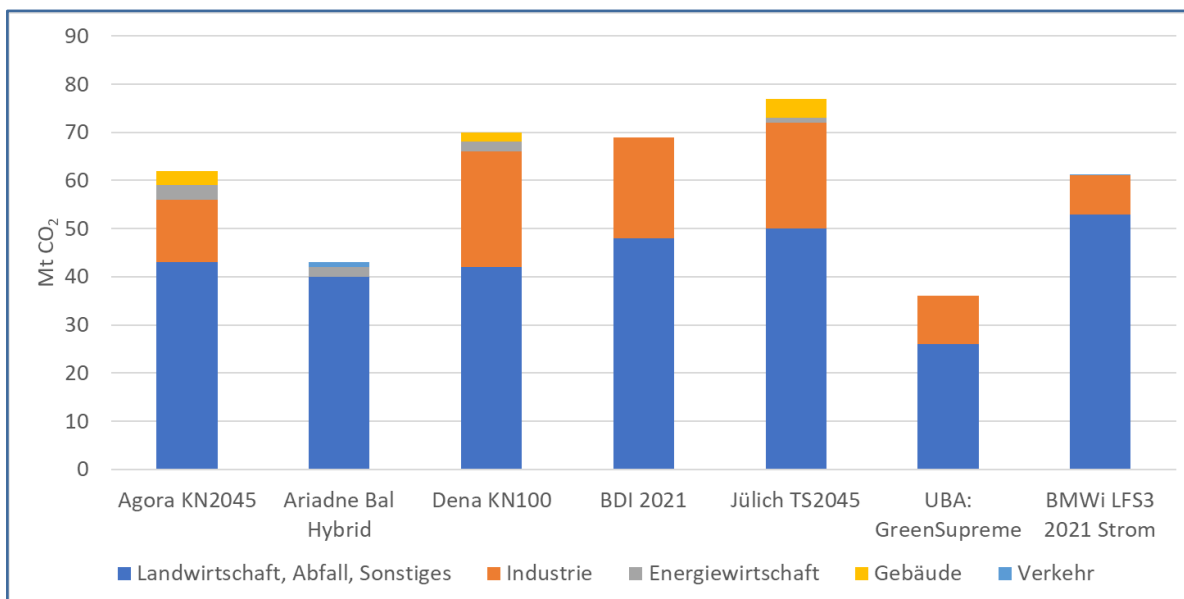


Abbildung 83: Metaanalyse – Darstellung sektorspezifischer Residualemissionen im Jahr 2045/2050.

In allen untersuchten Szenarien stammt der Großteil der Restemissionen im Jahr 2045/2045 aus dem Landwirtschaftssektor (siehe Abbildung 83). Auch der Industriesektor weist in sechs von sieben Studien (Ausnahme: *Ariadne Bal Hybrid*) im Jahr 2045/2050 beträchtliche Restemissionen auf. Die Residualemissionen aus Verkehr, Gebäuden und Energiewirtschaft sind dagegen in allen betrachteten Studien vernachlässigbar.

Obwohl der IPCC seit vielen Jahren auf die Notwendigkeit der CO<sub>2</sub>-Entnahme hinweist, nehmen negative Emissionen in Energieszenarien für Deutschland erst seit Veröffentlichung der 2045-Klimaziele eine prominente Rolle ein. Dabei unterscheiden sich die Szenarien jedoch zum Teil deutlich in der Anwendungsintensität der verschiedenen Verfahren.

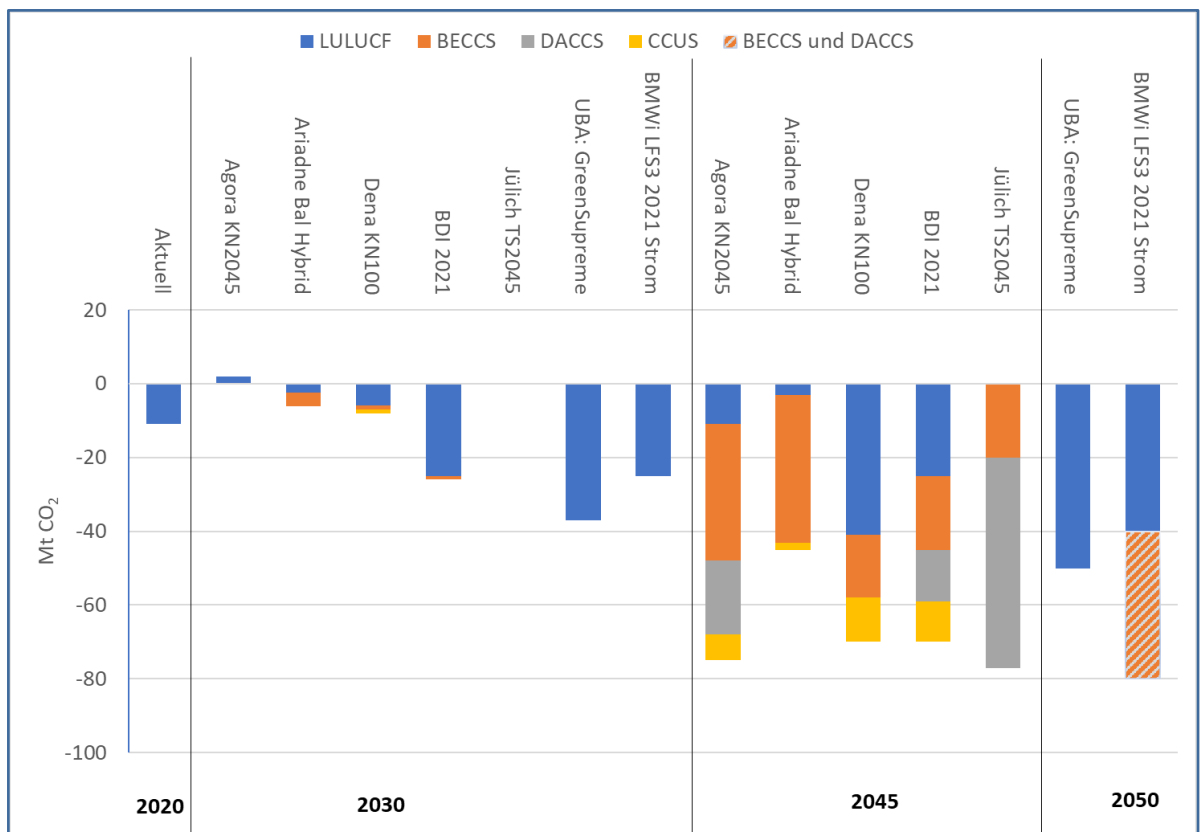


Abbildung 84: Metaanalyse – Darstellung der verschiedenen CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren und deren Anteile im Zeitverlauf

Abbildung 84 verdeutlicht, dass sich die Senkenleistung des LULUCF-Sektors in den verschiedenen Studien maßgeblich unterscheidet. Große Differenzen in den Prognosen zeigen sich hierbei bereits im Jahre 2030: Während im Szenario *UBA GreenSupreme* netto beträchtliche Mengen durch den LULUCF-Sektor entnommen werden, wird im Szenario *Agora KN2045* davon ausgegangen, dass der Sektor im Jahr 2030 zum Netto-Emittenten wird. Im Jahr 2045 beziehungsweise 2050 weisen alle Studien bis auf *Jülich*<sup>363</sup> zwar netto-negative Emissionen für den LULUCF-Sektor aus; erhebliche Unterschiede zeigen sich jedoch in der Menge des entnommenen CO<sub>2</sub>. Während die Szenarien von *dena 2021* und *BMWi LFS3 2021* den Annahmen aus dem Klimaschutzgesetz weitgehend folgen (Entnahme von ca. 40 Mt CO<sub>2</sub> im Jahr 2045), nehmen die Prognosen von *BDI 2021*, *Agora 2021* und *Ariadne 2021* eine zum Teil wesentlich niedrigere CO<sub>2</sub>-Entnahme durch den LULUCF-Sektor an. Einzig die *UBA*-Studie prognostiziert für den LULUCF-Sektor eine höhere CO<sub>2</sub>-Entnahme (49,5 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalent) als das Klimaschutzgesetz.<sup>364</sup>

Die Unterschiede in den Annahmen hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Entnahme des LULUCF-Sektors sind maßgeblich auf verschiedene Annahmen zur künftigen Umweltwirkung der Waldfläche zurückzuführen. *Agora 2021* und *Ariadne 2021* etwa unterstreichen, dass die Senkenleistung der deutschen Wälder in den kommenden Jahren

<sup>363</sup> Die Autor\*innen von *FZJ 2021* rechnen in einem Exkurs negative Emissionen im LULUCF-Sektor analog dem Klimaschutzgesetz (-40 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalente) ein. Im berechneten Szenario wird die CO<sub>2</sub>-Entnahme des LULUCF-Sektors jedoch nicht berücksichtigt.

<sup>364</sup> Dies ist nicht zuletzt darauf zurückzuführen, dass die *UBA*-Studie *CCS* sowohl für die Vermeidung von Emissionen unter anderem in der Zement- und chemischen Industrie als auch im Zusammenhang mit CO<sub>2</sub>-Entnahmetechnologien (*BECCS*, *DACCS*) ausschließt.

aufgrund der Altersstruktur, der angenommenen Nutzungsintensität sowie des Klimawandels abnehmen wird.<sup>365</sup> Die *Ariadne 2021*-Studie befasst sich zudem intensiv mit den weiteren landbasierten CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren (Kohlenstoffanreicherung im Boden, Biokohle, beschleunigte Verwitterung) und prognostiziert konkrete künftige Potenziale für die jeweilige Technologie. In der *dena 2021*-Studie wird die Anreicherung von Kohlenstoff im Boden implizit in der Modellierung des LULUCF-Sektors berücksichtigt. Alle weiteren Studien gehen nicht oder nur am Rande auf die weiteren zur Verfügung stehenden landbasierten CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren ein.

In allen untersuchten Szenarien mit Ausnahme von *UBA 2019* kommt BECCS im Jahr 2045 zum Einsatz (Bandbreite zwischen 17 und 40 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalent in 2045). Gemäß den Studien von *Agora 2021* und *dena 2021* wird BECCS hauptsächlich in der Industrie angewandt, da so auch Hochtemperaturwärmebedarfe erfüllt werden können.<sup>366</sup> DACCS wird in vier der sieben untersuchten Szenarien zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045 (beziehungsweise 2050) eingesetzt (Bandbreite zwischen 14 und 57 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalent in 2045). Im Vergleich der technischen Verfahren wird deutlich, dass BECCS nicht nur in mehr Studien zum Einsatz kommt, sondern auch in allen Studien bis auf *Jülich 2021* im Vergleich zu DACCS größere Mengen CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre entnimmt. Außerdem wird für BECCS ein früherer Markthochlauf teilweise bereits ab 2030 prognostiziert, während DACCS frühestens ab 2040 zum Einsatz kommt.

In den Studien von *dena 2021* und *Agora 2021* wird zusätzlich zu den aufgeführten Verfahren eine CO<sub>2</sub>-Entnahme durch grüne Feedstocks (grünes Naphtha, grünes Methanol) bilanziert, die zur Herstellung insbesondere grüner Polymere verwendet werden. Diese Kohlenstoffpfade erzeugen in den Studien netto-negative Emissionen, da die daraus hergestellten kurzlebigen Produkte am Ende ihrer Lebenszeit in Müllverbrennungsanlagen thermisch verwertet und das dabei entstehende CO<sub>2</sub> aufgefangen wird und permanent gespeichert wird.

Das Klimaschutzgesetz sieht netto-negative Emissionen ab 2050 vor. Konkrete Klimaziele für Deutschland über 2050 hinaus sind noch nicht definiert, es ist aber davon auszugehen, dass Deutschland einen Beitrag zu den global erforderlichen netto-negativen Emissionen leisten müssen. Keine der untersuchten Studien für Deutschland nimmt eine Modellierung über 2050 hinaus vor. Somit ist nicht klar, ob der Hochlauf der CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren bis zum Erreichen der Klimaneutralität (2045 oder 2050) genügt, um den Bedarf an negativen Emissionen in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts zu decken.<sup>367</sup>

---

<sup>365</sup> Unterschiede in den angenommenen Senkenleistungen des Waldes lassen sich auch auf verschiedene Annahmen hinsichtlich der künftigen Nutzung des Waldes zurückführen. In der Literatur besteht hier ein Zielkonflikt zwischen der Renaturierung mit damit einhergehender Extensivierung der Holznutzung oder einer Intensivierung der Holzproduktion und anschließender Verwendung in langlebigen Holzprodukten.

<sup>366</sup> In der *Agora 2021*-Studie werden durch BECCS 36 Mt CO<sub>2</sub>-Entnahme in der Industrie und 1 Mt CO<sub>2</sub>-Entnahme in der Energiewirtschaft erzielt.

<sup>367</sup> *dena 2021-1* (S. 227) gibt lediglich an, dass nach 2045 Netto-Negativemissionen durch eine weitere Reduktion der Residualemissionen (insbesondere in der Chemieindustrie) und einen Aufbau der Senken sowohl technischer als auch natürlicher Art erzielt werden können.

### CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren in Großbritannien

Im Jahr der avisierten britischen Klimaneutralität 2050 würden laut Klimaschutzplan (Net Zero Strategy: Build back greener, 2021) der britischen Regierung Restemissionen zwischen 75 und 81 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalent verbleiben.<sup>368</sup> Dies entspricht zwischen 9 und 10 Prozent der Emissionen aus dem Jahr 1990 (806 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalent). Unberücksichtigt bleibt hier die in der Prognose bereits eingerechnete Senkenleistung des LULUCF-Sektors.<sup>369</sup> Das bedeutet, dass die ausgegebenen Restemissionen im Jahr 2050 vollständig durch die technischen Verfahren BECCS und DACCS ausgeglichen werden müssten. Um den Hochlauf dieser Technologien voranzubringen, hat die britische Regierung einen Innovationsfonds in Höhe von 100 Millionen Pfund ins Leben gerufen und das Ziel ausgegeben, bis 2030 mindestens 5 Mt CO<sub>2</sub> durch technische Verfahren zu entnehmen.<sup>370</sup>

Die britische Regierung räumt damit der CO<sub>2</sub>-Entnahme – allen voran den technischen Verfahren BECCS und DACCS – eine weitaus größere Rolle ein als etwa die deutsche Bundesregierung. Die aktuelle Bundesregierung geht im Koalitionsvertrag von 5 Prozent Restemissionen gegenüber 1990 aus. Für den Ausgleich dieser Restemissionen könnten gemäß Koalitionsvertrag auch technische CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren relevant werden. Die vorherige Bundesregierung (2018–2021) sah gemäß Klimaschutzgesetz Restemissionen in Höhe von ca. 3 Prozent (40 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalent) im Jahr 2045 (gegenüber 1990) vor, die gänzlich durch landbasierte Maßnahmen im LULUCF-Sektor ausgeglichen werden sollen. Damit übersteigt das britische Ambitionsniveau in Sachen technischer CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren auch den Einsatz von CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren in den meisten Energieszenarien für Deutschland. Mit Blick auf die in dieser Analyse betrachteten Studien für Deutschland erwartet einzig die *Jülich*-Studie eine hohe CO<sub>2</sub>-Entnahme durch technische Verfahren im Jahr 2045 (–77 Mt CO<sub>2</sub>), die dem britischen Ambitionsniveau in etwa nachkommt.

## 5.4 CCS: Bedarf, Potenziale und Infrastruktur

Der Einsatz von CCS erscheint angesichts der schwer zu prognostizierenden Senkenleistung des LULUCF-Sektors zur Erreichung von Klimaneutralität unabdingbar. Abbildung 85 verdeutlicht, dass alle Szenarien mit Ausnahme von *UBA 2019* CCS zur Erreichung von Klimaneutralität einsetzen. Neben den Negativemissionstechnologien DACCS und BECCS kommt CCS auch für fossile Emissionen an (industriellen) Punktquellen in allen Szenarien mit Ausnahme von *UBA 2019* zum Einsatz.<sup>371</sup> Auch im Jahr 2030 zeigt sich in einigen Studien bereits ein Einsatz von CCS an industriellen Punktquellen.

<sup>368</sup> Der Klimaschutzplan sieht drei Szenarien vor (High Electrification, High Resource, High Innovation). Emissionen verbleiben in den Szenarien insbesondere in der Industrie (3–10 Mt CO<sub>2</sub>), im internationalen Flugverkehr und der internationalen Schifffahrt (21–35 Mt CO<sub>2</sub>), im Landsektor (Landwirtschaft und LULUCF: 14–21 Mt CO<sub>2</sub>) sowie in Abfall und F-Gasen (12–13 Mt CO<sub>2</sub>).

<sup>369</sup> LULUCF-Sektor und Landwirtschaft werden gemeinsam bilanziert. Die Senkenleistung durch landbasierte Maßnahmen wird daher nicht separat angegeben. Im Jahr 2050 verbleiben zwischen 14 und 21 Mt CO<sub>2</sub> im Landsektor.

<sup>370</sup> Seit 2017 hat die britische Regierung eigenen Angaben zufolge zudem bereits 100 Millionen Pfund für Forschung und Entwicklung im Bereich der CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren ausgegeben.

<sup>371</sup> Die CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch CCS an industriellen Punktquellen sind in den Treibhausgasbilanzen der Sektoren bereits berücksichtigt. In der Regel werden die Einsparungen im Industriesektor geltend gemacht. In der *dena*-Studie werden im Sektor Energiewirtschaft durch den Einsatz von CCS an Müllverbrennungsanlagen 2 Mt CO<sub>2</sub> eingespart. Eine strikte Unterscheidung zwischen zum Beispiel CCS und BECCS ist gleichzeitig schwierig, da etwa CCS in Müllverbrennungsanlagen teilweise auch BECCS ist.



Abbildung 85: Metaanalyse – Darstellung verschiedener CCS-Verfahren und ihre Anteile im Jahr 2045/2050

Für die geologische Speicherung des durch CCS aufgefangenen CO<sub>2</sub> kommen grundsätzlich vier Optionen in Betracht: Aquifere, erschöpfte Erdöl- und Erdgaslagerstätten, tiefe und nicht abbaubare Kohleflöze sowie Basalte. Da Kohleflöze aufgrund der Kohlequalitäten geringe Injektionsraten aufweisen und Basalte in Deutschland kaum vorhanden sind, ist eine CO<sub>2</sub>-Speicherung hierzulande jedoch hauptsächlich in erschöpften Erdgaslagerstätten (2,75 Gt CO<sub>2</sub>) und Aquiferen<sup>372</sup> (9,3 Gt CO<sub>2</sub>) möglich.<sup>373</sup> Die deutschen Speicherkapazitäten sind damit zwar begrenzt, ein wesentliches Potenzial zur CO<sub>2</sub>-Speicherung findet sich jedoch in räumlicher Nähe unterhalb der Nordsee<sup>374</sup> und der Norwegischen See, wo eine Kapazität zur CO<sub>2</sub>-Speicherung von ca. 165 Gt CO<sub>2</sub> in salinen Aquiferen und ca. 38 Gt CO<sub>2</sub> in Erdgas- und Erdöllagerstätten angenommen wird.<sup>375</sup>

Um eine CO<sub>2</sub>-Speicherung zu ermöglichen, aber auch, um Industriestandorte mit CO<sub>2</sub> als Rohstoff zu versorgen, wird es künftig darauf ankommen, entsprechende CO<sub>2</sub>-Infrastrukturen zu entwickeln. Der Transport über Straße und Schiene bietet eine kurzfristig umsetzbare Möglichkeit zum CO<sub>2</sub>-Transport, ist jedoch teurer als eine Pipelineinfrastruktur und wird langfristig kaum die benötigten Kapazitäten bereitstellen können. Vor diesem Hintergrund wird der Ausbau der Pipeline-geführten CO<sub>2</sub>-Infrastruktur an Bedeutung gewinnen. Die Pipelinetechnologie für eine CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur ist breit erprobt und beherrschbar.<sup>376</sup> Umfangreiche Erfahrungswerte stammen aus den USA, wo ca. 6.600 Kilometer Pipeline für den Transport von CO<sub>2</sub> zur Unterstützung der Ölgewinnung mittels Enhanced Oil Recovery (EOR) installiert worden sind. Langfristig wird es wichtig sein, eine entsprechende CO<sub>2</sub>-Infrastruktur auch auf europäischer Ebene zu installieren, um Industriecluster oder DAC-Anlagen mit geeigneten Speicherstätten, etwa in Norwegen, zu verbinden. Zu diesem Zweck finden derzeit sechs CO<sub>2</sub>-Infrastrukturprojekte auf der Liste der PCIs (Projects of Common Interest) der EU wieder.

<sup>372</sup> Aquifere gibt es sowohl an Land (onshore) als auch unter dem Meeresgrund (offshore). Schätzungen gehen davon aus, dass etwa 2,9 Gt CO<sub>2</sub> in Aquiferen in der deutschen Nordsee gespeichert werden könnten acatech 2018, S. 33

<sup>373</sup> ebd. S. 33.

<sup>374</sup> Davon befindet sich ein kleiner Teil innerhalb der ausschließlichen Wirtschaftszone Deutschlands. Wintershall geht aktuell davon aus, dass in der deutschen Nordsee 2,9 Gt CO<sub>2</sub> eingespeichert werden können. Wintershall dea 2022

<sup>375</sup> Ebd., S. 33 f.

<sup>376</sup> Ebd., S. 38.



### Inwieweit sollte die CO<sub>2</sub>-Entnahme in Deutschland stattfinden?

Großbritannien (siehe obige Box), aber auch weitere Länder, wie die Niederlande und Norwegen, räumen der CO<sub>2</sub>-Entnahme einen größeren Stellenwert ein als Deutschland. Neben politischen und gesellschaftlichen Beweggründen können dafür auch verschiedene Standortbedingungen sowohl für das Auffangen von CO<sub>2</sub> als auch für dessen Speicherung den Ausschlag geben. So könnten Regionen mit guten Voraussetzungen für die Erzeugung erneuerbarer Energien passende Rahmenbedingungen für den vermehrten Einsatz von DAC bieten. BEC könnte in Ländern mit einem hohen Biomassepotenzial vermehrt zum Einsatz kommen. Die CO<sub>2</sub>-Speicherung könnte sich in Ländern mit größeren Speicherpotenzialen ökonomischer darstellen. So übersteigen die Speicherkapazitäten unter der Nordsee und der Norwegischen See die deutschen Onshore-Speicherkapazitäten um ein Vielfaches (siehe Kapitel 5.4). Norwegen verfolgt diese Pläne seit einigen Jahren aktiv und wirbt um die CO<sub>2</sub>-Speicherung unter der Norwegischen See.

Eine CO<sub>2</sub>-Entnahme in anderen EU-Mitgliedsstaaten könnte bei entsprechender regulatorischer Anpassung innerhalb des europäischen Regulierungsrahmens bilanziert werden.<sup>377</sup> Eine CO<sub>2</sub>-Entnahme im außereuropäischen Ausland ist im derzeitigen Regelwerk hingegen nicht vorgesehen. Auf der zurückliegenden UN-Klimakonferenz in Glasgow wurden zwar die künftigen Regelungen für internationale Gutschriften im Rahmen des Pariser Klimaschutzabkommens geklärt. Es ist jedoch fraglich, inwiefern solche Offsets künftig genutzt werden.<sup>378</sup> Während einige Länder (zum Beispiel Schweiz, Kanada, Japan) bereits angekündigt haben, internationale Gutschriften zur Erreichung ihrer jeweiligen Klimaziele (National Determined Contributions) zu nutzen, ist ungewiss, inwiefern die EU den Einsatz internationaler Gutschriften künftig zulassen wird.<sup>379</sup>

## 5.5 Ausblick: der regulatorische Rahmen für CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren

Der derzeit gültige Rechtsrahmen in Deutschland hat kaum ausreichende Anreize für den Hochlauf von CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren gesetzt.<sup>380</sup> Um CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren künftig (besser) zu skalieren, wird es in erster Linie nötig sein, ein finanzielles Anreizsystem zu schaffen. Eine Integration in den EU-ETS – möglicherweise nur der Methoden, die nicht in den Anwendungsbereich der LULUCF-Verordnung fallen<sup>381</sup> – könnte langfristig sinnvoll sein. Derzeit würde der CO<sub>2</sub>-Preis jedoch kaum ausreichen, um Anreize für den Aufbau entsprechender CO<sub>2</sub>-Entnahmekapazitäten zu bieten. Die Integration der verschiedenen CO<sub>2</sub>-Entnahmetechnologien in ein gemeinsames Handelssystem mit gleichem Preis ist derzeit auch aufgrund der stark verschiedenen Vermeidungskosten der jeweiligen Verfahren nur schwer vorstellbar. Um der Gefahr vorzubeugen, dass die Bemühungen zur Emissionsreduktion durch Aussicht auf negative Emissionen unterlaufen werden, plädiert die Wissenschaftsplattform Klimaschutz dafür, durch CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren erzielte negative Emissionen nicht mit Vermeidungsmaßnahmen zu verrechnen – zumindest, solange die

<sup>377</sup> Die Europäische Kommission untersucht derzeit, wie ein Zertifizierungssystem für die CO<sub>2</sub>-Entnahme gestaltet werden kann (siehe Kapitel 5.5).

<sup>378</sup> Internationale Gutschriften im Rahmen des vorangegangenen Kyoto-Protokolls und die zugrunde liegenden Projekte in Entwicklungsländern wurden vielfach kritisiert, unter anderem aufgrund mangelnder Additionalität und Permanenz.

<sup>379</sup> IISD 2021.

<sup>380</sup> So wird im Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum CCS-Gesetz aus dem Jahr 2018 deutlich, dass seit Inkrafttreten des Gesetzes im Jahr 2012 keine CO<sub>2</sub>-Speicher oder -Leitungen beantragt, genehmigt oder gebaut worden sind. Maßgeblich dafür war, dass die Bundesländer die CO<sub>2</sub>-Speicherung auf ihrem Gebiet komplett ausschließen konnten.

<sup>381</sup> Rickels et al. 2021.

Emissionen noch nicht in die Nähe der als nicht vermeidbar angesehenen Residualemissionen gesenkt wurden.<sup>382</sup>

Vor diesem Hintergrund könnten (temporäre) finanzielle Fördermaßnahmen in Verbindung mit einem separaten Mengenziel für die jeweiligen Technologien auf kurze und mittlere Sicht sinnvoll sein. Denkbar wären hier auch technologiespezifische Zu- oder Abschläge, um Nebeneffekte (etwa hinsichtlich positiver oder negativer Umweltauswirkungen) zu internalisieren.<sup>383</sup> Für landbasierte CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren im LULUCF-Sektor wird es nötig sein, eine erneute Freisetzung des gespeicherten CO<sub>2</sub> so weit wie möglich zu verhindern beziehungsweise zu klären, wie eine erneute Freisetzung des CO<sub>2</sub> überwacht und bilanziert wird und wer dafür haftet. Nicht zuletzt ist es angesichts zurückliegender Debatten vor allem in Deutschland wichtig, einen gesellschaftlichen Konsens für die (technische) CO<sub>2</sub>-Entnahme zu finden.

Mit der Vorlage einer Mitteilung zu nachhaltigen Kohlenstoffkreisläufen im Dezember 2021 hat die Europäische Kommission die CO<sub>2</sub>-Entnahme zuletzt auf die politische Agenda gesetzt.<sup>384</sup> Die Kommission geht davon aus, dass im Jahr der avisierten EU-Klimaneutralität 2050 ca. 300 bis 500 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalente ausgeglichen werden müssen;<sup>385</sup> dies entspräche Residualemissionen in Höhe von 10 Prozent der Emissionen aus dem Jahr 1990. Die Kommission bekräftigt in der Mitteilung zudem maßgebliche bereits im Juli 2021 vorgeschlagene Ziele für den LULUCF-Sektor und sieht neben dem LULUCF-Sektor auch konkrete Ziele für technische CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren sowie CCU vor. So sollen bis 2030 jährlich 5 Mt CO<sub>2</sub> technisch aus der Atmosphäre abgetrennt und dauerhaft gespeichert werden. Zudem sollen bis 2030 mindestens 20 Prozent des in chemischen und Kunststoffprodukten verwendeten Kohlenstoffs aus nachhaltigen nichtfossilen Quellen stammen. Zur Förderung der industriellen CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung möchte die Kommission unter anderem die CCS-Richtlinie aus dem Jahr 2009 anpassen, finanzielle Anreize etwa im Rahmen des Innovationsfonds schaffen und die Entwicklung eines CO<sub>2</sub>-Transportnetzes in der EU vorantreiben.

---

<sup>382</sup> WPKS 2022, S. 83.

<sup>383</sup> Vgl. dena 2021-1.

<sup>384</sup> Vgl. Europäische Kommission 2021-1. Im Februar 2022 startete die Kommission zudem eine Initiative zur Klärung von Fragen rund um die Zertifizierung von CO<sub>2</sub>-Entnahmen. Das Arbeitsprogramm der Kommission für das Jahr 2022 sieht vor, bis Ende des Jahres einen Vorschlag für ein solches Zertifizierungssystem vorzulegen. Geplant ist, in diesem System verschiedene CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren zu kategorisieren, Qualitätsstandards für die Entnahme zu setzen und die Überwachung sowie die Verifizierung der CO<sub>2</sub>-Entnahme zu vereinheitlichen.

<sup>385</sup> Europäische Kommission 2018, S. 198.

### Gesellschaftliche Aspekte negativer Emissionen

Bisher beschränken sich die meisten CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren auf Laborforschung beziehungsweise kleinformatische Pilotprojekte. Diese zeigen das Proof of Concept, haben aber den Beleg einer Hochskalierung noch vor sich. Vorbereitende Schritte umfassen dabei nicht nur die technische Erprobung sowie Kostensenkungen, sondern auch eine gesellschaftliche Verständigung über die Bedingungen einer Nutzung und die Bereitstellung eines politischen Rahmens, der eine solche Nutzung zulässt. Eine derartige gesellschaftliche Verständigung hat bisher noch nicht stattgefunden.

Deutschland hat vor 10 bis 15 Jahren bereits eine Periode durchlebt, in der eine gewisse Diskussion und erste Versuche einer Erprobung insbesondere von CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung stattfanden. Dies führte allerdings in eine Sackgasse, nachdem drei von vier Speichervorhaben ohne eine Speicherung von CO<sub>2</sub> endeten und der gesetzliche Rahmen nur verspätet und in Form eines Evaluationsgesetzes erfolgte. Letzteres sah die Erprobung der CO<sub>2</sub>-Speicherung vor und dann eine Bewertung der Erfahrungen. Im vorgesehenen Evaluationszeitraum erfolgten jedoch keine Erprobungen.<sup>386</sup> Die CCS-Technologie gilt seither in Deutschland als nicht gewünscht.

Eine gesellschaftliche Verständigung zur Technologienutzung erfordert (1) eine ausreichende gesamtgesellschaftliche Akzeptanz zur Herstellung des entsprechenden soziopolitischen Rahmens, (2) treibende Kräfte aus der Gesellschaft, insbesondere aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft, zur Umsetzung und (3) das Ausbleiben starker Widerstände in den Regionen, in denen die entsprechenden Anlagen entstehen. Ein Rückblick auf den Versuch einer Umsetzung von CCS in Deutschland sowie der aktuelle Wissensstand zeigen Folgendes:

- Das Wissen und Bewusstsein bezüglich CCU und CCS in der Bevölkerung war Studien zufolge bisher (zum Zeitpunkt der Datenerhebung) eher gering.<sup>387</sup>
- Während frühere Studien eine starke grundsätzliche Ablehnung insbesondere gegenüber der CO<sub>2</sub>-Speicherung in der Bevölkerung<sup>388</sup> sowie Bedenken bei gesellschaftlichen Vertreter\*innen<sup>389</sup> zeigten, verweisen neuere Studien auf eher neutrale Meinungen der Bevölkerung zu CCU und CCS.<sup>390</sup>
- Szenarien, die eine Nutzung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> umfassen, werden positiver beurteilt als Speicherszenarien<sup>391</sup>; eine Speicherung von CO<sub>2</sub> aus Prozessen der energieintensiven Industrie beziehungsweise in Kombination mit Biomassenutzung wird etwas positiver gesehen als die Speicherung von abgeschiedenem CO<sub>2</sub> aus der Kohleverstromung.<sup>392</sup>
- In Regionen, die für eine CO<sub>2</sub>-Speicherung geeignet sind, ist die Ablehnung höher als in anderen Regionen Deutschlands.<sup>393</sup> Dies passt zu den Prozessen, wie sie sich um die früheren Anläufe zur CO<sub>2</sub>-Speicherung entwickelt haben, bei denen die Projekte teilweise auf starken lokalen Widerstand stießen.<sup>394</sup>

386 Deutscher Bundestag 2018.

387 Arning et al.; Schumann et al. 2014.

388 Schumann et al. 2014.

389 Karimi/ Komendantova 2017.

390 Linzenich et al. 2019; Arning et al.

391 Linzenich et al. 2019; Arning et al.

392 Dütschke et al. 2016.

393 Braun et al. 2018.

394 Dütschke et al. 2015.

Als möglicher Ausweg aus dieser Situation wird zum einen immer wieder die Speicherung unter dem Meer, das heißt auf unbewohntem Gebiet, vorgeschlagen. Zumindest auf Basis von Befragungsstudien erscheint diese Option bezüglich der öffentlichen Akzeptanz aber nicht vorteilhafter.<sup>395</sup> Zum anderen wird überlegt, ob ein Export des CO<sub>2</sub> und eine Speicherung im Ausland eine Alternative wären. In Europa sind bisher die Niederlande, Norwegen, das Vereinigte Königreich und Dänemark weiter fortgeschritten bezüglich der Entwicklung von CCU und CCS. Insgesamt zeichnet sich ab, dass die Akzeptanz in diesen Ländern etwas mehr gegeben sein könnte<sup>396</sup> – allerdings ist unklar, ob diese dann auch die Speicherung von importiertem CO<sub>2</sub> umfassen würde.<sup>397</sup>

Vertiefte Analysen der CO<sub>2</sub>-Speicherungsvorhaben in Deutschland und ihres Scheiterns zeigen jedoch auch, dass der lokale Widerstand gegen die Projekte als eingebettet anzusehen ist in breitere Prozesse wie (1) lokale Charakteristika, (2) Projektcharakteristika, (3) das spezifische Verhalten der verschiedenen Akteure sowie das Vertrauen in diese, (4) den Beteiligungs- und Kommunikationsprozess, (5) Kosten-Nutzen-Abwägungen sowie (6) den größeren soziopolitischen Kontext. Insbesondere Letzterer erwies sich im Falle der CCS-Projekte als gegenläufig zu den Projektvorhaben, da von der nationalen Politik wenig Unterstützung erfolgte – kommunikativ, aber auch bezüglich des gesetzlichen Rahmens.

Zu anderen technologischen Optionen für negative Emissionen liegt noch wenig Forschung zur gesellschaftlichen Dimension vor. Der gesellschaftliche Wissensstand ist gering, was mit wenig stabilen Meinungen einhergeht. Ansätze wie Aufforstung stoßen in Studien in der Regel auf eher positive Reaktionen – je technischer, naturferner und komplizierter Lösungen erscheinen, desto schwieriger ist ihre Vermittlung.<sup>398</sup>

Zusammenfassend lässt sich ableiten, dass eine gesellschaftliche Vorbereitung auf die Umsetzung von Technologien zum Erreichen negativer Emissionen erforderlich ist. Hier wird es wichtig sein, diese in einen größeren Rahmen eines Narrativs der Bekämpfung des Klimawandels einzubetten, um klarzustellen,

- dass diese dazu dienen, die Transformation ausreichend schnell zu erreichen und etwaige negative Effekte der Transformation abzumildern, zum Beispiel eine in bestimmten Bereichen langsamere Transformation zur Abmilderung sozialer Härten,
- dass negative Emissionen aber nicht dazu dienen, bestimmte Industrien in der Gesamtheit zu schonen oder die Transformation insgesamt ans Ende der Kette zu verschieben,
- dass für eine korrekte Entsorgung des trotz voranschreitender Transformation anfallenden CO<sub>2</sub> zu sorgen ist.<sup>399</sup>

Dem Narrativ entsprechend sind das Vorantreiben von Forschungsanstrengungen unter Einbezug verschiedener wissenschaftlicher Disziplinen (technisch, ökonomisch, gesellschaftlich) sowie die parallele Entwicklung eines verlässlichen gesetzlichen Rahmens erforderlich. Des Weiteren wird es bedeutsam sein, Erfahrungen mit entsprechenden Technologien im In- und Ausland in die gesellschaftliche Debatte miteinzubeziehen, um die Ausgestaltung in Deutschland hieran auszurichten.

<sup>395</sup> Merk et al. 2022; Schumann et al. 2014.

<sup>396</sup> Whitmarsh et al. 2019.

<sup>397</sup> Vgl. die kritischen Befunde von Merk et al. 2022.

<sup>398</sup> Bertram/ Merk; Braun et al. 2018.

<sup>399</sup> Vgl. Studien zu plausiblen Argumentationsketten von Broecks et al. 2021; Broecks et al. 2016.

## 6 Fazit

Die vorliegende Analyse hat im Rahmen einer Metaanalyse und eigener Berechnungen Möglichkeiten der Transformation des Energiesystems und der industriellen Produktion untersucht. Aufgrund der Komplexität des Unterfangens und der Vielseitigkeit des Energiesystems gibt es eine Vielzahl verschiedener Ansätze und Maßnahmen, die für eine umfassende Dekarbonisierung ergriffen werden müssen.

Ein Baustein auf dem Weg zur Klimaneutralität ist insbesondere auch die Reduktion der Energienachfrage, der im Rahmen dieser Analyse – auch im Vergleich zu anderen Systemstudien – ein besonderer Stellenwert eingeräumt worden ist. Hierzu gehören zum einen Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz, also insbesondere zur Steigerung des Wirkungsgrads mit technischen Mitteln. Durch die Elektrifizierung von Prozessen in der Industrie sowie im Gebäude- und Verkehrssektor lassen sich zum Beispiel Effizienzgewinne erzielen. Zum anderen gehören hierzu Maßnahmen der Suffizienz, die auf eine Reduktion des Gebrauchs von Energiedienstleistungen insbesondere durch soziale Innovationen und Veränderung sozialer Praktiken setzen. Suffizienzstrategien stellen einen wichtigen Faktor für Transformationspfade zur Klimaneutralität dar, da sie auch andere ökologische Indikatoren wie Flächen- und Ressourcenverbräuche adressieren und Pfadrisiken beispielsweise gegenüber der Verfügbarkeit von Importen emissionsarmer Energieträger reduzieren können.

Gleichzeitig kann auch eine aktive Suffizienzpolitik nicht den Handlungsdruck in anderen Dimensionen der Energiewende mindern. Denn in allen Bereichen müssen fossile Energieträger und Rohstoffe durch regenerative Ressourcen ersetzt werden (sogenannte Konsistenz). Ohne einen sehr schnellen und umfassenden technologischen Umbau und eine damit einhergehende Modernisierung der Energieversorgung sind die Klimaziele daher nicht zu erreichen.

Um eine rasche Dekarbonisierung in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie zu erreichen, muss folglich auf eine Kombination aus den drei Strategien (Konsistenz, Effizienz, Suffizienz) gesetzt werden. Angesichts ambitionierter Klimaziele bei gleichzeitig nur langsamer Senkung (oder teilweiser Steigerung) der sektorspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in den vergangenen Jahren sind die Herausforderungen enorm. Neben der Senkung der Nachfrage, die politisch durch entsprechende Maßnahmen incentiviert werden kann, müssen Prozesse, die zum Teil langwierigen Investitionszyklen unterliegen, umgestellt werden. Hierfür werden politische Anreize notwendig sein, die sowohl auf Ordnungspolitik, aber auch Fördermechanismen basieren. Eine ambitionierte CO<sub>2</sub>-Bepreisung stellt ein energiepolitisches Leitinstrument dar, muss aber durch andere Instrumente ergänzt werden.

Langfristig ist davon auszugehen, dass – trotz aller Bemühungen auf der Angebots- und Nachfrageseite – schwer vermeidbare Emissionen im System verbleiben werden. Für diese Emissionen wird künftig voraussichtlich eine CO<sub>2</sub>-Entnahme erforderlich sein, für die verschiedene Verfahren zur Verfügung stehen. Aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums der meisten Verfahren ist eine Abschätzung dazu, welche Verfahren welche Vor- und Nachteile haben und zu welchen Anteilen eingesetzt werden können und sollen, zum jetzigen Zeitpunkt schwierig. Angesichts der Nutzungskonkurrenzen um Flächen, Biomasse oder Energie, aber auch negativer Umweltauswirkungen oder fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz scheint jedoch evident, dass alle CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren im Potenzial limitiert sind.

Nur wenn es gelingt, die CO<sub>2</sub>-Emissionen rasch zu senken, kann es gelingen, die globale Erderwärmung auf unter 2 °C zu begrenzen und dramatische Folgen für unser Ökosystem und das Leben auf der Erde abzuwenden. Die kommenden Jahre werden entscheidend sein für die Erreichung dieses Ziels. Die neuen deutschen und europäischen Klimaziele verdeutlichen den hohen klimapolitischen Handlungsdruck. Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine hat die klimapolitische Gemengelage in der EU und Deutschland in diesem Jahr zusätzlich verschärft. Die Dekarbonisierung des Energiesystems ist fortan nicht nur aus klimapolitischen Gesichtspunkten zwingend notwendig, sondern auch vor dem Hintergrund geo- und sicherheitspolitischer Bedenken erforderlich, um ein höheres Maß an Energiesouveränität zu erreichen.

## Anhang: Modellbeschreibung und Annahmen für die *REMod*-Szenarien

### Modellbeschreibung *REMod*

Das Energiesystemmodell *REMod* wurde entwickelt, um technisch umsetzbare und kostengünstige Transformationspfade des deutschen Energiesystems bis 2050 zu berechnen, mit denen zugleich klimapolitische Ziele in Form von CO<sub>2</sub>-Reduktionspfaden beziehungsweise eines CO<sub>2</sub>-Budgets eingehalten werden.<sup>400</sup> Eine zentrale Eigenschaft von *REMod* ist die gleichzeitige Kostenoptimierung aller Verbrauchssektoren des Energiesystems mit einer stündlichen Auflösung.<sup>401</sup> Der vorgegebene Reduktionspfad der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen setzt sich aus jahresscharfen Zielwerten und einem Gesamtbudget zusammen. Die stundenscharfe Simulation des Energiesystems stellt sicher, dass alle Wandler, Speicher und Verbraucher so dimensioniert werden, dass jeder Verbrauchssektor in jeder Stunde ausreichend mit Energie versorgt wird. Neben Annahmen zur Entwicklung der verschiedenen Sektoren werden abgestimmte Prognosen zu Kostenentwicklungen und Wirkungsgraden sämtlicher berücksichtigter Technologien hinterlegt. Der in *REMod* verwendete Optimierungsalgorithmus ist das sogenannte „Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy“-Verfahren.<sup>402</sup>

Abbildung 86 zeigt eine schematische Übersicht über das Modell. Dargestellt sind die wichtigsten Energiewandlungstechnologien und die vier Verbrauchssektoren, gegliedert nach den wesentlichen Nutzungsformen Gebäudewärme (Raumwärme, Trinkwarmwasser), (klassische) Stromanwendungen (zum Beispiel Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnik, Kältetechnik, mechanische Energie), industrielle Prozesswärme und Verkehr.

---

<sup>400</sup> Diese Modellbeschreibung ist eine gekürzte und aktualisierte Version aus Sterchele 2019.

<sup>401</sup> Sterchele et al. 2020; Sterchele 2019; Sterchele 2016; Palzer 2016.

<sup>402</sup> Hansen 2016.

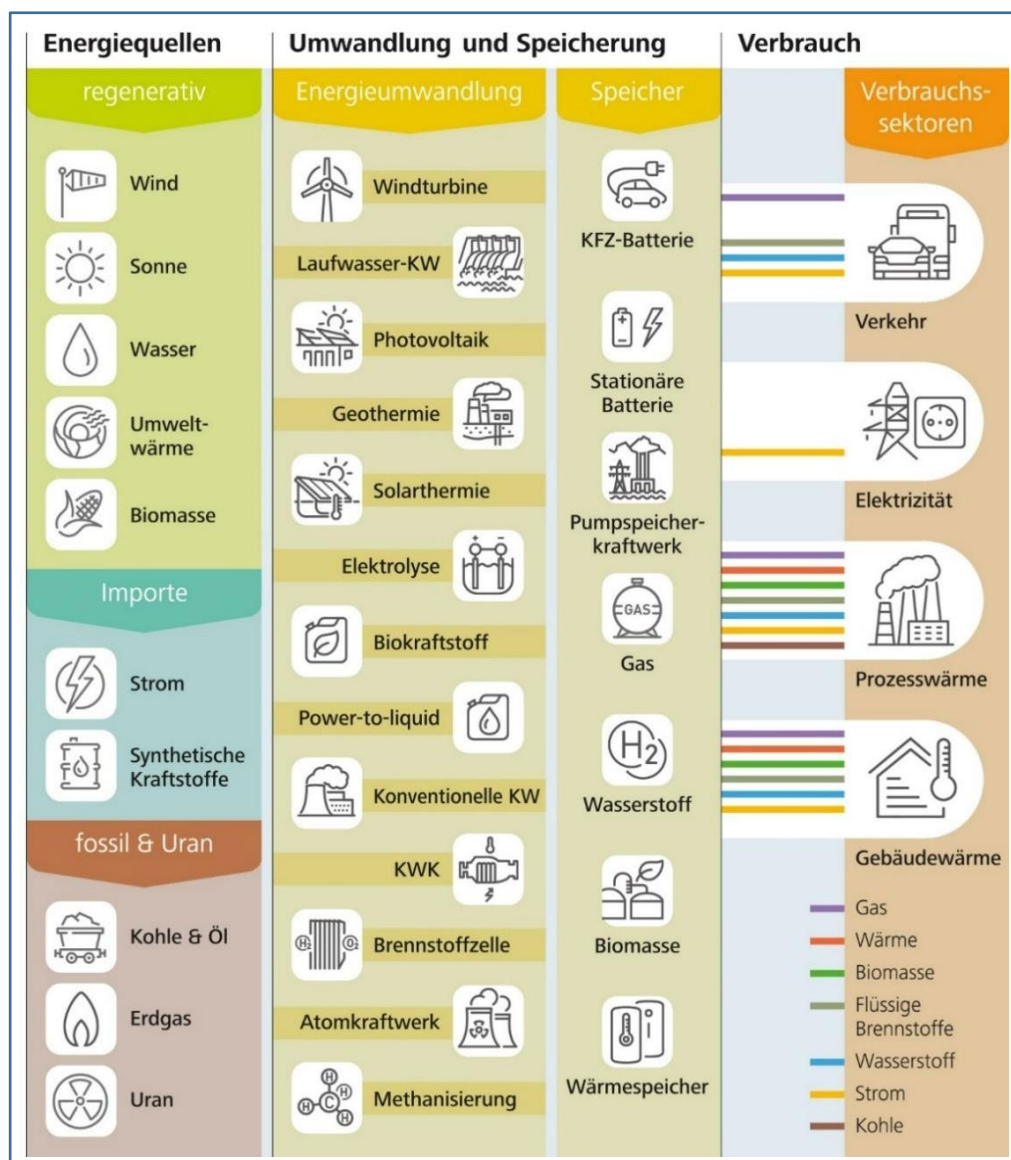


Abbildung 86: Schematische Darstellung des Modells REMod (KW: Kraftwerk, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung) (Sterchele et al. 2020).

Die stündliche Nachfrage nach Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor wird nach der DIN EN 13790<sup>403</sup> berechnet, die auf einer Gebäudedatenbank mit insgesamt 19 charakteristischen Typgebäuden aufbaut. Für die Bereitstellung von Raumwärme werden zwei Klassen von Heizungssystemen mit unterschiedlichen Temperaturniveaus der Vorlauftemperatur unterschieden (Standardheizungssystem mit Radiatoren, Niedertemperaturheizung wie zum Beispiel Flächenheizung). In Verbindung mit elf Techniken zur Wärmebereitstellung ergeben sich somit 20 verschiedene Wärmeversorgungsoptionen für den Gebäudesektor. Die zur Verfügung stehenden Wärmetechnologien umfassen konventionelle Kessel basierend auf Methan, Biomasse oder Öl, motorische Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), elektrische, brennstoffbasierte und hybride Wärmepumpen (mit Luft oder Erdreich als Wärmequelle) sowie Brennstoffzellensysteme basierend auf Methan oder Wasserstoff. Alle Technologien können optional mit Warmwasserspeichern und solarthermischen Kollektoren ergänzt werden. Neben diesen Systemen ist im Modell die Wärmeversorgung auf Basis von

403 DIN e.V. 2008.



Wärmenetzen als Option hinterlegt. Diese Wärmenetze können mit geothermischer Wärme oder durch Wärme aus KWK-Anlagen, elektrischen Großwärmepumpen, (Spitzenlast-)Gaskesseln oder solarthermischen Kollektoren versorgt werden. Außerdem können Großwärmespeicher in Wärmenetzen genutzt werden.

Klassische Stromanwendungen beschreiben die heute im Netz vorkommende Last exklusive der Stromnachfrage für Wärme (Raumwärme und Trinkwarmwasser sowie industrielle Prozesswärme), straßengebundenen Verkehr sowie sonstige flexible Stromverbraucher wie beispielsweise PTX-Technologien.<sup>404</sup> Diese wird über Lastprofile abgebildet, basierend auf den Daten des europäischen Verbands der Übertragungsnetzbetreiber („European Network of Transmission System Operators for Electricity“, kurz ENTSO-E). Hierin ist auch die Stromnachfrage des Schienenverkehrs sowie der Industrie für mechanische Energie enthalten. Im Laufe der zukünftigen Systementwicklung hinzukommende Stromverbräuche wie batterieelektrische Kraftfahrzeuge oder elektrische Wärmepumpen werden innerhalb der Modellierung zusätzlich zur Basisstromlast betrachtet.

Als konventionelle Stromerzeuger sind Kraftwerke mit Braun- und Steinkohle als Brennstoff, Kernkraftwerke (bis zum Ausstieg aus deren Nutzung im Jahr 2022), ölbefeuerte Kraftwerke, Gasturbinen (mit Brennstoff  $\text{CH}_4$  oder  $\text{H}_2$ ), KWK-Anlagen, Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) und Brennstoffzellensysteme (basierend auf  $\text{H}_2$  oder  $\text{CH}_4$ ) implementiert. Erneuerbarer Strom kann aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen und Laufwasserkraftwerken gewonnen werden. Zusätzlich stehen je nach Parametrierung unterschiedliche Kuppelleistungen für Import und Export von Strom zur Verfügung.

Die Energienachfrage des Verkehrs wird mit den Daten des BMWi<sup>405</sup> und mit stündlich aufgelösten Fahr- beziehungsweise Nachfrageprofilen auf jede Stunde des Jahres verteilt. Über die Wirkungsgrade der jeweiligen Antriebstechnologien wird die Endenergienachfrage für die jeweiligen Kraftstoffe beziehungsweise Strom ermittelt. Die Energienachfrage für Luft- und Schifffahrt<sup>406</sup> sowie den brennstoffbasierten Bahnverkehr wird bilanziell berücksichtigt. Der Verkehrssektor wird im Detail durch Pkw und Lkw mit jeweils sieben Antriebskonzepten und dazugehöriger Energienachfrage zur Fortbewegung abgebildet. Neben heute etablierten Verbrennungsmotoren, die als Kraftstoff flüssigen Kraftstoff oder Methan verwenden, sind batterie- und wasserstoffelektrische Antriebskonzepte implementiert. Alle Konzepte können auch als Plug-in-Hybrid-Variante Teil der Lösung sein. Antriebskonzepte mit Batterie können im System als Flexibilitätsoption, also als Stromspeicher, verwendet werden, der zu einem Teil netzdienlich be- und entladen werden kann.

Energie zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie wird in verschiedene Temperaturniveaus unterteilt. Für den Temperaturbereich unter  $480\text{ °C}$  wird ein stündliches Profil angenommen, das demjenigen der Basisstromlast angenähert ist.

---

<sup>404</sup> Hierbei wird auf das Jahr 2016 verwiesen, da für dieses die entsprechenden statistischen Werte vorliegen.

<sup>405</sup> BMWi 2019.

<sup>406</sup> Der Energiebedarf der Luft- und Schifffahrt ist in einen innerdeutschen und einen internationalen, also von Deutschland ausgehenden oder in Deutschland ankommenden, Teil getrennt.

Für Anwendungen mit einer Temperatur über 480 °C wird eine konstante Energienachfrage unterstellt. Die gesamte Energienachfrage über ein Jahr basiert auf den Daten des BMWi<sup>407</sup> und den szenariospezifischen Annahmen.

Als Speicher stehen dem System elektrische Energiespeicher in Form von stationären und mobilen Batterien in Fahrzeugen, Pumpspeicherkraftwerken oder Carnot-Batterien als Hochtemperaturspeicher mit Option zur Rückverstromung zur Verfügung. Zusätzlich werden Wasserstoffspeicher und thermische Warmwasserspeicher in verschiedenen Größenordnungen berücksichtigt.

Wasserstoff kann im Verkehr, in der Industrie (rohstofflich oder energetisch zur Erzeugung von Prozesswärme) oder in Gebäuden (mittels H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen) genutzt werden. Neben der Einspeisung ins Erdgasnetz besteht zudem die Möglichkeit, Wasserstoff als Rückverstromungsoption in Gasturbinen zu nutzen. Ferner kann Strom in Methanisierungs- oder in Power-to-Liquid-Anlagen in synthetisches Erdgas beziehungsweise flüssige Kraftstoffe zur Verwendung in Kraftwerken, Heizungstechnologien oder im Verkehr gewandelt werden. Wasserstoff kann entweder importiert oder inländisch aus Biomasse, durch Dampfreformierung von Methan oder durch Elektrolyse aus EE-Strom erzeugt werden.

Biomasse kann in unterschiedlichen Nutzungspfaden entweder direkt oder nach Umwandlung in einen anderen Energieträger verwertet werden. So kann zum Beispiel Holz in Kesseln für die Industrie zur Bereitstellung von Prozesswärme oder zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme im Gebäudesektor verwendet werden. Zusätzlich sind als Anlagen zur Umwandlung von Biomasse Biogasanlagen, Vergaseranlagen mit anschließender Synthetisierung in Wasserstoff, Methan oder flüssige Brennstoffe und Biodieselanlagen implementiert.

Neben der inländischen Erzeugung können aus erneuerbaren Energien hergestellte synthetische Energieträger importiert werden. Hierzu zählen Wasserstoff, Methan und flüssige Kraftstoffe. Jahresscharf wird dafür eine maximal zur Verfügung stehende Menge mit einem jeweiligen spezifischen Preis als Annahme vorgegeben. Der spezifische Preis ergibt sich aus den Herstellungskosten und den jeweils notwendigen Kosten für den Transport des Energieträgers. Wie viel dieser zur Verfügung stehenden Kapazitäten letztendlich verwendet wird, ist Ergebnis der Optimierung.

*REMod* simuliert stundenscharf den Betrieb und die dabei entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen des Energiesystems, das durch die installierten Kapazitäten der genannten Technologien beschrieben wird. Hierbei wird das Zusammenspiel der Technologien durch eine Betriebsführungshierarchie vorgegeben, die emissionsarme Technologien bevorzugt betreibt.<sup>408</sup>

---

407 BMWi 2019.

408 Palzer 2016; Sterchele 2019.

## Modellinput – szenariospezifische Annahmen

	Hauptszenario	Fokus Nachfrage- reduktion	Fokus Technologie- ausbau	Fokus Nachfrage- reduktion und Tech- nologieausbau	Notwendige Annah- men für KN2035
<b>Stromnachfrage</b>	398 TWh	Sinkend auf 218 TWh in 2045	398 TWh	Sinkend auf 218 TWh in 2045	Sinkend auf 218 TWh in 2035
<b>Nachfrage industrielle Prozesswärme</b>	2020: 535 TWh; 2045: 457 TWh	2020: 535 TWh; 2045: 358 TWh	2020: 535 TWh; 2045: 457 TWh	2020: 535 TWh; 2045: 358 TWh	2020: 535 TWh; 2035: 358 TWh
<b>Nachfrage Verkehr Pkw<sup>409</sup></b>	2020: 48 Mio. Fahrzeuge; 2045: 50 Mio. Fahrzeuge	2020: 48 Mio. Fahrzeuge; 2045: 25 Mio. Fahrzeuge	2020: 48 Mio. Fahrzeuge; 2045: 50 Mio. Fahrzeuge	2020: 48 Mio. Fahrzeuge; 2045: 25 Mio. Fahrzeuge	2020: 48 Mio. Fahrzeuge; 2035: 25 Mio. Fahrzeuge
<b>Nachfrage Verkehr Lkw</b>	2020: 5,71 Mio. Fahrzeuge; 2045: 7,28 Mio. Fahrzeuge	2020: 5,71 Mio. Fahrzeuge; 2045: 3,55 Mio. Fahrzeuge	2020: 5,71 Mio. Fahrzeuge; 2045: 7,28 Mio. Fahrzeuge	2020: 5,71 Mio. Fahrzeuge; 2045: 3,55 Mio. Fahrzeuge	2020: 5,71 Mio. Fahrzeuge; 2035: 3,55 Mio. Fahrzeuge
<b>Nachfrage Gebäudewärme<sup>410</sup></b>	2020: 25,6 Mio. Gebäude; 2045: 26,9 Mio. Gebäude	2020: 25,6 Mio. Gebäude; 2045: 23,1 Mio. Gebäude	2020: 25,6 Mio. Gebäude; 2045: 26,9 Mio. Gebäude	2020: 25,6 Mio. Gebäude; 2045: 23,1 Mio. Gebäude	2020: 25,6 Mio. Gebäude; 2035: 23,1 Mio. Gebäude
<b>Maximaler Zubau Photovoltaik</b>	10 GW/a	10 GW/a	15 GW/a	15 GW/a	30 GW/a
<b>Maximaler Zubau Wind onshore</b>	4,7 GW/a	4,7 GW/a	7 GW/a	7 GW/a	10 GW/a
<b>Gebäudesanierung</b>	1–2 %/a	1–2 %/a	2–5 %/a	2–5 %/a	2–5 %/a
<b>Wärmepumpen</b>	Maximal 70 % der Neuinstallationen	Maximal 70 % der Neuinstallationen	Maximal 80 % der Neuinstallationen	Maximal 80 % der Neuinstallationen	Maximal 80 % der Neuinstallationen
<b>Batterieelektrische Fahrzeuge</b>	Bis 2030 maximal 80 %, dann bis 2045 100 % der Neuzulassungen	Bis 2030 maximal 80 %, dann bis 2045 100 % der Neuzulassungen	Durchgehend maximal 100 % der Neuzulassungen	Durchgehend maximal 100 % der Neuzulassungen	Durchgehend maximal 100 % der Neuzulassungen
<b>Flexibilität mobiler Batterien</b>	10 % mobiler Batterien flexibel be- und entladbar	10 % mobiler Batterien flexibel be- und entladbar	25 % mobiler Batterien flexibel be- und entladbar	25 % mobiler Batterien flexibel be- und entladbar	25 % mobiler Batterien flexibel be- und entladbar
<b>Stationäre Batterien</b>	Maximal 40 GWh bis zum Jahr 2030	Maximal 40 GWh bis zum Jahr 2030	Unbegrenzter Zubau	Unbegrenzt	Unbegrenzt
<b>Maximaler Zubau Wind offshore</b>	5 GW/a	5 GW/a	4 GW/a	4 GW/a	10 GW/a

Tabelle 11: Szenariospezifische Annahmen.

<sup>409</sup> Variiert wird in REMod die Anzahl der Fahrzeuge bei gleichbleibender Fahrleistung je Fahrzeug.

<sup>410</sup> Die Nachfrage nach Heizwärme im Gebäudebereich berechnet sich aus der Anzahl der Gebäude, einer gebäudespezifischen Heizenergie sowie dem Sanierungsstand der Gebäude.

## Modellinput – technoökonomische Daten

## Abkürzungen:

CNG	compressed natural gas (verdichtetes Erdgas)
el	elektrisch
HT	HT
ICE	internal combustion engine (Verbrennungsmotor)
M-/O-Kosten	Maintenance-/Operation-Kosten (Betriebs- und Wartungskosten)
NT	Niedertemperatur
th	thermisch

Komponente	Größe	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Offshore Wind	Investition	€/kW_el	3512	3210	2937	2697	2493	2337	2251
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	Potenzial	GW	0.66	0.66	2.77	2.77	2.77	2.77	2.77
	M/O-Kosten	% Invest	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Onshore Wind	Investition	€/kW_el	1493	1411	1366	1345	1337	1335	1335
	Lebensdauer	a	24	24	25	25	25	26	26
	Potenzial	GW	5.52	5.52	5.52	5.52	5.52	5.52	5.52
	M/O-Kosten	% Invest	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Photovoltaik Dach Süd	Investition	€/kW_el	976	828	718	643	597	576	571
	Lebensdauer	a	26	26	27	27	28	28	29
	Potenzial	GW	1.90	4.00	6.50	6.50	6.50	6.50	6.50
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Photovoltaik Dach Ost-West	Investition	€/kW_el	976	828	718	643	597	576	571
	Lebensdauer	a	26	26	27	27	28	28	29
	Potenzial	GW	2.30	4.50	6.50	6.50	6.50	6.50	6.50
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Photovoltaik Freifläche Süd	Investition	€/kW_el	648	600	550	505	463	425	390
	Lebensdauer	a	26	26	27	27	28	28	29
	Potenzial	GW	1.00	3.40	4.35	4.35	5.35	5.35	5.35
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
GuD-Kraftwerke	Investition	€/kW_el	700	700	700	700	700	700	700
	Lebensdauer	a	40	40	40	40	40	40	40
	M/O-Kosten	% Invest	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
	Wirkungsgrad	%	56.0	57.0	59.0	60.0	61.0	62.0	63.0
Gasturbine	Investition	€/kW_el	385	385	385	385	385	385	385
	Lebensdauer	a	40	40	40	40	40	40	40
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	Wirkungsgrad	%	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0
Braunkohlekraftwerk	Investition	€/kW_el	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700
	Lebensdauer	a	45	45	45	45	45	45	45
	M/O-Kosten	% Invest	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
	Wirkungsgrad	%	37.0	38.0	39.0	40.0	41.0	42.0	42.0
Steinkohlekraftwerk	Investition	€/kW_el	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
	Lebensdauer	a	45	45	45	45	45	45	45
	M/O-Kosten	% Invest	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
	Wirkungsgrad	%	41.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0
H <sub>2</sub> -Rückverstromung (Gasturbine)	Investition	€/kW_el	500	451	419	399	389	386	385
	Lebensdauer	a	40	40	40	40	40	40	40
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	Wirkungsgrad	%	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0

Tabelle 12: Stromerzeuger

Komponente	Größe	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wärmenetze	Investition	€/kW	400	400	400	400	400	400	400
	Lebensdauer	a	40	40	40	40	40	40	40
	M/O-Kosten	% Invest	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Gasnetz	Investition	€/kW	28	28	28	28	28	28	28
	Lebensdauer	a	30	30	30	30	30	30	30
	M/O-Kosten	% Invest	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Anbindung - Offshore Seekabel	Investition	€/kW_Wind_off	430	430	430	430	430	430	430
	Lebensdauer	a	40	40	40	40	40	40	40
	M/O-Kosten	% Invest	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
HGÜ (Nord-Süd-Anbindung)	Investition	€/kW_Wind_off	200	200	200	200	200	200	200
	Lebensdauer	a	40	40	40	40	40	40	40
	M/O-Kosten	% Invest	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Mittelspannung (Onshore Ausbau)	Investition	€/kW_Wind_on	180	180	180	180	180	180	180
	Lebensdauer	a	40	40	40	40	40	40	40
	M/O-Kosten	% Invest	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Verteilnetz (PV-Ausbau)	Investition	€/kW_PV	140	140	140	140	140	140	140
	Lebensdauer	a	40	40	40	40	40	40	40
	M/O-Kosten	% Invest	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Elektrolyse (MIX PEM/AEL/HTEL)	Investition	€/kW_el	738	676	613	584	554	525	495
	Lebensdauer	a	26	26	25	26	28	29	30
	M/O-Kosten	% Invest	3.5	3.4	3.3	3.5	3.6	3.8	3.9
	Wirkungsgrad	%	64.5	64.8	65.1	66.4	67.6	68.9	70.2
Stationäre Batterien	Investition	€/kWh_el	400	275	150	138	125	113	100
	Lebensdauer	a	10	10	15	15	15	15	15
	M/O-Kosten	% Invest	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
	Wirkungsgrad	%	85.8	86.5	87.2	87.8	88.5	89.2	90.0
Wasserstoffspeicher - Kapazität	Investition	€/kWh_H <sub>2</sub>	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 13: Energiewandler und Speicher

Komponente	Größe	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wärmenetze: Geothermie-Direktwärme (Tiefe>1000m, keine Stromerzeugung)	Investition	€/kW_th	3.775	3.584	3.392	3221	3.049	2.895	2.740
	Lebensdauer	a	30	30	35	35	40	40	50
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Wärmenetze: GuD mit Wärmeauskopplung > 10 MW	Investition	€/kW_el	791	768	753	743	738	737	736
	Lebensdauer	a	30	30	30	30	30	30	30
	M/O-Kosten	% Invest	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
	Wirkungsgrad el.	%	56.0	58.0	59.0	60.0	61.0	62.0	63.0
	Wirkungsgrad th.	%	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Wärmenetze: (Groß-) Wärmepumpen (Wasser-Wasser)	Investition	€/kW_th	400	375	350	325	300	275	250
	Lebensdauer	a	25	25	25	25	25	25	25
	M/O-Kosten	% Invest	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Wärmenetze: Solarthermie (Freiflächenanlagen)	Investition	€/m <sup>2</sup>	290	260	230	215	200	195	190
	Lebensdauer	a	30	30	30	30	30	30	30
	M/O-Kosten	% Invest	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Wärmenetze: Wärmespeicher (Wasser ca. 50 m <sup>3</sup> )	Investition	€/m <sup>3</sup>	139	129	119	110	100	90	80
	Lebensdauer	a	40	40	40	40	40	40	40
	M/O-Kosten	% Invest	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

Tabelle 14: Heizungstechnologien – Wärmenetze

Komponente	Größe	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ölkessel	Investition	€/kW <sub>th</sub>	136	136	136	136	136	136	136
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	Wirkungsgrad NT	%	94.0	94.0	94.0	94.0	94.0	94.0	94.0
	Wirkungsgrad HT	%	89.0	89.0	89.0	89.0	89.0	89.0	89.0
Gaskessel	Investition	€/kW <sub>th</sub>	97	97	97	97	97	97	97
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	Wirkungsgrad NT	%	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0
	Wirkungsgrad HT	%	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0
Biomassekessel/Holzessel	Investition	€/kW <sub>th</sub>	251	243	236	228	221	214	206
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
	Wirkungsgrad NT	%	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0
	Wirkungsgrad HT	%	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0
Gaswärmepumpe HT/NT	Investition	€/kW <sub>th</sub>	1.100	1.100	1.100	1.000	1.000	900	900
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	5.0	5.0	5.0	5.0	4.0	4.0	4.0
Elektrische Wärmepumpe (Wärmequelle: Erdreich) NT	Investition	€/kW <sub>th</sub>	1656	1574	1493	1409	1325	1244	1162
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	1.3	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Elektrische Wärmepumpe (Wärmequelle: Außenluft) NT	Investition	€/kW <sub>th</sub>	900	857	815	770	725	683	640
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Hybride Wärmepumpe (el. WP und Gaskessel, Außen- luft) NT	Investition	€/kW <sub>th</sub>	997	954	912	867	822	780	737
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
BHKW Einzelgebäude <100 kW <sub>el</sub> NT/HT	Investition	€/kW <sub>el</sub>	1.614	1.534	1.480	1.448	1.431	1.425	1.424
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
	Wirkungsgrad el.	%	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0
	Wirkungsgrad th.	%	44.0	44.0	44.0	44.0	44.0	44.0	44.0
H <sub>2</sub> -Brennstoffzelle für Strom&Wärme im Einzelge- bäude <100 kW <sub>el</sub> NT	Investition	€/kW <sub>el</sub>	8.285	3.903	2.072	1.455	1.308	1.289	1.289
	Lebensdauer	a	15	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	3.6	3.4	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
	Wirkungsgrad el.	%	62.9	63.4	63.9	64.4	64.9	65.4	65.9
	Wirkungsgrad th.	%	27.9	28.1	28.3	28.5	28.7	28.9	29.1

Komponente	Größe	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CH <sub>4</sub> -Brennstoffzelle NT	Investition	€/kW <sub>el</sub>	9.113	4.293	2.280	1.600	1.438	1.418	1.418
	Lebensdauer	a	15	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	3.6	3.4	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
	Wirkungsgrad el.	%	53.5	53.9	54.3	54.8	55.2	55.6	56.0
	Wirkungsgrad th.	%	33.0	33.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0
Elektrische Wärmepumpe (Wärmequelle: Erdreich) HT	Investition	€/kW <sub>th</sub>	1.822	1.732	1.642	1.550	1.458	1.368	1.278
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	1.3	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Elektrische Wärmepumpe (Wärmequelle: Außenluft) HT	Investition	€/kW <sub>th</sub>	990	943	897	847	798	751	704
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Hybride Wärmepumpe (el. WP und Gaskessel, Außenluft) HT	Investition	€/kW <sub>th</sub>	1.097	1.049	1.003	954	904	858	811
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
H <sub>2</sub> -Brennstoffzelle für Strom&Wärme im Einzelgebäude <100 kW <sub>el</sub> HT	Investition	€/kW <sub>el</sub>	8.285	3.903	2.072	1.455	1.308	1.289	1.289
	Lebensdauer	a	10	10	10	10	10	10	10
	M/O-Kosten	% Invest	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
	Wirkungsgrad el.	%	55.1	56.9	58.7	60.5	62.3	64.1	65.9
	Wirkungsgrad th.	%	39.9	38.1	36.3	34.5	32.7	30.9	29.1
CH <sub>4</sub> -Brennstoffzelle HT	Investition	€/kW <sub>el</sub>	7.826	3.724	2.071	1.543	1.429	1.418	1.418
	Lebensdauer	a	17	20	20	20	20	20	10
	M/O-Kosten	% Invest	3.5	3.4	3.3	3.3	3.3	3.3	3.0
	Wirkungsgrad el.	%	46.8	48.4	49.9	51.4	52.9	54.5	56.0
	Wirkungsgrad th.	%	39.0	38.2	37.3	36.5	35.7	34.8	34.0
Solarthermiekollektoren (Aufdachanlagen) NT/HT	Investition	€/m <sup>2</sup>	550	475	400	375	350	330	310
	Lebensdauer	a	25	25	25	25	25	25	25
	M/O-Kosten	% Invest	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Wärmespeicher (Wasser) - in Einzelgebäuden	Investition	€/l	1	1	1	1	1	1	1
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Gebäudesanierung EnEV2015 -25 % (Bezeichnung: „vollsaniiert“)	Investition	€/m <sup>2</sup>	102	102	102	102	102	102	102
	Lebensdauer	a	50	50	50	50	50	50	50
	M/O-Kosten	% Invest	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Gebäudesanierung „Passivhaus“ (Bezeichnung: „vollsaniiert+“)	Investition	€/m <sup>2</sup>	180	180	180	180	180	180	180
	Lebensdauer	a	50	50	50	50	50	50	50
	M/O-Kosten	% Invest	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Absenkung der Vorlauftemperatur in Wohngebäuden (z.B. durch Fußbodenheizung)	Investition	€/m <sup>2</sup>	60	60	60	60	60	60	60
	Lebensdauer	a	50	50	50	50	50	50	50
	M/O-Kosten	% Invest	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5

Tabelle 15: Heizungstechnologien – Einzelgebäude



Komponente	Größe	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Holz- und holzartige Biomasse zu CH <sub>4</sub> (Vergasung mit anschl. Synthetisierung)	Investition	€/kW <sub>th</sub>	2.561	2.198	1.955	1.808	1.732	1.704	1.700
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
	Wirkungsgrad	%	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0
Holz- und holzartige Biomasse zu H <sub>2</sub> (Vergasung mit anschl. Synthetisierung)	Investition	€/kW <sub>th</sub>	1.874	1.609	1.431	1.323	1.267	1.247	1.244
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
	Wirkungsgrad	%	61.0	61.0	61.0	61.0	61.0	61.0	61.0
Holz- und holzartige Biomasse zu flüssigen Kraftstoffen (Vergasung mit anschl. Synthetisierung)	Investition	€/kW <sub>th</sub>	2.835	2.434	2.164	2.001	1.917	1.886	1.882
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
	Wirkungsgrad	%	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0
Biodieselanlage (Raps zu Biodiesel)	Investition	€/kW <sub>th</sub>	150	150	150	150	150	150	150
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
	Wirkungsgrad (Feld zu Fuel)	%	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Biogasanlage (Rohstoff Biogas - ohne BHKW!) die verf. Energiemengen werden i.d.R. bereits als "Biogas" ausgewiesen, deshalb kein Wirkungsgrad	Investition	€/kW <sub>Biogas</sub>	965	852	776	731	707	698	697
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Biogas Aufbereitung (CO <sub>2</sub> -Abscheidung -> Bio-Erdgas)	Investition	€/kWh <sub>Gas</sub>	538.5	412.7	328.4	277.3	251.1	241.4	240.0
	Lebensdauer	a	25	25	25	25	25	25	25
	M/O-Kosten	% Invest	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
	Wirkungsgrad	%	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0
BHKW < 0.5 MW (Biogas-Direktverstromung)	Investition	€/kW <sub>el</sub>	556	541	528	517	509	503	500
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
	Wirkungsgrad	%	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0

Tabelle 16: Biomasse-Wandler









Komponente	Größe	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ladeinfrastruktur langsam (reine) Batteriefahrzeuge* LKW	Investition	€/Ladesäule	0	93.459	0	1.451.905	0	0	0
	Lebensdauer	a	30	30	30	30	30	30	30
	M/O-Kosten	% Invest	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
	Anzahl pro Kfz	-	0	1	0	1	0	0	0
Ladeinfrastruktur schnell (reine) Batteriefahrzeuge* LKW	Investition	€/Ladesäule	0	0	0	0	0	0	0
	Lebensdauer	a	30	30	30	30	30	30	30
	M/O-Kosten	% Invest	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
	Anzahl pro Kfz	-	0	0	0	0	0	0	0
Ladeinfrastruktur Brennstoffzellen Fahrzeuge * LKW	Investition	€/Ladesäule	2.243.051	2.000.991	1.787.894	1.787.894	1.787.894	1.787.894	1.787.894
	Lebensdauer	a	30	30	30	30	30	30	30
	M/O-Kosten	% Invest	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
	Anzahl pro Kfz	-	0.01480	0.01325	0.01321	0.01321	0.01321	0.01321	0.01321
Ladeinfrastruktur CNG Fahrzeuge * LKW	Investition	€/Ladesäule	1.708.860	1.584.483	1.469.159	1.469.159	1.469.159	1.469.159	1.469.159
	Lebensdauer	a	30	30	30	30	30	30	30
	M/O-Kosten	% Invest	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	Anzahl pro Kfz	-	0.01368	0.01368	0.01368	0.01368	0.01368	0.01368	0.01368

Tabelle 17: Antriebskonzepte Verkehr – Pkw und Lkw. \*Annahme Ladeinfrastruktur: keine Mehrkosten für hybride Konzepte.

Komponente	Größe	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Biomassekessel Industrie NT	Investition	€/kW_th	251	243	236	228	221	214	206
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
	Wirkungsgrad	%	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0
Solarthermische Wärme für Indust- rieprozesse NT (Groß-)Wärmepum- pen (Sole-Wasser) NT	Kosten	€/MWh_th	89	82	75	69	63	58	54
	Investition	€/kW_th	400	375	350	325	300	275	250
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Ölkessel Industrie NT	Investition	€/kW_th	136	136	136	136	136	136	136
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	Wirkungsgrad	%	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0
Gaskessel Industrie NT	Investition	€/kW_th	97	97	97	97	97	97	97
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	Wirkungsgrad	%	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0
Elektrodenkessel NT	Investition	€/kW_el	136	136	136	136	136	136	136
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	Wirkungsgrad	%	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0
BHKW > 1 MW_el NT	Investition	€/kW_el	650	650	650	650	650	650	650
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
	Wirkungsgrad el.	%	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
	Wirkungsgrad th.	%	45	45	45	45	45	45	45
H <sub>2</sub> -Kessel NT	Investition	€/kW_th	136	136	136	136	136	136	136
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	Wirkungsgrad	%	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0
Kohlekessel Industrie NT	Investition	€/kW_th	251	243	236	228	221	214	206
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	Wirkungsgrad	%	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0

Tabelle 18: Industrie (Prozesswärmeerzeugung) Niedertemperatur

Komponente	Größe	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Biomassekessel Industrie HT	Investition	€/kW_th	251	243	236	228	221	214	206
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
	Wirkungsgrad	%	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0
Solarthermische Wärme für Industrie HT	Kosten	€/kWh_th	0	0	0	0	0	0	0
(Groß-)Wärmepumpen (Sole-Wasser) HT	Investition	€/kW_th	692	657	638	629	625	625	625
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Ölkessel Industrie HT	Investition	€/kW_th	136	136	136	136	136	136	136
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	Wirkungsgrad	%	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0
Gaskessel Industrie HT	Investition	€/kW_th	97	97	97	97	97	97	97
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	Wirkungsgrad	%	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0
Elektrodenkessel HT	Investition	€/kW_el	136	136	136	136	136	136	136
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	Wirkungsgrad	%	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0
GuD-KWK > 1 Mwel HT	Investition	€/kW_el	650	650	650	650	650	650	650
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
	Wirkungsgrad el.	%	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
	Wirkungsgrad th.	%	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
H <sub>2</sub> -Kessel HT	Investition	€/kW_th	136	136	136	136	136	136	136
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	Wirkungsgrad	%	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0
Kohlekessel Industrie HT	Investition	€/kW_th	251	243	236	228	221	214	206
	Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20
	M/O-Kosten	% Invest	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	Wirkungsgrad	%	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0

Tabelle 19: Industrie (Prozesswärmeerzeugung) HT



## Modellinput – Energiepreise

Energiepreise in €/MWh	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Erdgas</b>	23	23	23	23	23	23	23
<b>Öl/Treibstoff</b>	51	51	51	51	51	51	51
<b>Steinkohle</b>	13	13	13	13	13	13	13
<b>Braunkohle</b>	2	2	2	2	2	2	2
<b>Strom aus AKW</b>	30	30	30	30	30	30	30
<b>Solare Prozesswärme</b>	89	82	75	69	63	58	54
<b>Biomasse (Holz/Stroh)</b>	30	30	30	30	30	30	30
<b>Biomasse Anbau</b>	50	50	50	50	50	50	50
<b>Biomasse (feucht)</b>	1	1	1	1	1	1	1
<b>CO<sub>2</sub>-Zertifikate</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>H<sub>2</sub>-Import</b>	233	203	174	164	154	144	134
<b>CH<sub>4</sub>-Import</b>	304	254	205	192	180	167	155
<b>SynFuel-Import</b>	300	245	190	177	164	151	138

Tabelle 20: Energiepreise in den Hauptszenarien

## Literatur

### acatech 2018

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften:  
*CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie*, 2018. URL: <https://www.acatech.de/publikation/ccu-und-ccs-bausteine-fuer-den-klimaschutz-in-der-industrie-analyse-handlungsoptionen-und-empfehlungen/> [Stand: 05.01.2023].

### acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften,  
Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina,  
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften  
e.V. (Hrsg.): *Sektorkopplung - Optionen für die nächste Phase der Energiewende* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2017.

### acatech/Leopoldina/Akademienunion 2020

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften,  
Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina,  
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften  
(Hrsg.): *Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem. Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2020.

### acatech/Leopoldina/Akademienunion 2022-1

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften,  
Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina,  
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften  
(Hrsg.): *Welche Auswirkungen hat der Ukrainekrieg auf die Energiepreise und Versorgungssicherheit in Europa?* (Impuls), Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“, 2022.

### acatech/Leopoldina/Akademienunion 2022-2

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften,  
Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina,  
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften:  
*Wie kann der Ausbau von Photovoltaik und Windenergie beschleunigt werden?* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2022. URL: <http://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:gbv:3:2-892203> [Stand: 05.01.2023].

### acatech/Leopoldina/Akademienunion 2023

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften,  
Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina,  
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften  
(Hrsg.): *Wie wird Deutschland klimaneutral? Handlungsoptionen für Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2023.

### Agora 2018

Agora Verkehrswende: *Klimaschutz im Verkehr: Maßnahmen zur Erreichung des Sektorziels 2030*, Berlin, 2018.

### Agora 2021

Agora Energiewende: *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann*, Berlin, 2021. URL: [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_04\\_KNDE45/A-EW\\_231\\_KNDE2045\\_Langfassung\\_DE\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf) [Stand: 10.10.2022].

### Agora 2022

Agora Energiewende: *Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen. Maßnahmen für den Weg aus der fossilen Energiekrise*, Berlin, 2022.

### Agora Verkehrswende 2021-1

Agora Verkehrswende: *Vier Jahre für die Fairkehrswende. Empfehlungen für eine Regierungs-Charta mit Kurs auf Klimaneutralität und soziale Gerechtigkeit im Verkehr in der 20. Legislaturperiode (2021-2025)*, 2021. URL: <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/vier-jahre-fuer-die-fairkehrswende/> [Stand: 10.10.2022].

### Agora Verkehrswende 2021-2

Agora Verkehrswende: *Pendlerverkehr in Deutschland. Zahlen und Fakten zu den Wegen zwischen Wohn- und Arbeitsort.*, Berlin, 2021. URL: [https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/Pendlerverkehr/63\\_Faktenblatt\\_Pendlerverkehr.pdf](https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/Pendlerverkehr/63_Faktenblatt_Pendlerverkehr.pdf) [Stand: 10.10.2022].

**Alipour et al. 2020**

Alipour, J. V./Falck, O./Schüller, S.: *Germany's Capacity to Work from Home. CESifo Working Paper No. 8227*, (8227), Bonn, 2020. URL: [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=3578262#](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3578262#) [Stand: 10.10.2022].

**Ariadne 2021-1**

Kopernikus-Projekt Ariadne/Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung: *Ariadne-Analyse: Klimaschutz und Verkehr: Zielerreichung nur mit unbequemen Maßnahmen möglich*, Potsdam, 2021.

**Ariadne 2021-2**

Kopernikus-Projekt Ariadne/Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung: *Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich 2021*.

**Arning et al.**

Arning, K./Linzenich, A./Kaetelhoe, A./Sternberg, A./Bardow, A./Ziefle, M.: „Same or different? Insights on public perception and acceptance of carbon capture and storage or utilization in Germany“. In: *Energy Policy*, 125, S. 235–249.

**Association négaWatt 2018**

Association négaWatt: *La sobriété énergétique. Pour une société plus juste et plus durable*, 2018. URL: [https://negawatt.org/IMG/pdf/sobriete-scenario-negawatt\\_brochure-12pages\\_web.pdf](https://negawatt.org/IMG/pdf/sobriete-scenario-negawatt_brochure-12pages_web.pdf) [Stand: 10.10.2022].

**Ausfelder et al. 2017**

Ausfelder, F./Drake, F.-D./Erlach, B./Fischedick, M./Henning, H.-M./Kost, C./Münch, W./Pittel, K./Rehtanz, C./Sauer, J./Schätzler, K./Stephanos, C./Themann, M./Umbach, E./Wagemann, K./Wagner, H.-J./Wagner, U.: „Sektorkopplung“ - *Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2017.

**Azarova et al. 2019**

Azarova, V./Cohen, J./Friedl, C./Reichl, J.: „Designing local renewable energy communities to increase social acceptance: Evidence from a choice experiment in Austria, Germany, Italy, and Switzerland“. In: *Energy Policy*, 132, 2019, S. 1176–1183.

**Baumgärtner et al. 2021**

Baumgärtner, N./Deutz, S./Reinert, C./Nolzen, N./Kuepper, L. E./Hennen, M./Hollermann, D. E./Bardow, A.: „Life-Cycle Assessment of Sector-Coupled National Energy Systems: Environmental Impacts of Electricity, Heat, and Transportation in Germany Till 2050“. In: *Frontiers in Energy Research*, 9, 2021, S. 1–13.

**BDEW 2022**

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *Kurzfristige Substitutions- und Einsparpotenziale Erdgas in Deutschland*, Berlin, 2022. URL: [https://www.bdew.de/media/documents/Kurzfristige\\_Gassubstitution\\_Deutschland\\_fi-nal\\_17.03.2022\\_korr1.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Kurzfristige_Gassubstitution_Deutschland_fi-nal_17.03.2022_korr1.pdf) [Stand: 05.01.2023].

**BDI 2018**

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI): *Klimapfade für Deutschland*, 2018. URL: <https://bdi.eu/publikation/news/kli-mapfade-fuer-deutschland/> [Stand: 05.01.2023].

**BDI 2021**

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI): *Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. Studie erstellt von der Boston Consulting Group, Berlin, 2021.

**Bertram/ Merk**

Bertram, C./Merk, C.: „Public Perceptions of Ocean-Based Carbon Dioxide Removal: The Nature-Engineering Divide?“. In: *Front Clim*, 2:594194.

**BMDV 2022**

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: *Verkehr in Zahlen 2021/2022*, 2022. URL: [https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2021-2022-pdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2021-2022-pdf.pdf?__blob=publicationFile) [Stand: 10.10.2022].

**BMWi 2017**

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWi): *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*. Modul 3: *Referenzszenario und Basisszenario*. Studie erstellt von Fraunhofer ISI, 2017.

**BMWi 2019**

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): *Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi*, Berlin, 2019.

**BMWi 2021**

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWi): *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3.*, 2021.

**BMWK 2022**

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: *Jahreswirtschaftsbericht der Bundesregierung 2022. Für eine Sozial-ökologische Marktwirtschaft – Transformation innovativ gestalten*, 2022. URL: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/jahreswirtschaftsbericht-2022.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=18](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/jahreswirtschaftsbericht-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=18) [Stand: 10.10.2022].

**Böcker et al. 2020**

Böcker, M./Brüggemann, H./Christ, M./Knak, A./Lage, J./Sommer, B.: *Wie wird weniger genug?: oekom verlag* 2020.

**Braun et al. 2018**

Braun, C./Merk, C./Pönitzsch, G./Rehdanz, K./Schmidt, U.: „Public perception of climate engineering and carbon capture and storage in Germany: survey evidence“. In: *Climate Policy*, 18, 4, 2018, S. 471–484.

**Breitschopf et al. 2022**

Breitschopf, B./Keil, J./Scheller, F./Burghard, U.: „Does Financial Participation Promote the Acceptance of the Energy Transition?“. In: *SSRN Electronic Journal*, 2022.

**Broecks et al. 2016**

Broecks, K. P./van Egmond, S./van Rijnsoever, F. J./Verlinde-van den Berg, M./Hekkert, M. P.: „Persuasiveness, importance and novelty of arguments about Carbon Capture and Storage“. In: *Environmental Science & Policy*, 59, 2016, S. 58–66.

**Broecks et al. 2021**

Broecks, K./Jack, C./Mors, E. ter/Boomsma, C./Shackley, S.: „How do people perceive carbon capture and storage for industrial processes? Examining factors underlying public opinion in the Netherlands and the United Kingdom“. In: *Energy Research & Social Science*, 81, 2021, S. 102236.

**BV Glas 2020**

Bundesverband Glasindustrie e.V.: *Jahresbericht 2020 – Annual Report*, 2020. URL: [https://www.bvglas.de/media/Facts\\_and\\_figures\\_Jahresberichte/Jahresbericht\\_BVGlas\\_2020.pdf](https://www.bvglas.de/media/Facts_and_figures_Jahresberichte/Jahresbericht_BVGlas_2020.pdf) [Stand: 05.01.2023].

**Clausen/Schramm 2021**

Clausen, J. & Schramm, S.: *Klimaschutzpotenziale der Nutzung von Videokonferenzen und Homeoffice. Ergebnisse einer repräsentativen Befragung von Geschäftsreisenden*. CliDiTrans Werkstattbericht., Berlin: Borderstep Institut, 2021.

**Colville-Andersen 2014**

Colville-Andersen, C.: *The Green Waves of Copenhagen*, 2014. URL: <http://www.copenhagengene.com/2014/08/the-green-waves-of-copenhagen.html> [Stand: 12.10.2022].

**dena 2018**

Deutsche Energieagentur (dena): *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*, Berlin 2018.

**dena 2021-1**

Deutsche Energie-Agentur (dena): *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 – Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems*., Berlin, 2021. [Stand: 10.10.2022].

**dena 2021-2**

Deutsche Energie-Agentur (dena)(Hrsg.): *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 – Transformation des Gebäudesektors. Gebäudespezifische Modellierung und Begleitung des Studienprozesses*. Gutachten im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, erstellt durch Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH/Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V., 2021.

**dena 2022**

Deutsche-Energie-Agentur GmbH (dena): *Dena - Gebäudereport 2022*. Zahlen, Daten, Fakten, Berlin, 2022.

**dena et al. 2019**

Deutsche Energie-Agentur/Navigant/ifeu/Öko-Institut e.V./adelphi, prognos: *Vorbereitende Untersuchungen zur Erarbeitung einer Langfristigen Renovierungsstrategie nach Art 2a der EU-Gebäuderichtlinie RL 2018/844 (EPBD)*. Ergänzung zum Endbericht, 2019.

**Deutscher Bundestag 2018**

Deutscher Bundestag: *Evaluierungsbericht der Bundesregierung über die Anwendung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes sowie die Erfahrungen zur CCS-Technologie*. (Drucksache, 19/6891), 2018.

**DIN e.V. 2008**

Deutsches Institut für Normung e.V.: *Energieeffizienz von Gebäuden – Berechnung des Energiebedarfs für Heizung und Kühlung (ISO 3790:2008)*, Deutsche Fassung EN ISO 13790:2008 (in Kraft getr. am 09.2008) 2008.

**DIW 2016**

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW): „Home Office: Möglichkeiten werden bei weitem nicht ausgeschöpft“. In: *DIW Wochenbericht*, 5, 2016, S. 95–105.

**DIW 2022**

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW): *Wie sicher ist die Energieversorgung ohne russisches Erdgas?* DIW aktuell Nr. 83, 2022.

**Dütschke et al. 2015**

Dütschke, E./Schumann, D./Pietzner, K.: „Chances for and Limitations of Acceptance for CCS in Germany“. In: Liebscher, A./Münch, U. (Hrsg.): *Geological Storage of CO<sub>2</sub> – Long Term Security Aspects*, Cham: Springer International Publishing 2015 (Advanced Technologies in Earth Sciences), S. 229–245.

**Dütschke et al. 2016**

Dütschke, E./Wohlfarth, K./Höller, S./Viebahn, P./Schumann, D./Pietzner, K.: „Differences in the public perception of CCS in Germany depending on CO<sub>2</sub> source, transport option and storage location“. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 53, 2016, S. 149–159.

**Erlach et al. 2022**

Erlach, B./Fuss, S./Geden, O./Glotzbach, U./Henning, H.-M./Pittel, K./Renn, J./Rens, S./Sauer, D.U./Schmidt, C.M./Spiecker genannt Döhmann, I./Stemmler, C./Stephanos, C./Strefler, J.: *Was sind negative Emissionen, und warum brauchen wir sie? „Kurz erklärt!“* des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“, Berlin, 2022. URL: <https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/stellungnahme/kurz-erklart-negative-emissionen> [Stand: 07.10.2022].

**Europäische Kommission 2018**

Europäische Kommission: *In-Depth Analysis in support of the Commission Communication COM(2018) 773. A Clean Planet for all – A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*, Brüssel, 2018. URL: [https://climate.ec.europa.eu/system/files/2018-11/com\\_2018\\_773\\_analysis\\_in\\_support\\_en.pdf](https://climate.ec.europa.eu/system/files/2018-11/com_2018_773_analysis_in_support_en.pdf) [Stand: 05.01.2023].

**Europäische Kommission 2021-1**

Europäische Kommission: *Communication from the Commission to the European Parliament and the Council. Sustainable Carbon Cycles*, Brüssel, 2021. URL: [https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-12/com\\_2021\\_800\\_en\\_o.pdf](https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-12/com_2021_800_en_o.pdf) [Stand: 05.01.2023].

**Europäische Kommission 2021-2**

Europäische Kommission: *Verordnung (EU) 2021/341 der Kommission vom 23. Februar 2021 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/424, (EU) 2019/1781, (EU) 2019/2019, (EU) 2019/2020, (EU) 2019/2021, (EU) 2019/2022, (EU) 2019/2023 und (EU) 2019/2024 in Bezug auf Ökodesign-Anforderungen an Server und Datenspeicherprodukte, Elektromotoren und Drehzahlregelungen, Kühlgeräte, Lichtquellen und separate Betriebsgeräte, elektronische Displays, Haushaltsgeschirrspüler, Haushaltswaschmaschinen und Haushaltswäschetrockner sowie Kühlgeräte mit Direktverkaufsfunktion (Text von Bedeutung für den EWR)*, 2021.

**EWI 2021**

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI): *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems*. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), 2021. URL: [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/03/211005\\_EWI-Gutachterbericht\\_dena-Leitstudie-Aufbruch-Klimaneutralitaet.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/03/211005_EWI-Gutachterbericht_dena-Leitstudie-Aufbruch-Klimaneutralitaet.pdf) [Stand: 04.01.2023].

**Fischedick et. al 2014**

Fischedick M./Roy J./Abdel-Aziz, A./Acquaye, A./Allwood, J. M./Ceron, J.-P./Geng, Y./Kheshgi, H./Lanza, A./Perczyk, D./Price, L./Santalla, E./Scheinbaum, C./Tanaka, K.: *Industry*. In: *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. (Edenhofer, O./Pichs-Madruga, R./Sokona, Y./Farahani, E./Kadner, S./Seyboth, K./Adler, A./Baum, I./Brunner, S./Eickemeier, P./Kriemann, B./Savolainen, J./Schlömer, S./von Stechow, C./Zwicker T./Minx, J.C. (Hrsg.)). Cambridge University Press, Cambridge, UK und New York, NY, USA, 2014.

**Fraune/ Knodt 2019**

Fraune, C./Knodt, M.: „Politische Partizipation in der Mehrebenengovernance der Energiewende als institutionelles Beteiligungsparadox“. In: Fraune, C./Knodt, M./Gölz, S./Langer, K. (Hrsg.): *Akzeptanz und politische Partizipation in der Energietransformation*, Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden 2019 (Energietransformation), S. 159–182.

**Frick et al. 2020**

Frick, V./Matthies, E./Thøgersen, J./Santarius, T.: „Do online environments promote sufficiency or overconsumption? Online advertisement and social media effects on clothing, digital devices, and air travel consumption“. In: *Journal of Consumer Behaviour*, 20 (2), S. 288–308.

**Friedlingstein et al. 2022**

Friedlingstein, P./Jones, M. W./O’Sullivan, M./Andrew, R. M./Bakker, D. C. E./Hauck, J./Le Quééré, C./Peters, G. P./Peters, W./Pongratz, J./Sitch, S./Canadell, J. G./Ciais, P./Jackson, R. B./Alin, S. R./Anthoni, P./Bates, N. R./Becker, M./Bellouin, N./Bopp, L./Chau, T. T./Chevallier, F./Chini, L. P./Cronin, M./Currie, K. I./Decharme, B./Djeutchouang, L. M./Dou, X./Evans, W./Feely, R. A./Feng, L./Gasser, T./Gilfillan, D./Gkritzalis, T./Grassi, G./Gregor, L./Gruber, N./Gürses, Ö./Harris, I./Houghton, R. A./Hurt, G. C./Iida, Y./Ilyina, T./Luijckx, I. T./Jain, A./Jones, S. D./Kato, E./Kennedy, D./Klein Goldeewijk, K./Knauer, J./Korsbakken, J. I./Körtzinger, A./Landschützer, P./Lauvset, S. K./Lefèvre, N./Lienert, S./Liu, J./Marland, G./McGuire, P. C./Melton, J. R./Munro, D. R./Nabel, J. E. M. S./Nakaoka, S.-I./Niwa, Y./Ono, T./Pierrot, D./Poulter, B./Rehder, G./Resplandy, L./Robertson, E./Rödenbeck, C./Rosan, T. M./Schwinger, J./Schwingshackl, C./Séférian, R./Sutton, A. J./Sweeney, C./Tanhua, T./Tans, P. P./Tian, H./Tilbrook, B./Tubiello, F./van der Werf, G. R./Vuichard, N./Wada, C./Wanninkhof, R./Watson, A. J./Willis, D./Wiltshire, A. J./Yuan, W./Yue, C./Yue, X./Zaehle, S./Zeng, J.: „Global Carbon Budget 2021“. In: *Earth System Science Data*, 14, 4, 2022, S. 1917–2005.

**Fuss et al. 2020**

Fuss, S./Canadell, J. G./Ciais, P./Jackson, R. B./Jones, C. D./Lyngfelt, A./Peters, G. P./Vuuren, D. V.: „Moving toward Net-Zero Emissions Requires New Alliances for Carbon Dioxide Removal. Copyright Elsevier 2020“. In: *One Earth*, 3, 2, 2020, S. 145–149.

**FZJ 2021**

Forschungszentrum Jülich: *Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045*, Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH 2021.

**FZJ 2022**

Forschungszentrum Jülich: *Wie sicher ist die Energieversorgung ohne russisches Erdgas?* Institut für Technologieökonomische Systemanalyse (IEK-3), Jülich, 2022. URL: <https://www.fz-juelich.de/de/aktuelles/news/pressemitteilungen/2022/2022-03-17-importstopp-analyse> [Stand: 04.01.2023].

**Greenpeace 2022**

Greenpeace: *Kein Öl für Krieg*. 10 Maßnahmen, wie Deutschland schnell unabhängiger von russischem Öl wird, 2022.

**Guetlein/ Schleich 2022**

Guetlein, M.-C./Schleich, J.: *Report on assessment of future potentials of SIE in Europe: Business models and competitiveness, future policy interventions*. Fraunhofer ISI, 2022.

**Hansen 2016**

Hansen, N.: *The CMA Evolution Strategy: A Tutorial*, 2016.

**Hertwich et al. 2015**

Hertwich, E. G./Gibson, T./Bouman, E. A./Arvesen, A./Suh, S./Heath, G. A./Bergesen, J. D./Ramirez, A./Vega, M. I./Shi, L.: „Integrated life-cycle assessment of electricity-supply scenarios confirms global environmental benefit of low-carbon technologies“. In: *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 112, 20, 2015, S. 6277–6282.

**Hottenroth et al. 2022**

Hottenroth, H./Sutardio, C./Weidlich, A./Tietze, I./Simon, S./Hauser, W./Naegler, T./Becker, L./Buchgeister, J./Junne, T./Lehr, U./Scheel, O./Schmidt-Scheele, R./Ulrich, P./Viere, T.: „Beyond climate change. Multi-attribute decision making for a sustainability assessment of energy system transformation pathways“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 156, 2022, S. 111996.

**IISD 2021**

International Institute for Sustainable Development: *The Paris Agreement's New Article 6 Rules. The promise and challenge of carbon market and non-market approaches*, 2021. URL: <https://www.iisd.org/articles/paris-agreement-article-6-rules> [Stand: 05.01.2023].

**Intergovernmental Panel on Climate Change 2018**

Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.): *Annex I: Glossary*. In: *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty*, 2018.

**IPCC 2021**

IPCC: *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Summary for Policymakers*. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2021.

**IPCC 2022-1**

IPCC: *Mitigation pathways compatible with long-term goals*, (IPCC, 2022: *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change*. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, (eds.)], Cambridge, UK, 2022.

**IPCC 2022-2**

Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.): *Climate Change 2022. Mitigation of Climate Change. Summary for Policymakers*. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change: Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA 2022.

**Jochem et al. 2020**

Jochem, P./Frankenhauser, D./Ewald, L./Ensslen, A./Fromm, H.: „Does free-floating carsharing reduce private vehicle ownership? The case of SHARE NOW in European Cities“. In: *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 141, 2020, S. 373–395.

**Jochem et al. 2021**

Jochem, P./Lisson, C./Khanna, A. A.: „The role of coordination costs in mode choice decisions: A case study of German cities“. In: *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 149, 2021, S. 31–44.

**Karimi/ Komendantova 2017**

Karimi, F./Komendantova, N.: „Understanding experts' views and risk perceptions on carbon capture and storage in three European countries“. In: *GeoJournal*, 82, 1, 2017, S. 185–200.

**Kleijne et al. 2022**

Kleijne, K. de/Hanssen, S. V./van Dinteren, L./Huijbregts, M. A./van Zelm, R./Coninck, H. de: „Limits to Paris compatibility of CO<sub>2</sub> capture and utilization“. In: *One Earth*, 5, 2, 2022, S. 168–185.

**Knopf/ Geden 2022**

Knopf/Geden, O.: *Ist Deutschland auf dem 1,5-Grad-Pfad? Eine Einordnung der Diskussion über ein nationales CO<sub>2</sub>-Budget.*, 2022. URL: [https://www.stiftung-mercator.de/content/uploads/2022/03/2022\\_MCC\\_Ist\\_Deutschland\\_auf\\_dem\\_1\\_5\\_Grad\\_Pfad.pdf](https://www.stiftung-mercator.de/content/uploads/2022/03/2022_MCC_Ist_Deutschland_auf_dem_1_5_Grad_Pfad.pdf) [Stand: 05.01.2023].

**Koalitionsvertrag 2021**

SPD, BÜNDNIS 90/ DIE GRÜNEN und FDP: *Koalitionsvertrag: Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit*, Berlin, 2021.

**Konzeptwerk Neue Ökonomie 2022**

Konzeptwerk Neue Ökonomie: *Mit grüner Marktwirtschaft das Klima retten? Klimagerechtigkeits-Check der Ampel-Regierung.*, 2022.

**Kullmann et al. 2022**

Kullmann, F./Kotzur, L./Markewitz, P./Stolten, D.: „The Value of Recycling for Low-Carbon Energy Systems. A Case Study of Germany’s Energy Transition“. In: *Energy*, 256, 124660, 2022.

**Linzenich et al. 2019**

Linzenich, A./Arning, K./Offermann-van Heek, J./Ziefle, M.: „Uncovering attitudes towards carbon capture storage and utilization technologies in Germany: Insights into affective-cognitive evaluations of benefits and risks“. In: *Energy Research & Social Science*, 48, 2019, S. 205–218.

**Madhu et al. 2021**

Madhu, K./Pauliuk, S./Dhathri, S./Creutzig, F.: „Understanding environmental trade-offs and resource demand of direct air capture technologies through comparative life-cycle assessment“. In: *Nature Energy*, 6, 11, 2021, S. 1035–1044.

**Marz/ Sen 2022**

Marz, W./Sen, S.: „Does Telecommuting Reduce Commuting Emissions?“. In: *CESifo*, 75, 2022, S. 15–18.

**Material Economics 2018**

Material Economics: *The Circular Economy - A powerful force for climate mitigation*, 2018. URL: <https://materialeconomics.com/publications/the-circular-economy-a-powerful-force-for-climate-mitigation-1> [Stand: 06.01.2023].

**MCC 2021**

Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) gemeinnützige GmbH: *Wissensstand zu CO<sub>2</sub>-Entnahmen. Bedarf & Potenziale, Technologien & Politikinstrumente, weltweit & in Deutschland*, 2021.

**Merk et al. 2022**

Merk, C./Nordø, Å. D./Andersen, G./Læg Reid, O. M./Tvinereim, E.: „Don’t send us your waste gases: Public attitudes toward international carbon dioxide transportation and storage in Europe“. In: *Energy Research & Social Science*, 87, 2022, S. 102–450.

**Merli et al. 2018**

Merli, R./Preziosi, M./Acampora, A.: „How do scholars approach the circular economy? A systematic literature review“. In: *Journal of Cleaner Production*, 178, 2018, S. 703–722.

**Moreno 2020**

Moreno, C.: *Droit de cite: De la „ville-monde“ à la „ville du quart d’heure“*, Paris: Editions de l’Observatoire 2020.

**Mueller et al. 2020**

Mueller, N./Rojas-Rueda, D./Khreis, H./Cirach, M./Andrés, D./Ballester, J./Bartoll, X./Daher, C./Deluca, A./Echave, C./Milà, C./Márquez, S./Palou, J./Pérez, K./Tonne, C./Stevenson, M./Rueda, S./Nieuwenhuijsen, M.: „Changing the urban design of cities for health: The superblock model“. In: *Environment international*, 134, 2020, S. 105–132.

**Naegler et al. 2021-1**

Naegler, T./Becker, L./Buchgeister, J./Hauser, W./Hottenroth, H./Junne, T./Lehr, U./Scheel, O./Schmidt-Scheele, R./Simon, S./Sutardhio, C./Tietze, I./Ulrich, P./Viere, T./Weidlich, A.: „Integrated Multidimensional Sustainability Assessment of Energy System Transformation Pathways“. In: *Sustainability*, 13, 9, 2021, S. 5217.

**Naegler et al. 2021-2**

Naegler, T./Sutardhio, C./Weidlich, A./Pregger, T.: „Exploring long-term strategies for the German energy transition - A review of multi-sector energy scenarios“. In: *Renewable and Sustainable Energy Transition*, 1, 2021, S. 100010.

**Nationale Plattform Zukunft der Mobilität 2020**

Nationale Plattform Zukunft der Mobilität: *Bedarfsrechte und wirtschaftliche öffentliche Ladeinfrastruktur*, Berlin, 2020.

**Nationale Plattform Zukunft der Mobilität 2021**

Nationale Plattform Zukunft der Mobilität: *Mobilitätsbudget und digitalisiertes Parkraummanagement als Befähiger für inter- und multimodale Mobilität*. AG 3 – Sechster Zwischenbericht, Berlin, 2021.

**Nieuwenhuijsen 2021**

Nieuwenhuijsen, M. J.: „New urban models for more sustainable, liveable and healthier cities post covid19; reducing air pollution, noise and heat island effects and increasing green space and physical activity“. In: *Environment international*, 157, 2021, S. 106850.

**Nordelöf et al. 2014**

Nordelöf, A./Messagie, M./Tillman, A.-M./Ljunggren Söderman, M./van Mierlo, J.: „Environmental impacts of hybrid, plug-in hybrid, and battery electric vehicles—what can we learn from life cycle assessment?“. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 19, 11, 2014, S. 1866–1890.

**nova-Institute 2021**

nova-Institute for Ecology and Innovation: *Turning off the Tap for Fossil Carbon. Future Prospects for a Global Chemical and Derived Material Sector Based on Renewable Carbon*, 2021.

**Öko-Institut 2016**

Öko-Institut e.V.: *Klimaschutzpotenziale des Metallrecyclings und des anthropogenen Metalllagers*. Bericht im Auftrag von Metalle pro Klima, einer Unternehmensinitiative in der WVMetalle, 2016.

**Öko-Institut 2021**

Öko-Institut: *Mind the Ambition Gap. Internationale Finanztransfers als Instrument zur Einhaltung nationaler CO<sub>2</sub>-Budgets. Mind the Ambition Gap. Internationale Finanztransfers als Instrument zur Einhaltung nationaler CO<sub>2</sub>-Budgets.*, 2021.

**Öko-Institut 2022**

Öko-Institut: *Arbeiten im Homeoffice – gut für die Umwelt und die Mitarbeiter:innen? Analyse der potenziellen ökologischen und sozialen Auswirkungen mobilen Arbeitens*, 2022. URL: [https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/compan\\_e\\_Homeoffice.pdf](https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/compan_e_Homeoffice.pdf) [Stand: 10.10.2022].

**Palzer 2016**

Palzer, A.: *Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor (Dissertation)*, Karlsruhe, 2016.

**Pehl et al. 2017**

Pehl, M./Arvesen, A./Humpenöder, F./Popp, A./Hertwich, E. G./Luderer, G.: „Understanding future emissions from low-carbon power systems by integration of life-cycle assessment and integrated energy modelling“. In: *Nature Energy*, 2, 12, 2017, S. 939–945.

**Pons-Seres de Brauwer/ Cohen 2020**

Pons-Seres de Brauwer, C./Cohen, J. J.: „Analysing the potential of citizen-financed community renewable energy to drive Europe’s low-carbon energy transition“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 133, 2020, S. 110300.

**Prakash et al. 2016**

Prakash, S./Dehoust, G./Gsell, M./Schleicher, T./Stamminger, R.: *Einfluss der Nutzungsdauer von Produkten auf ihre Umweltwirkung – Schaffung einer Informationsgrundlage und Entwicklung von Strategien gegen Obsoleszenz*. Im Auftrag des Umweltbundesamtes, 2016. URL: <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/einfluss-der-nutzungsdauer-von-produkten-auf-ihre-1> [Stand: 04.01.2023].

**Rajamani et al. 2021**

Rajamani, L./Jeffery, L./Höhne, N./Hans, F./Glass, A./Ganti, G./Geiges, A.: „National ‘fair shares’ in reducing greenhouse gas emissions within the principled framework of international environmental law“. In: *Climate Policy*, 21, 8, 2021, S. 983–1004.

**Rickels et al. 2021**

Rickels, W./Proelß, A./Geden, O./Burhenne, J./Fridahl, M.: „Integrating Carbon Dioxide Removal Into European Emissions Trading“. In: *Frontiers in Climate*, 3, 2021.

**Rogelj et al. 2019**

Rogelj, J./Forster, P. M./Kriegler, E./Smith, C. J./Séférian, R.: „Estimating and tracking the remaining carbon budget for stringent climate targets“. In: *Nature*, 571, 7765, 2019, S. 335–342.

**Schumann et al. 2014**

Schumann, D./Duetschke, E./Pietzner, K.: „Public Perception of CO<sub>2</sub> Offshore Storage in Germany: Regional Differences and Determinants“. In: *Energy Procedia*, 63, 2014, S. 7096–7112.

**Sorrell et al. 2020**

Sorrell, S./Gatersleben, B./Druckman, A.: „The limits of energy sufficiency: A review of the evidence for rebound effects and negative spillovers from behavioural change“. In: *Energy Research & Social Science*, 64, 2020, S. 101439.

**SRU 2020**

Sachverständigenrat für Umweltfragen: *Umweltgutachten 2020: Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa*. Kapitel 2: Pariser Klimaziele erreichen mit dem CO<sub>2</sub>-Budget, 2020.

**SRU 2022**

Sachverständigenrat für Umweltfragen: *Wie viel CO<sub>2</sub> darf Deutschland maximal noch ausstoßen? Fragen und Antworten zum CO<sub>2</sub>-Budget*. Stellungnahme, Berlin: SRU Juni 2022.

**Stadt Tübingen 2020**

Stadt Tübingen: *Tübinger Klimaschutzprogramm (2021)*, 2020. URL: <https://www.tuebingen.de/32187.html> [Stand: 05.01.2023].



**Stahel 2019**

Stahel, W. R.: *The Circular Economy. A User's Guide*, London, 2019.

**Sterchele 2016**

Sterchele, P.: *Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor*. Dissertation, Karlsruhe, 2016. URL: <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-408742.html>.

**Sterchele 2019**

Sterchele, P.: *Analysis of Technology Options to Balance Power Generation from Variable Renewable Energy*, In: Schriftenreihe der Reiner Lemoine-Stiftung, Neuss, 2019.

**Sterchele et al. 2020**

Sterchele/Brandes/Heilig/Wrede/Kost/Schlegl/Bett/Henning: „*Wege zu einem Klimaneutralen Energiesystem – Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen*“, Freiburg, 2020.

**UBA 2016**

Umweltbundesamt (UBA): *Rebound-Effekte: Wie können sie effektiv begrenzt werden?*, Dessau-Roßlau, 2016. URL: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rebound-effekte\\_wie\\_koennen\\_sie\\_effektiv\\_begrenzt\\_werden\\_handbuch.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rebound-effekte_wie_koennen_sie_effektiv_begrenzt_werden_handbuch.pdf) [Stand: 10.10.2022].

**UBA 2017**

Umweltbundesamt (UBA): *Strategien gegen Obsoleszenz. Sicherung einer Produktmindestlebensdauer sowie Verbesserung der Produktnutzungsdauer und der Verbraucherinformation*, 2017. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/strategien-gegen-obsoleszenz> [Stand: 01.05.2023].

**UBA 2018**

Umweltbundesamt (UBA): *Mit Suffizienz mehr Klimaschutz modellieren*, Texte 55/2018, 2018. URL: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba\\_texte\\_55\\_2018\\_zwischenbericht\\_mit\\_suffizienz\\_mehr\\_klimaschutz\\_modellieren.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba_texte_55_2018_zwischenbericht_mit_suffizienz_mehr_klimaschutz_modellieren.pdf) [Stand: 04.01.2023].

**UBA 2019**

Umweltbundesamt (UBA): *Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität*. RESCUE: Langfassung, 2019. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/rescue> [Stand: 10.10.2022].

**UBA 2021**

Umweltbundesamt (UBA): *Mobilität in die Zukunft steuern: Gerecht, individuell und nachhaltig*. Abschlussbericht zum UBA-Vorhaben „Fiskalische Rahmenbedingungen für eine postfossile Mobilität“, 2021. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/mobilitaet-in-die-zukunft-steuern-gerecht> [Stand: 10.10.2022].

**UBA 2022-1**

Umweltbundesamt (UBA): *Emissionen der Landnutzung, -änderung und Forstwirtschaft*, 2022. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland/emissionen-der-landnutzung-aenderung#bedeutung-von-landnutzung-und-forstwirtschaft> [Stand: 05.01.2023].

**UBA 2022-2**

Umweltbundesamt (UBA): *Kommunale, nicht-investive Maßnahmen im Verkehr. Eine Beispielsammlung*, 2022. URL: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/uba\\_oekologwirkungsanalyseverkehr\\_web\\_bf.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/uba_oekologwirkungsanalyseverkehr_web_bf.pdf) [Stand: 10.10.2022].

**UBA 2022-3**

Umweltbundesamt (UBA): *Fahrleistungen, Verkehrsleistung und „Modal Split“*, 2022. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/fahrleistungen-verkehrsaufwand-modal-split#anmerkung> [Stand: 10.10.2022].

**UBA 2022-4**

Umweltbundesamt (UBA): *Trendtabellen Treibhausgase nach Sektoren v1.0.*, 2022. URL: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2022\\_03\\_15\\_trendtabellen\\_thg\\_nach\\_sektoren\\_v1.0.xlsx](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2022_03_15_trendtabellen_thg_nach_sektoren_v1.0.xlsx) [Stand: 10.10.2022].

**UBA 2022-5**

Umweltbundesamt (UBA): *Mobilität privater Haushalte*, 13.05.2022. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/mobilitaet-privater-haushalte#verkehrsleistung-im-personen-transport> [Stand: 24.01.2022].

**UNEP 2022**

United Nations Environment Programme: *What you need to know about the plastic pollution resolution*, 2022. URL: <https://www.unep.org/news-and-stories/story/what-you-need-know-about-plastic-pollution-resolution> [Stand: 05.01.2023].

**UNFCCC 2021**

United Nations Framework Convention on Climate Change: *Inventarbericht und CRF-Tabellen für Deutschland*, 2021. URL: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2021> [Stand: 05.01.2023].

**Verbraucherzentrale Tübingen 2022**

Verbraucherzentrale Tübingen: *Reparaturbonus 2.0*, 2022. URL: <https://www.reparaturbonus-thueringen.de/> [Stand: 05.01.2023].

**Verkehrsclub Deutschland 2021**

Verkehrsclub Deutschland: Verkehrswende im ländlichen Raum. VCD Factsheet zur Rolle des Autos in ländlichen Räumen, den Herausforderungen und Möglichkeiten des ÖPNV und seiner Bedeutung für die soziale Teilhabe, 2021.

**WGP 2021**

Wissenschaftliche Gesellschaft für Produktionstechnik (WGP)/Wissenschaftliche Gesellschaft für Produktentwicklung WiGeP e.V.: *Update-Factory für ein industrielles Produkt-Update. Ein Beitrag zur Kreislaufwirtschaft*, Aachen, 2021. URL: [https://wgp.de/wp-content/uploads/03\\_Impulspaper\\_WBK\\_2021-09\\_ES\\_WEB.pdf](https://wgp.de/wp-content/uploads/03_Impulspaper_WBK_2021-09_ES_WEB.pdf) [Stand: 05.01.2023].

**Whitmarsh et al. 2019**

Whitmarsh, L./Xenias, D./Jones, C. R.: „Framing effects on public support for carbon capture and storage“. In: *Palgrave Communications*, 5, 1, 2019.

**Wintershall dea 2022**

Wintershall dea: Wintershall Dea gestaltet den Energyhub Wilhelmshaven mit, 2022. URL: <https://wintershall-dea.com/de/newsroom/wintershall-dea-gestaltet-den-energyhub-wilhelmshaven-mit> [Stand: 05.01.2023].

**Witlox et al. 2022**

Witlox, F./Zwanikken, T./Jehee, L./Donners, B./Veeman, W.: „Changing tracks: identifying and tackling bottlenecks in European rail passenger transport.“. In: *European Transport Research Review*, 14, 1, 2022, S. 1–12.

**Wolf 2020**

Wolf, I.: *Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2019. Kernaussagen und Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse*, 2020.

**WPKS 2022**

Wissenschaftsplattform Klimaschutz (WPKS): *Auf dem Weg zur Klimaneutralität: Umsetzung des European Green Deal und Reform der Klimapolitik in Deutschland. Jahresgutachten 2021 der WPKS*, 2022. URL: [https://www.wissenschaftsplattform-klimaschutz.de/files/WPKS\\_JGA\\_Volltext.pdf](https://www.wissenschaftsplattform-klimaschutz.de/files/WPKS_JGA_Volltext.pdf) [Stand: 05.01.2023].

**Wuppertal-Institut 2020**

Kobiela, G./Samadi, S./Kurwan, J./Tönjes, A./Fischedick, M./Koska, T./Lechtenböhrer, S./März, S./Schüwer, D.: *CO<sub>2</sub>-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze*; Diskussionsbeitrag für Fridays for Future Deutschland, 2020.

**Wuppertal-Institut 2021**

Wuppertal-Institut: *Gesellschaftliche Implikationen einer klimaneutralen Entwicklung. Begleitung des Querschnittmoduls Transformation. Gutachten im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*, Berlin, 2021.

---

## Bildrechte Icons



Cover

Abb.80 | S.167

Icon Illustration by Ellery Studio

## Das Akademienprojekt

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für eine faktenbasierte Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten rund 160 Expertinnen und Experten Handlungsoptionen für den Weg zu einer umweltverträglichen, sicheren und bezahlbaren Energieversorgung.

### Die Arbeitsgruppe „Szenarien für eine klimaneutrale integrierte Energieversorgung und Produktion“

Die klimapolitischen Ziele wurden in Deutschland und Europa verschärft, eine globale Wasserstoffwirtschaft ist im Entstehen und Potenziale zur Entnahme von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre (negative Emissionen) sollen ausgelotet werden: Wie wirken sich diese Entwicklungen auf die Energiewende aus? Die AG Integrierte Energieversorgung untersucht, wie mögliche Wege in die Klimaneutralität vor 2050 unter diesen veränderten Vorzeichen aussehen können. Anhand eines Vergleichs aktueller Energieszenarien und eigener Modellrechnungen schafft sie einen Überblick über verschiedene mögliche Pfade zur Klimaneutralität und zeigt den Einfluss wichtiger technischer und ökonomischer Parameter und gesellschaftlicher Präferenzen auf die künftige Energieversorgung auf. Welche Treibhaus-Minderungspfade sind für die verschiedenen Sektoren nötig, um die deutschen und europäischen Klimaziele zu erreichen? Welche Technologien und Infrastrukturen müssen hierfür bis wann zur Verfügung stehen? Welche Rolle spielen Änderungen im Verbrauchsverhalten oder in der Energieeffizienz und welche politischen und regulatorischen Maßnahmen sind bis wann erforderlich, um diese Transformation zu schaffen?

Die Ergebnisse der Arbeitsgruppe wurden in zwei Formaten aufbereitet:

1. Das **Analysepapier** „Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland. Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement“ stellt die Annahmen und Ergebnisse der eigenen Modellrechnungen, die Auswertung aktueller Energieszenarien aus der Literatur sowie die von der Arbeitsgruppe daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen für mögliche Pfade zur Klimaneutralität ausführlich dar.
2. Die **Stellungnahme** „Wie wird Deutschland klimaneutral? Handlungsoptionen für Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement“ stellt die Ergebnisse in kompakter Form dar und zeigt Handlungsoptionen auf.

## Mitwirkende des Projekts

### Mitglieder der Arbeitsgruppe

Prof. Dr. Mario Ragwitz (AG-Leitung)	Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG
Prof. Dr. Anke Weidlich (AG-Leitung)	Albert-Ludwig-Universität Freiburg, Institut für nachhaltige technische Systeme (INATECH)
Dr. Dirk Biermann	50Hertz Transmission GmbH
Prof. Tom Brown	Technische Universität Berlin
Dr. Elisabeth Dütschke	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Prof. Dr. Manfred Fischedick	Wuppertal-Institut
Prof. Dr. Sabine Fuss	Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC)
Dr. Oliver Geden	Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP)
Dr. Patrick Jochem	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
Dr. Christoph Kost	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)
Prof. Dr. Gunnar Luderer	Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK)
Prof. Dr. Karsten Neuhoff	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)
Prof. Dr. Kurt Wagemann	DECHEMA
Prof. Dr. Frauke Wiese	Universität Flensburg
Dr. Jenny Winkler	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

### Wissenschaftliche Referentinnen und Referenten

Julian Brandes	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)
Célia Burghardt	Albert-Ludwig-Universität Freiburg, Institut für nachhaltige technische Systeme (INATECH)
Dr. Berit Erlach	Koordinierungsstelle ESYS   acatech
Jörn Gierds	Koordinierungsstelle ESYS   acatech
Ulrike Herrmann	Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG
Dr. Mirko Schäfer	Institut für Nachhaltige Technische Systeme (INATECH) Universität Freiburg
Bastian Zachmann	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Lin Zheng	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

## Institutionen und Gremien

### Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)

---

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina

---

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

---

### Direktorium

Das Direktorium leitet die Projektarbeit und vertritt das Projekt nach außen.

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (Vorsitzender)	RWTH Aachen
Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
Prof. Dr. Hans-Martin Henning	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Prof. Dr. Ellen Matthies	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Prof. Dr. Karen Pittel	ifo Institut
Prof. Dr. Jürgen Renn	Max-Planck-Institut für Wissenschaftsgeschichte
Prof. Dr. Indra Spiecker genannt Döhmann	Goethe-Universität Frankfurt am Main

### Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

Prof. Dr.-Ing. Jan Wörner	acatech Präsident
Prof. (ETHZ) Dr. Gerald Haug	Präsident Leopoldina
Prof. Dr. Dr. h.c. mult. Christoph Marksches	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften
Prof. Dr.-Ing. Reiner Anderl	Präsident Akademie der Wissenschaften und der Literatur   Mainz
Prof. Dr. Andreas Löschel	Ruhr-Universität Bochum, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“
Prof. Dr. Robert Schlögl	Direktor Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt	Präsident RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung
Oda Keppler (Gast)	Ministerialdirigentin BMBF
Dr. Rodoula Tryfonidou (Gast)	Referatsleiterin Energieforschung BMWi

**Projektkoordination**

Dr. Cyril Stephanos

Leiter der Koordinierungsstelle „Energiesysteme der Zukunft“,  
acatech

---

**Rahmendaten****Projektlaufzeit**

03/2016 bis 12/2023

**Finanzierung**Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung  
(Förderkennzeichen 03EDZ2016) gefördert.

GEFÖRDERT VOM

 Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung



**Hauptstadtbüro:**

Dr. Cyril Stephanos

Leiter der Koordinierungsstelle „Energiesysteme der Zukunft“

Pariser Platz 4a, 10117 Berlin

Tel.: +49 (0)30 206 30 96 - 0

E-Mail: [stephanos@acatech.de](mailto:stephanos@acatech.de)

**Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft**

ISBN: 978-3-9820053-5-5