dena
Deutsche Energie-Agentur

Gutachterberichte

dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität

Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe

Impressum

Herausgeber:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren der jeweiligen Gutachterberichte:

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI):
Berit Hanna Czock, Hanna Decker, Max Gierkink, Arne Lilienkamp, Lena Pickert, Tobias Sprenger, Dr. Johannes Wagner, Jonas Zinke

Forschungsinstitut für Wärmeschutz (FIW) München:
Prof Dr.-Ing. Andreas Holm

Institut für Technische Gebäudeausrüstung (ITG) Dresden Forschung und Anwendung GmbH:
Prof. Dr.-Ing. Bert Oschatz, Dr. Bernadetta Winiewska

Jacobs University Bremen (JUB):
Christine Brandstätt, Prof. Dr. Gert Brunekreeft, Dr. Marius Buchmann, Martin Palovic

Stiftung Umweltenergierecht (SUER):
Dr. Hartmut Kahl, Dr. Markus Kahles

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI):
Prof. Dr.-Ing. Manfred Fischedick, Annika Tönjes, Dr. Johannes Venjakob

Prognos AG:
Sebastian Lübbers (Projektleitung), Jens Hobohm (Projektleitung), Christoph Thormeyer, Hans Dambeck

Öko-Institut e. V.:
Judith Reise, Dr. Klaus Hennenberg, Dr. Hannes Böttcher, Anke Benndorf

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fh ISE):
Julian Brandes, Jan-Bleicke Eggers, Nicolas Fuchs, Martin Heinrich, Christoph Kost, Dominik Peper, Christian Schill, Shivenes Shammugam, Maximilian Trommsdorff, Stefan Wieland, Harry Wirth, Daniel Wrede

ef.Ruhr GmbH:
Dr.-Ing. Marco Greve, Jonas von Haebler, Maik Tretschock, Dr.-Ing. Christian Wagner

Universität zu Köln, Institut für Geophysik und Meteorologie & Hans-Ertel-Zentrum für Wetterforschung, Klimamonitoring & Diagnostik (Meteorologische Einordnung):
Jun.-Prof. Dr. Stephanie Fiedler, Linh Ho

Stand:
10/2021

Bitte zitieren als:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.) (dena, 2021). *„dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, Gutachterberichte“*

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

www.blauer-engel.de/uz195
• ressourcenschonend und umweltfreundlich hergestellt
• emissionsarm gedruckt
• überwiegend aus Altpapier
UF6
Dieses Druckerzeugnis wurde mit dem Blauen Engel ausgezeichnet.

RECYCLED
Papier aus Recyclingmaterial
FSC® C013894

Klimaneutral
Druckprodukt

dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität

Gutachterberichte

Gutachten im Rahmen der dena-Leitstudie:

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
Klimaneutralität 2045 – Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems.

Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH (ITG)/Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V. München (FIW)
Klimaneutralität 2045 – Transformation des Gebäudesektors.

Jacobs University Bremen (JUB)
Handlungsbedarfe und Weiterentwicklungsoptionen im Energiemarktdesign auf dem Weg zur Klimaneutralität.

Stiftung Umweltenergierecht (SUER)
Wirtschaft und Europa auf dem Weg zur Klimaneutralität –
Der Green Deal der EU und seine Bedeutung für Deutschlands Energiewende.
Begleitung des Querschnittmoduls Wirtschaft und Europa.

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)
Gesellschaftliche Implikationen einer klimaneutralen Entwicklung.
Begleitung des Querschnittsmoduls Transformation.

Kurzgutachten zur dena-Leitstudie:

Prognos AG
Technische CO_2-Senken – Techno-ökonomische Analyse ausgewählter CO_2-Negativemissionstechnologien.

Öko-Institut e. V.
Natürliche Senken – Die Potenziale natürlicher Ökosysteme zur Vermeidung von THG-Emissionen und Speicherung von Kohlenstoff. Modellierung des LULUCF-Sektors sowie Analyse natürlicher Senken.

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fh ISE)
Innovative Energietechnologien – Analyse ausgewählter innovativer Technologien zur Energieerzeugung, -umwandlung und -speicherung.

Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln

Deutsche Energie-Agentur

Gutachten im Rahmen der
dena-LEITSTUDIE AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT

Klimaneutralität 2045 – Transformation der Verbrauchs-sektoren und des Energiesystems

Energiesystemmodellierung und Begleitung des Studienprozesses

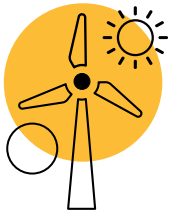
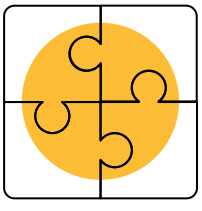
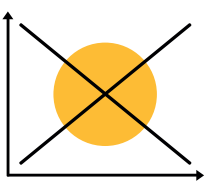
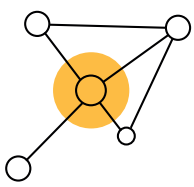
Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln

dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität

Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems

Gutachterbericht, Oktober 2021

Im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur (dena)

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100
Fax: +49 (0)221 277 29-400
https://www.ewi.uni-koeln.de

EWI (Hauptgutachter)

Max Gierkink (Projektleitung)
Dr. Johannes Wagner (Projektleitung)
Berit Hanna Czock
Arne Lilienkamp
Michael Moritz
Lena Pickert
Tobias Sprenger
Jonas Zinke

ef.Ruhr (Fachgutachter Stromnetze)

Jonas von Haebler
Maik Tretschock
Dr.-Ing. Christian Wagner
Dr.-Ing. Marco Greve

Universität zu Köln, Institut für Geophysik und Meteorologie & Hans-Ertel-Zentrum für Wetterforschung, Klimamonitoring & Diagnostik (Meteorologische Einordnung)

Jun.-Prof. Dr. Stephanie Fiedler
Linh Ho

Bitte zitieren als
Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2021). dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Der wissenschaftliche Betrieb wird finanziert durch Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und privatwirtschaftliche Auftraggeber. Eine Einflussnahme auf die wissenschaftliche Arbeit oder die Beratungstätigkeit des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln durch Dritte ist ausgeschlossen. Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung 1

1 Studienprozess, Szenarien und Methodik 6

1.1 Studienprozess und Projektstruktur 6

1.2 Hauptszenario und Pfadausprägungen 8

1.3 Methodik 10

1.3.1 Bilanzierung von Endenergieverbräuchen und Treibhausgasemissionen 10

1.3.2 Klima- und energiepolitische Ziele 13

1.3.3 Entwicklung von Transformationspfaden 16

1.3.4 Energiesystemmodell DIMENSION 17

1.3.5 Stromnetzmodellierung 19

1.3.6 Rahmendaten 23

1.4 Betrachtungsgrenzen 23

2 Hauptszenario Klimaneutralität 100 26

2.1 Verkehrssektor 26

2.1.1 Entwicklung im Personenverkehr 28

2.1.2 Entwicklung im Güterverkehr 32

2.1.3 Entwicklung der Fahrzeugbestände 33

2.1.4 Endenergieverbrauch im Verkehrssektor 37

2.1.5 Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor 42

2.1.6 Investitionen im Verkehrssektor 43

2.2 Industriesektor 47

2.2.1 Entwicklung der Produktionstechnologien 48

2.2.2 Entwicklung der Produktionsmengen 53

2.2.3 Entwicklung der Energieeffizienz 54

2.2.4 Entwicklung der Recyclingquoten 57

2.2.5 Endenergieverbrauch und nichtenergetische Verbräuche im Industriesektor 59

2.2.6 Treibhausgasemissionen im Industriesektor 66

2.2.7 Investitionen im Industriesektor 68
2.3 Gebäudesektor 70
2.3.1 Entwicklung des baulichen Wärmeschutzes und der Beheizungsstruktur 71
2.3.2 Zukünftiger Einsatz von Wasserstoff im Gebäudesektor 72
2.3.3 Endenergieverbrauch im Gebäudesektor 74
2.3.4 Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor 76
2.4 Energiesektor 78
2.4.1 Politische und technische Rahmenbedingungen 78
2.4.2 Endenergieverbrauch der Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude 82
2.4.3 Stromnachfrage und Stromerzeugung 85
2.4.4 Kraftwerkspark, Flexibilität und Versorgungssicherheit 88
2.4.5 Exkurs: Versorgungssicherheit in Extremwetterperioden 96
2.4.6 Fernwärmenachfrage und Fernwärmeerzeugung 110
2.4.7 Wasserstoff und synthetische Folgeprodukte 112
2.4.8 Verfügbarkeit und Einsatz biogener Energieträger 115
2.4.9 Treibhausgasemissionen im Energiesektor 119
2.4.10 Investitionen im Energiesektor und Energiebereitstellungskosten 120
2.5 Primärenergieverbrauch 130
2.6 Treibhausgasemissionen und Senken 132
2.6.1 Natürliche und technische Senken 133
2.6.2 Treibhausgasemissionen in Deutschland 140
2.7 Energieinfrastrukturen 142
2.7.1 Entwicklung des Stromübertragungsnetzes 142
2.7.2 Entwicklung der Stromverteilnetze 149
2.7.3 Entwicklung der Wasserstoff- und Gasinfrastruktur 157
2.7.4 Sonstige Infrastrukturen 168
3 Pfadausprägungen 170
3.1 Verkehrssektor 171
3.2 Industriesektor 174
3.3 Gebäudesektor 177

3.4 Energiesektor 180
3.5 Stromnetzinfrastruktur 189
3.5.1 Übertragungsnetz 189
3.5.2 Verteilnetz 190
Literaturverzeichnis 192
Abkürzungsverzeichnis 198
Abbildungsverzeichnis 201
Infoboxenverzeichnis 205
Anhang A: EWI Energiesystemmodell DIMENSION 206
Anhang B: ef.Ruhr Stromnetzmodell 210

Zusammenfassung

In der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität wird das Szenario *Klimaneutralität 100* (KN100) entwickelt. Das Szenario untersucht, wie das Ziel der Klimaneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045 erreicht werden könnte. Die Entwicklungen zeigen eine systematische und im Rahmen der Modellgrenzen konsistente Transformation der Endverbrauchssektoren und des Energiesystems auf. Das Szenario orientiert sich maßgeblich am Klimaschutzgesetz 2021 (KSG) und berücksichtigt neben sektorspezifischen Treibhausgasminderungszielen für das Jahr 2030 auch die sektorenübergreifenden Minderungsziele in den Folgejahren.

Für die drei Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude[1] werden auf Basis von Bottom-Up-Modellen Transformationspfade für die sektoralen Energieverbräuche entwickelt. Die Bereitstellung der aus den exogenen Transformationspfaden resultierenden Endenergieverbräuche wird mit dem Energiesystemmodell des EWI optimiert.

Der Endenergieverbrauch sinkt bis 2045 um 41 Prozent. Erdgas, Öle und Kohle werden im Zeitverlauf durch Strom und Wasserstoff ersetzt.

Im Szenario KN100 sinkt der aggregierte Endenergieverbrauch bis 2030 um etwa 21 % und bis 2045 um etwa 41 % gegenüber 2018. Für den Rückgang des Energieverbrauchs sind maßgeblich der Einsatz innovativer Technologien, Energieeffizienzsteigerungen sowie Veränderungen im Konsum- und Mobilitätsverhalten verantwortlich. Es erfolgt eine Verlagerung weg von konventionellen Energieträgern und hin zu Strom und Wasserstoff. Bereits bis 2030 geht die Nachfrage nach Kohle, Ölen und methanbasierten Gasen[2] um 39 % gegenüber 2018 zurück. Die Nachfrage nach Ölen (-42 %) sinkt überproportional, da im Verkehr weniger Kraftstoffe wie Diesel und Benzin (-38 %) sowie im Gebäudesektor weniger Heizöl (-50 %) nachgefragt werden. Im Jahr 2045 haben Öle und methanbasierte Gase noch einen Anteil von 18 % an

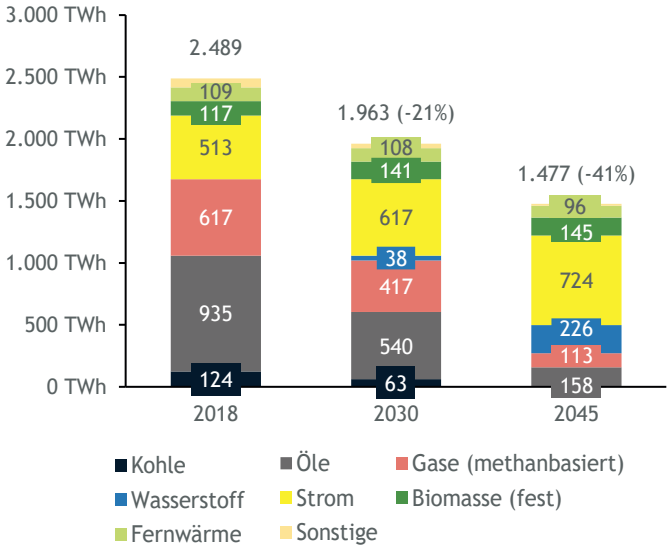


Abbildung 1: Aggregierter Endenergieverbrauch der Verbrauchssektoren nach Energieträgern

[1] Die Modellierung des Gebäudesektors wird vom Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden (ITG) und vom Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V. München (FIW) durchgeführt.
[2] Öle sind inklusive synthetischer und biogener Anteile; Methanbasierte Gase sind inklusive synthetischer und biogener Anteile, exklusive Wasserstoff

der Endenergienachfrage. Die Nachfrage nach Fernwärme und nach festen biogenen Brennstoffen bleiben in etwa auf heutigem Niveau.

Im **Verkehrssektor** findet eine teilweise Verlagerung (z. B. von Inlandsflügen oder PKW-Verkehr) auf umweltfreundlichere Verkehrsträger wie den öffentlichen Straßenpersonennahverkehr (ÖSPV) oder den Schienenverkehr statt. Zusätzlich steigt der Anteil von Elektrofahrzeugen deutlich an. Bis 2030 sind bereits ca. 14 Mio. (30 % Anteil am Fahrzeugbestand) im Jahr 2045 ca. 35 Mio. (93 %) elektrische PKW im deutschen Fahrzeugbestand. Im Schwerlastverkehr kommt ab 2030 verstärkt Wasserstoff zum Einsatz.

In der **Industrie** beeinflussen innovative Prozesstechnologien, Energieeffizienzsteigerungen sowie Veränderungen der Produktionsmengen und höhere Recyclingquoten den Endenergieverbrauch. Beispielsweise führt die wasserstoffbasierte Direktreduktion zu signifikanten Einsparungen von Treibhausgasemissionen in der Stahlproduktion und substituiert den Einsatz von Kohle in der Hochofenroute. Effizienzsteigerungen tragen branchenübergreifend maßgeblich zu einer Reduktion des Endenergieverbrauchs bei. Durch den Wechsel auf strombasierte Technologien in Branchen mit einem hohen Bedarf an Niedrigtemperaturwärme oder den Einsatz innovativer stromintensiver Produktionsverfahren, beispielsweise in der Chemieindustrie, steigt der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch der Industrie von 31 % im Jahr 2018 auf 54 % im Jahr 2045.

Im **Gebäudesektor** verdoppelt sich die energetische Sanierungsrate von heute jährlich 0,85 % auf jährlich 1,9 % und ineffiziente Heizungen werden sukzessive ausgetauscht. Hierdurch sinken vor allem die Verbräuche von Heizöl und methanbasierten Gasen. Ab 2030 wird im Gebäudesektor Wasserstoff verbraucht, zunächst im Rahmen einer Beimischung von Wasserstoff in die Methan-verteilnetze. Bis zum Jahr 2045 steigt der Wasserstoffverbrauch auf 79 TWh, vor allem als direkte Nachfrage von mit Wasserstoff betriebenen Gasheizungen. Im Jahr 2030 werden in Wohngebäuden ca. 4,1 Mio. und im Jahr 2045 ca. 9 Mio. Wärmepumpen eingesetzt. Der Stromverbrauch des Gebäudesektors steigt bis 2045 um 10 % an und beträgt ca. 303 TWh.

Strom wird zum wichtigsten Endenergieträger und bildet die Grundlage für die nationale Wasserstoffwirtschaft.

Durch die Elektrifizierung von Endenergieanwendungen und die sinkende Nachfrage nach konventionellen Energieträgern steigt der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch von 21 % im Jahr 2018 auf 31 % im Jahr 2030. Im Jahr 2045 ist Strom mit einem Anteil von 49 % der meistgenutzte Endenergieträger. Neben dem Zuwachs bei elektrischen Anwendungen wie Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen sowie der Elektrifizierung von Industrieprozessen treibt auch der Hochlauf der deutschen Wasserstoffwirtschaft die Stromnachfrage. Für die Erzeugung von 10 TWh grünem Wasserstoff werden im Jahr 2030 ca. 14 TWh Strom benötigt. Im Jahr 2045 liegt der Strombedarf für die Elektrolyse in Deutschland bei 88 TWh. Insgesamt steigt die **Bruttostromnachfrage** bis 2030 auf 698 TWh und bis 2045 auf 910 TWh.

Die Stromerzeugung wird bereits 2040 nahezu klimaneutral. Bei geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien werden wasserstofffähige Gaskraftwerke eingesetzt.

Um das sektorale Klimaziel der Energiewirtschaft im Jahr 2030 sowie das langfristige Ziel der Klimaneutralität zu erreichen, wird die **Stromerzeugung** bereits bis 2030 umfassend dekarbonisiert. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verdoppelt sich etwa von 242 TWh im Jahr 2019 auf 475 TWh im Jahr 2030 und erreicht 2030 einen Anteil von 68 % an der Bruttostromnachfrage. Der Kohleausstieg wird marktgetrieben beschleunigt. 2030 sind noch 8 GW Steinkohle und 4 GW Braunkohle am Markt. Im Jahr 2030 wird der starke Rückgang bei der konventionellen Stromerzeugung teilweise durch einen Anstieg der Gasverstromung ausgeglichen, welche gegenüber 2019 um fast 60 % steigt. Dazu werden bis 2030 ca. 15 GW zusätzliche Gaskraftwerkskapazität installiert. Die Kraftwerke sind bereits wasserstofffähig bzw. werden mit Option zur Nachrüstung gebaut. Aufgrund des Rückgangs bei der konventionellen Stromerzeugung wird Deutschland ab 2030 vom Netto-Stromexporteur zum Netto-Stromimporteur.

Langfristig gewinnt die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie weiter an Bedeutung und erreicht 2045 einen Anteil von 85 % an der Bruttostromnachfrage. Wasserstofffähige Gaskraftwerke übernehmen zunehmend eine Backupfunktion für Zeiten geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien (EE). Ab dem Jahr 2040 wird in diesen Kraftwerken überwiegend Wasserstoff eingesetzt, sodass nur noch geringe Restemissionen aus der Gasverstromung anfallen. Diese werden durch negative Emissionen an Biomasse-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), d. h. mithilfe von BECCS (Bio-Energy Carbon Capture and Storage), teilweise kompensiert.

Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte sind für das Ziel der Klimaneutralität in den Endverbrauchssektoren und im Energiesektor von zentraler Bedeutung.

Neben Strom nehmen auch Wasserstoff sowie Wasserstoff-Folgeprodukte, welche vor allem durch Fischer-Tropsch-Synthese hergestellt werden, im KN100-Szenario eine zentrale Rolle ein. Grüner und blauer Wasserstoff sowie synthetisches Power-to-Liquid ermöglichen die Vermeidung von Emissionen vor allem bei Anwendungen, die nicht oder nur zu hohen Kosten elektrifiziert werden können. Dies betrifft beispielsweise die Bereitstellung von Hochtemperaturwärme in Industrieprozessen oder den Schwerlast- bzw. Flugverkehr. Weiterhin können diese Energieträger über große Distanzen transportiert werden. Dadurch ist der Import aus Regionen mit besseren Standorten zur Erzeugung von erneuerbarem Strom und damit günstigeren Bedingungen für die elektrolysebasierte Wasserstoffproduktion möglich.

Im Szenario KN100 entwickelt sich in Deutschland bereits in den 2020er Jahren eine schnell wachsende Wasserstoffwirtschaft. Im Jahr 2030 werden 66 TWh klimafreundlicher **Wasserstoff** eingesetzt, was etwa 3 % der deutschen Endenergienachfrage entspricht. Davon werden ca. 10 TWh grüner Wasserstoff in Deutschland produziert, der Rest wird als blauer oder grüner Wasserstoff aus dem europäischen Ausland importiert. Bis 2045 wächst der Wasserstoffmarkt um 10-15 % pro Jahr. In diesem Zuge wird bis 2030 die Grundlage für eine Transportnetzinfrastruktur aufgebaut und in den 2030er-Jahren entstehen erste Wasserstoffverteilnetze. Im Jahr 2045 hat grüner Wasserstoff mit 226 TWh einen Anteil von 15 % am Endenergieverbrauch. Im Energiesektor

werden vor allem zur Strom- und Wärmeerzeugung zusätzlich 130 TWh eingesetzt. Hinzu kommen nichtenergetische Nachfragen im Industriesektor von 103 TWh. Im Zeitverlauf nehmen sowohl die inländische Erzeugung als auch Importe deutlich zu. Langfristig wird Wasserstoff vor allem aus dem Ausland per Pipeline importiert. Die Importe stammen sowohl aus der EU als auch aus Nordafrika, Osteuropa (Russland und Ukraine) sowie der Türkei.

Weil nicht alle Anwendungen mit Wasserstoff betrieben oder elektrifiziert werden können, wird Deutschland auch langfristig auf flüssige (ölbasierte) Energieträger und Methan angewiesen sein. Diese müssen in Zukunft klimaneutral in Form von synthetischen oder biogenen Energieträgern bereitgestellt werden.

Im KN100-Szenario ist das bedeutendste Anwendungsfeld für **Power-to-Liquid** (PtL) der Verkehrssektor, vor allem die Luftfahrt. Dort werden bereits 2030 ca. 3 TWh PtL-Kerosin eingesetzt. Auch in 2045 hat die Luftfahrt den größten Anteil. Hinzu kommt die Nachfrage nach flüssigen Kraftstoffen des Straßen-, Schienen-, und Binnenschiffsverkehrs sowie der Bedarf nach grünem Naphtha zur nichtenergetischen Nutzung in der Industrie. Im Jahr 2045 werden ca.198 TWh PtL-Energieträger eingesetzt.

Die Herstellung von PtL-Energieträgern benötigt große Mengen erneuerbaren Stroms. Die Produktionskosten sind in Deutschland aufgrund der geringeren EE-Verfügbarkeiten vergleichsweise hoch. Weiterhin ist die verfügbare Fläche für den Zubau erneuerbarer Energien begrenzt und PtL-Energieträger können aufgrund ihrer hohen Energiedichte und ihres flüssigen Aggregatszustands günstig transportiert werden. Im KN100-Szenario werden diese daher aus weiter entfernten Weltregionen, vor allem aus dem mittleren Osten, Südamerika und Australien importiert.

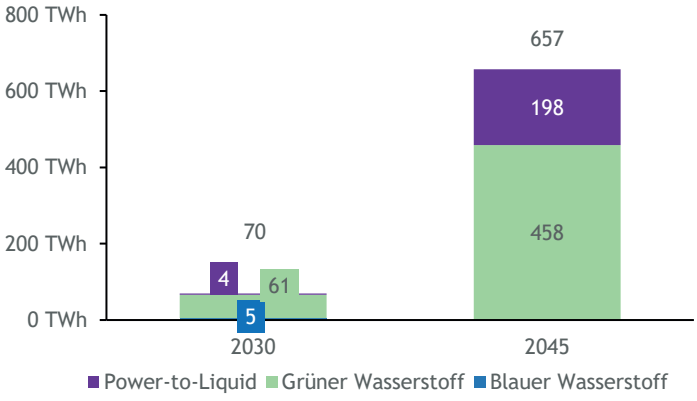


Abbildung 2: Nachfrage nach Wasserstoff und Folgeprodukten

Deutschland ist 2045 mithilfe technischer und natürlicher Senken klimaneutral.

Die Gesamtemissionen sinken bis 2030 um -65 % gegenüber 1990. Die Endverbrauchssektoren Gebäude, Verkehr und Industrie erreichen ihre Emissionsminderungsziele gemäß den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes. Der Energiesektor kann sein Ziel, vor allem aufgrund des beschleunigten Kohleausstiegs, übererfüllen.[3]

[3] In der Landwirtschaft werden im Jahr 2030 noch 58 Mt CO_2e (-50 % ggü. 1990) emittiert und das Reduktionsziel von 56 Mt CO_2e verfehlt. Auch im Sektor Abfall und sonstige wird das Sektorziel um ca. 1 Mt CO_2e verfehlt. Die exogenen Emissionspfade für diese Sektoren basieren auf der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* (Prognos, Öko-Institut & Wuppertal-Institut, 2021). Die Zielverfehlung wird im KN100-Szenario durch den Energiesektor kompensiert.

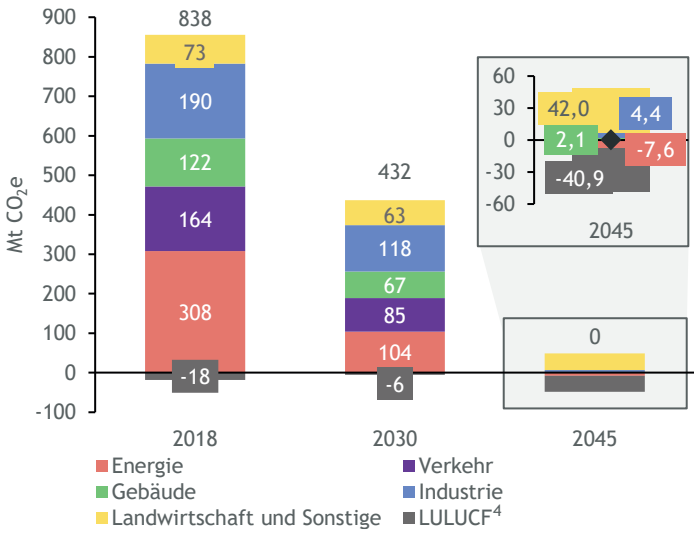


Abbildung 3: Entwicklung der Netto-Treibhausgasemissionen

Im Jahr 2045 wird Klimaneutralität erreicht. Der Sektor Verkehr wird vollständig klimaneutral. In den Sektoren Gebäude und Industrie verbleiben noch geringe Netto-Restemissionen von 2 bzw. 4 Mt CO_2e. In der Industrie werden verbleibende Prozessemissionen und energetische Emissionen nicht vollständig durch **technische Senken** und CO_2-Vermeidungsoptionen kompensiert. Im Gebäudesektor wird noch in geringem Umfang fossiles Erdgas eingesetzt. Der Energiesektor hat durch den Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) an Biomasse-KWK- und Müllverbrennungsanlagen eine Netto-Negativbilanz und kann dadurch die Restemissionen aus anderen Sektoren ausgleichen. Im Landwirtschaftssektor verbleiben im Jahr 2045 Restemissionen in Höhe von 42 Mt CO_2e. Diese werden durch die Senkenleistung von Wäldern und anderen **natürlichen Senken** im LULUCF-Sektor[4] in Höhe von 41 Mt CO_2e kompensiert

[4] Die Modellierung für das Kurzgutachten basiert auf den Schätzungen der Treibhausgasemissionen des Jahres 2018 aus der CRF-Submission des Jahres 2020 (UNFCC, 2020), um mit der ausstehenden Projektion der Bundesregierung zum LULUCF-Sektor (Land Use, Land Use Change and Forestry) konsistent zu sein. In der Submission aus dem Jahr 2020 wird für die Netto-Emissionen des LULUCF-Sektors ein Wert von -29 Mt CO_2e ausgewiesen. Hier zitiert ist die Schätzung aus der CRF-Submission des Jahres 2021 (UNFCC, 2021), die einen Wert von -18,29 Mt CO_2e ausweist.

1 Studienprozess, Szenarien und Methodik

1.1 Studienprozess und Projektstruktur

Die dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität verfolgt einen Multi-Stakeholder-Ansatz. Das Zusammenbringen aus wissenschaftlicher Modellierung, fachlichem Austausch mit gesellschaftlichen Akteuren und branchenspezifischer Praxiserfahrung ist ein wichtiges Merkmal der Studie. Die Ergebnisse der Studie sollen eine fundierte Basis für den gesellschaftlichen und politischen Diskurs zur Klimaneutralität in Deutschland bereitstellen.

Wie auch die dena-Leitstudie Integrierte Energiewende aus dem Jahr 2018 verfolgt die vorliegende Studie einen Bottom-Up-Ansatz zur Ermittlung der Transformationspfade. Für die Modellierung der drei Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude werden Bottom-Up-Modelle entwickelt, um einen möglichst konsistenten Pfad zur Erreichung der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung abzuleiten. Die Modellierung des Gebäudesektors wird dabei vom Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden (ITG) und vom Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V. München (FIW) durchgeführt. Der Verkehrs- und der Industriesektor werden vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) modelliert.

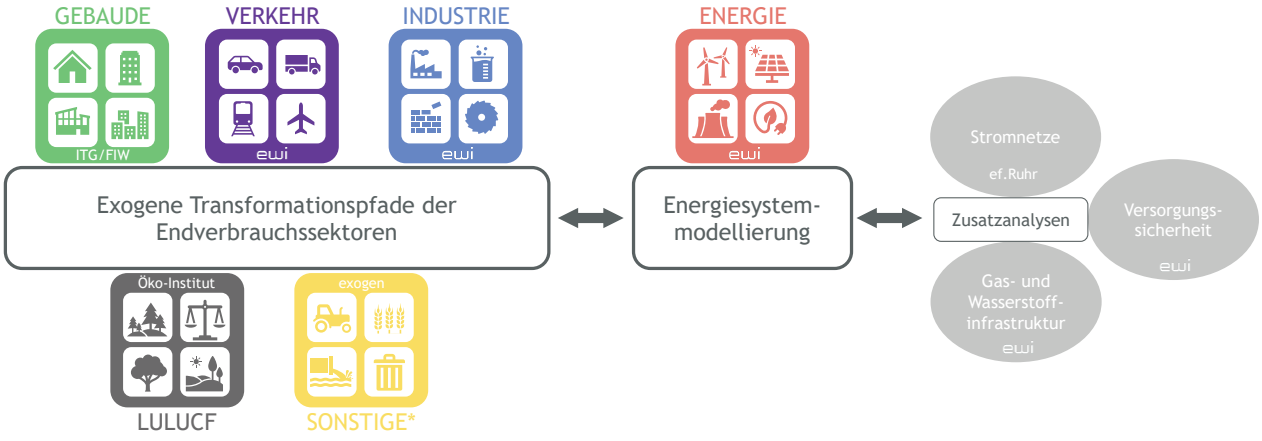


Abbildung 4: Übersicht zum methodischen Vorgehen bei der Modellierung

* Sonstige umfasst Landwirtschaft, Abfall und Sonstige.

Aus den exogenen Transformationspfaden der Endverbrauchssektoren resultieren Bedarfe nach Energieträgern und Energiemengen. Die Energiesystemmodellierung des EWI ermittelt darauf aufbauend die kostenminimale Bereitstellung dieser Bedarfe. Auf Basis der Ergebnisse der Energiesystemmodellierung werden die exogenen Transformationspfade validiert.

Für eine fundierte Entwicklung der Transformationspfade und der Energiesystemmodellierung wurden darüber hinaus vertiefende Zusatzgutachten in zentralen Themenbereichen eingebunden. Klimaneutralität erfordert eine strukturierte Befassung mit dem Thema Negativemissionen und Senken. Hierzu wurden Kurzgutachten von der Prognos AG, *Technische CO_2-Senken* (Prognos-Kurzgutachten, 2021), und vom Öko-Institut, *Natürliche Senken* (Öko-Institut-Kurzgutachten,

2021), erstellt. Auch die Energieträgerinfrastruktur spielt eine wichtige Rolle für ein klimaneutrales Energiesystem. Aufbauend auf den Ergebnissen der Transformationspfade und der Energiesystemmodellierung, wurden deshalb Zusatzanalysen im Hinblick auf Infrastrukturbedarfe und Versorgungssicherheit durchgeführt: Entwicklung der Stromnetze (Übertragungs- und Verteilnetze) von der ef.Ruhr (siehe Kapitel 2.7.1 und 2.7.2) sowie „Entwicklung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur“ (siehe Kapitel 2.7.3) und „Versorgungssicherheit in Extremwetterperioden“ vom EWI (siehe Kapitel 2.4.5).

Um integrierte und konsistente Lösungen zu erarbeiten, diskutierten die projektbeteiligten Expertinnen und Experten zusätzlich sektorübergreifende Inhalte in drei Querschnittsmodulen: Energiemarktdesign, Transformation sowie Wirtschaft & Europa.

Im Querschnittsmodul Energiemarktdesign werden die zentralen Hemmnisse im aktuellen Regelrahmen und die Anforderungen an das Marktdesign, welche die Transformation zur Klimaneutralität begleiten, identifiziert. Darunter sind Regulierungsvorschriften sowie Anreizmechanismen, um Investitionsrisiken in klimaneutrale Technologien abzusichern, Verzerrungen zwischen den Sektoren abzubauen und den Infrastrukturaufbau zu koordinieren.

Das Querschnittsmodul Transformation beschäftigt sich mit den zentralen gesellschaftlichen und sozialen Herausforderungen, die der Weg zur Klimaneutralität mit sich bringt. Es werden zentrale Herausforderungen identifiziert und Ansatzpunkte und Handlungsempfehlungen abgeleitet, die einen positiven Beitrag zur gesellschaftlichen Akzeptanz leisten können.

Im Querschnittsmodul Wirtschaft & Europa wird der Einfluss des europäischen Rahmens auf die nationale Politik diskutiert und analysiert. Dabei stehen insbesondere die Auswirkungen des Europäischen Klimagesetzes und des „Fit for 55“-Pakets im Mittelpunkt. Analysiert werden u. a. die Emissionshandelsrichtlinien mit der Etablierung eines neuen Zertifikatehandels für den Gebäude- und Verkehrssektor sowie die der Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM).

Für die wissenschaftlichen Analysen und die Modellierung sind Forschungseinrichtungen aus sechs wissenschaftlichen Instituten und verschiedenen Disziplinen zuständig.

- Das EWI verantwortet wie in der ersten dena-Leitstudie als Hauptgutachter der Studie die Energiesystemmodellierung sowie die Modellierung der Verbrauchssektoren Industrie und Mobilität. Darüber hinaus erstellt das EWI die Zusatzanalysen zur Entwicklung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur sowie zur Versorgungssicherheit in Extremwetterperioden.
- Das FIW München und das ITG Dresden unterstützen die dena-Leitstudie als Fachgutachter und Modellierer im Sektormodul Gebäude.
- Die Jacobs University Bremen ist für die wissenschaftliche Begleitung des Querschnittsmoduls Energiemarktdesign zuständig.
- Das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie begleitet mit seiner sozial- und gesellschaftswissenschaftlichen Expertise das Querschnittsmodul Transformation.
- Die Stiftung Umweltenergierecht unterstützt mit energierechtlichen Kenntnissen im Querschnittsmodul Wirtschaft & Europa.

1.2 Hauptszenario und Pfadausprägungen

Im **Szenario Klimaneutralität 100 (KN100)** wird untersucht, wie das Ziel der Klimaneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045 erreicht werden könnte. Das KN100 beschreibt eine konsistente Transformation der Endverbrauchssektoren und des Energiesystems unter bestmöglicher Berücksichtigung des aktuell verfügbaren und relevanten Wissens bezüglich Abhängigkeiten und Wechselwirkungen verschiedener Systemkomponenten, Innovationsprozessen sowie techno-ökonomischer und gesellschaftlicher Entwicklungen.

Neben dem übergeordneten Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045, orientiert sich das KN100 maßgeblich an den im Klimaschutzgesetz 2021 verankerten nationalen Klimazielen. Sowohl die **sektorspezifischen Klimaziele für das Jahr 2030** werden erreicht als auch die sektorübergreifenden Minderungsziele für die Jahre 2030 und 2040 (siehe Kapitel 1.3.2). Auch nach dem Erreichen der **Klimaneutralität im Jahr 2045** erfolgt eine weitere Emissionsminderung, sodass nach 2050 eine netto-Negativbilanz für Deutschland erreicht wird.

Die Entwicklungen im Szenario KN100 zeigen eine systematische und im Rahmen der Modellgrenzen konsistente Transformation der Endverbrauchssektoren und des Energiesystems zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045 in Deutschland auf. Insgesamt sinkt der Endenergieverbrauch im KN100 und konventionelle Energieträger werden langfristig vorwiegend durch Strom sowie Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte substituiert.

Im **Verkehrssektor** erfolgt teilweise eine Verlagerung z. B. von Inlandsflügen und motorisiertem Individualverkehr auf den öffentlichen Straßenverkehr oder Schienenverkehr. Personenkraftwagen (PKW) sowie leichte Nutzfahrzeuge (LNF) werden zunehmend elektrifiziert. Auch im leichten Güterverkehr werden konventionelle Kraftstoffe vermehrt durch elektrische Antriebe ersetzt. Im Schwerlastverkehr kommt ab 2030 verstärkt Wasserstoff zum Einsatz.

In der **Industrie** führt die prozessübergreifende Steigerung der Energieeffizienz und die Elektrifizierung von geeigneten Prozessen zu einem deutlichen Rückgang des Endenergiebedarfs. In einigen Industrien erfolgt zudem eine umfassende technologische Entwicklung hin zu innovativen und emissionsarmen Produktionstechnologien. Insbesondere in den Branchen Chemie, Eisen und Stahl erfolgt langfristig eine verstärkte Nutzung von Wasserstoff.

Im **Gebäudesektor** wird von einer beschleunigten Verbesserung des baulichen Wärmeschutzes ausgegangen, sodass die Sanierungsrate deutlich ansteigt. Gleichzeitig steigt die Anzahl der mit Wärmepumpen beheizten Gebäude an und alte sowie ineffiziente Heizungen werden mit einer erhöhten Austauschrate ersetzt. Langfristig kommt es zu einer Umstellung von methanbasierten Gasnetzen auf Wasserstoff und dieser wird zur Wärmebereitstellung in Gasheizungen verwendet.

Im **Energiesektor** findet ein grundlegender Wandel der Energieträgerbereitstellung statt. Der zentrale Pfeiler der Transformation ist der Ausbau Erneuerbarer Energien. Die Kohleverstromung geht bereits in der kurzen Frist deutlich zurück. Wasserstofffähige Gaskraftwerke werden zur Kompensation der wegfallenden steuerbaren Kapazitäten bereits bis 2030 zugebaut. Im Jahr 2045 ist die Stromerzeugung in Gaskraftwerken nahezu vollständig wasserstoffbasiert.

Sowohl in der Landwirtschaft als auch in einigen industriellen Prozessen können Treibhausgasemissionen nicht vollständig vermieden werden. Um diese Restemissionen zu kompensieren, nehmen natürliche und technische CO_2-Senken eine wichtige Rolle ein. Die resultierende Senkenleistung kann die verbleibenden Emissionen aus der Landwirtschaft und der Industrie durch die Anrechnung von Negativemissionen ausgleichen.

Variation zentraler Einflussgrößen in vier Pfadausprägungen

Das Szenario KN100 beschreibt eine konsistente zukünftige Entwicklung zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045. Dafür wird eine Reihe von Annahmen, insbesondere zu technologischen Entwicklungen, Verfügbarkeiten und Potenzialen getroffen, die naturgemäß Unsicherheiten unterliegen. Deshalb werden vier Pfadausprägungen untersucht, in denen zentrale Einflussgrößen innerhalb der Transformationspfade der Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude variiert werden.

Die Abweichungen werden in Kapitel 3 systematisch anhand von zwei zentralen Dimensionen variiert, der Elektrifizierungsgrad und die Effizienzentwicklung. Die Variationen beeinflussen die Zusammensetzung der Endenergienachfrage in Bezug auf Strom und molekülbasierte Energieträger wie Wasserstoff, methanbasierte Gase und flüssige mineralölbasierte Energieträger.

Die Variation des Elektrifizierungsgrades führt zu einer Ausprägung „Electrons“, hier steigt beispielsweise der Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge oder elektrischer Wärmepumpen im Vergleich zum Hauptszenario KN100. In der Ausprägung „Molecules“ steigt dagegen der Anteil gasbasierter Heizungstechnologien sowie die Nutzung von PKW mit Diesel- oder Benzinantrieben.

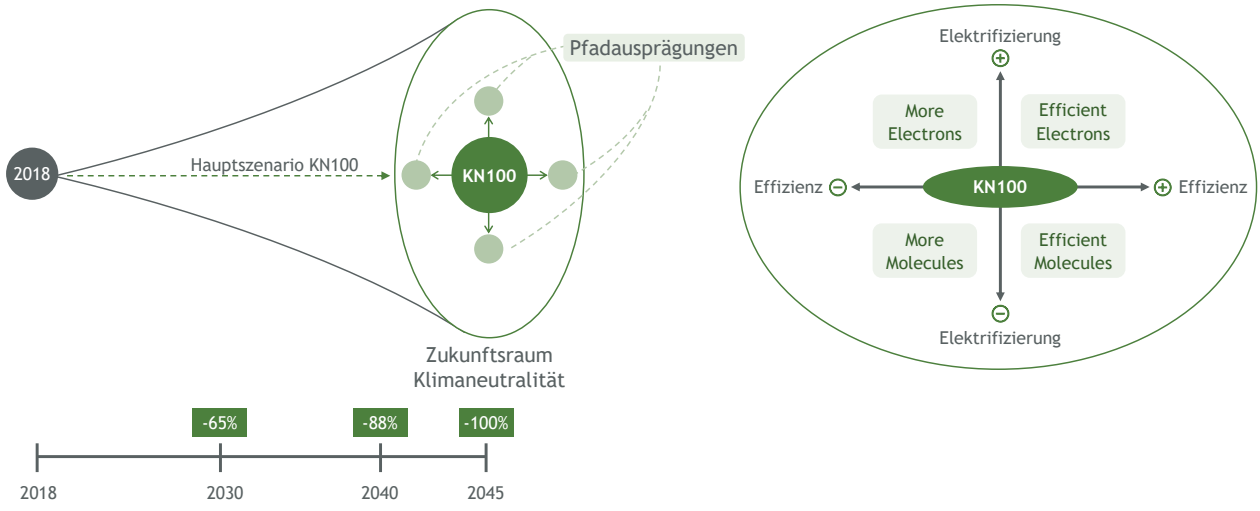


Abbildung 5: Das Hauptszenario KN100 und die Pfadausprägungen

In der Dimension Effizienzentwicklung gibt es eine Ausprägung „More“, in der die Effizienz weniger stark steigt als im Hauptszenario KN100 und eine Ausprägung „Efficient“, in der höhere Effizienzgewinne realisiert werden. Ein zentraler Parameter für die die Variation ist hier die Gebäudesanierungsrate oder die Effizienzgewinne bei Querschnittstechnologien in der Industrie.

In Abbildung 5 sind die vier Pfadausprägungen „More Molecules“, „More Electrons“, „Efficient Electrons“ und „Efficient Molecules“ und das Hauptszenario KN100 dargestellt.

Anhand der Pfadausprägungen lassen sich systematisch Implikationen verschiedener Transformationspfade in den Endverbrauchssektoren auf das Gesamtsystem untersuchen. Dafür wird, für die aus den Pfadausprägungen resultierenden Endenergienachfragen, die kostenminimale Bereitstellung durch das Energiesystem bestimmt. Damit wird insbesondere die Auswirkung auf die erforderliche Bereitstellung von Strom, Wasserstoff sowie von Wasserstoff-Folgeprodukten analysiert.

1.3 Methodik

Energieszenarien wie das Szenario KN100 beschreiben mögliche zukünftige Entwicklungen des Energiesystems, insbesondere der Nachfrage nach verschiedenen Energieträgern sowie der Energiebereitstellung. Möglichkeit bedeutet in diesem Kontext, dass die dargestellte Entwicklung konsistent mit dem aktuell verfügbaren Wissen, beispielsweise zu technologischen Entwicklungen ist. Entscheidend ist weiterhin, dass diese Konsistenz nur innerhalb der Systemgrenzen der zugrundeliegenden Modellierung sichergestellt werden kann. Szenarien werden nicht dazu verwendet, um deterministische Prognosen über die Zukunft zu treffen und können keine Wahrscheinlichkeit für den Eintritt der skizzierten Entwicklung quantifizieren. Szenarien sind somit spezifische Zukunftspfade, die das Resultat einer Vielzahl von Entscheidungen bezüglich des relevanten Ausschnitts des Möglichkeitsraums darstellen.[5]

In diesem Abschnitt werden verschiedene Entscheidungen bezüglich der Modellierung des KN100-Szenarios und der Pfadausprägungen erläutert, die entscheidend für das Verständnis und die Interpretation der Ergebnisse sind. Eine Übersicht der zugrundeliegenden Parameter und Annahmen wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

1.3.1 Bilanzierung von Endenergieverbräuchen und Treibhausgasemissionen

Das zentrale politische Ziel der Energiewende ist die festgelegte Reduktion der nationalen Treibhausgasemissionen. Zur Bestimmung der Zielerreichung müssen Emissionen bilanziell erfasst werden, sowohl im Hinblick auf die in Deutschland anfallenden Emissionen als auch auf die Aufteilung der Emissionen nach den verschiedenen Sektoren.

Systemgrenzen der Bilanzierung

Im Rahmen der Modellierung dieser Studie werden Treibhausgasemissionen berücksichtig, die innerhalb der nationalen Staatsgrenzen der betrachteten europäischen Länder entstehen.

[5] Eine ausführliche Diskussion der Interpretation von Energieszenarien befindet sich in Dieckhoff et al. (2014).

Bilanziert wird im Rahmen der Studie grundsätzlich gemäß des Quellprinzips, dem in der internationalen Berichterstattung der Treibhausgasemissionen und der nationalen und europäischen Klimazieldefinition üblichen Bilanzierungsansatz.

Beim Quellprinzip werden die Emissionen der nationalen Bilanz der Treibhausgasemissionen zugerechnet, sofern sie innerhalb der nationalen Grenzen entstanden sind. Dies hat zur Folge, dass z. B. Emissionen, die bei der Erzeugung von Importstrom entstehen, in der nationalen Bilanz nicht berücksichtigt werden, Emissionen von Exportstrom hingegen schon. Durch die Bilanzierung von Emissionen nach Quellprinzip sind Stromimporte somit bilanziell klimaneutral und können zur Erfüllung nationaler Klimaziele beitragen. Analog dazu werden auch die sektoralen Emissionen entsprechend dem Quellprinzip in den Sektoren bilanziert, in denen die Freisetzung der Treibhausgase erfolgt. Dies hat zur Folge das die Nutzung von Strom in den Bilanzen der Endverbrauchssektoren keine Emissionen verursacht, weil der Ausstoß der Emissionen bei der Erzeugung des Stroms (bspw. in Gaskraftwerken) im Energiesektor erfolgt. Diese Art der Bilanzierung entspricht der Bilanzierung der deutschen sektoralen Klimaziele sowie dem Aufbau des Europäischen Emissionshandels.

Die Studie weicht bei der Bilanzierung von Importen von synthetischen Brennstoffen vom Quellprinzip ab. Nach dem Quellprinzip im engeren Sinne führt das Verbrennen z. B. von importiertem synthetischem Diesel in Deutschland zu Treibhausgasemissionen, welche der deutschen Bilanz zuzurechnen wären, und im Land der Herstellung zu negativen Emissionen. Folglich schließt die Bilanzierung nach dem Quellprinzip die Nutzung von importierten synthetischen Brennstoffen als CO_2-Vermeidungsoption aus. Um synthetische Brennstoffe als CO_2-Vermeidungsoption zu berücksichtigen, wird für diese Studie angenommen, dass ein entsprechend angepasster Bilanzierungsmechanismus existiert.[6] Folglich gehen importierte synthetische Brennstoffe in der Modellierung mit einem CO_2-Faktor von Null in die nationale CO_2-Bilanzierung ein.

Eine weitere Ausnahme vom Quellenprinzip stellt importierter blauer Wasserstoff dar: Dieser geht mit den resultierenden Restemissionen, die bei der Herstellung entstehen, in die nationale CO_2-Bilanzierung ein. Ein Großteil der bei der Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas in Dampfreformieren anfallenden CO_2-Emissionen wird bei blauem Wasserstoff abgeschieden und gespeichert. Dennoch fallen Restemissionen beim CO_2-Abscheidungsprozess an. Diese Restemissionen gehen in der Modellierung in die nationale Bilanzierung des Verbrauchslandes ein. Diese Form der Bilanzierung wird gewählt, um den Import von blauem Wasserstoff in der Abweichung vom Quellprinzip dem Import von synthetischen Brennstoffen gleichzustellen.

[6] Denkbar wäre, dass der Importeur beim Kauf von synthetischem Brennstoff ein Zertifikat über dessen Klimaneutralität erhält. So würde die deutsche CO_2-Bilanz um eine Einheit reduziert werden und die Bilanz des Herstellerlandes um eine Einheit erhöht werden.

Sektorale Bilanzgrenzen

Die Abgrenzung der Sektoren erfolgt entsprechend des Klimaschutzgesetzes. Das Klimaschutzgesetz orientiert sich an den Treibhausgasemissionen, die im gemeinsamen Berichtsformats (Common Reporting Format – CRF) nach der Europäischen Klimaschutzberichterstattungsverordnung dargestellt werden.

Im Verkehrssektor werden endsprechend der Bilanzierungslogik ausschließlich die Treibhausgasemissionen erfasst, die direkt durch die Fahrzeugnutzung entstehen. Dies entspricht der Tank-to-Wheel-Betrachtung. Weitere Emissionen, die indirekt dem Verkehrssektor zuzuordnen sind, werden in anderen Sektoren bilanziert. Dazu gehören beispielsweise Emissionen, die durch den Energieaufwand für die Fahrzeugproduktion, Batterieherstellung, Stromerzeugung sowie bei der Herstellung von Kraftstoffen entstehen. Fällt der Energieaufwand für die Produktion im Ausland an, werden die Emissionen nicht der nationalen Bilanz zugerechnet, sondern dem jeweiligen Produktionsland.

Im Industriesektor werden alle Treibhausgasemissionen aus Verbrennungsprozessen, die auf industrielle Produktionen und Industriewärmekraftwerken zurückzuführen sind, sowie alle prozessbedingten Emissionen bilanziert. Letztere sind Treibhausgasemissionen, die nicht bei der energetischen Nutzung von Energieträgern entstehen, sondern die durch den Einsatz von Rohstoffen (z. B. fossile Gase oder Öle) durch chemische oder physikalische Umwandlung freigesetzt werden.

Im Gebäudesektor werden die Emissionen bilanziert, die durch Verbrennungsprozesse in Wohngebäuden und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) mit Ausnahme der Landwirtschaft entstehen. Neben den Energieverbräuchen für Beleuchtung, Raumwärme, Klimakälte und Warmwasser werden ebenfalls entstehende Emissionen für Prozesswärme/-kälte sowie mechanische Energie und Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) im Gebäudesektor bilanziert. Anfallende Emissionen in Industriegebäuden werden dem Industriesektor zugeordnet.

Dem Energiesektor werden Emissionen zugeordnet, die aus der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung entstehen. Darüber hinaus werden die Emissionen der Raffinerien und Müllverbrennungsanlagen sowie der Brennstoffeinsatz aus Pipelineverdichtern und flüchtige Emissionen aus Brennstoffen berücksichtigt.

Im Landwirtschaftssektor werden sowohl die Emissionen für den Energieeinsatz in der Landwirtschaft als auch nichtenergetische Emissionen bilanziert. Dazu zählen Emissionen aus der Tierhaltung, insb. der Verdauung von Futter durch Wiederkäuer, sowie Emissionen aus Düngemittel (Lagerung und Stickstoffeintrag in die Böden). Auch die Emissionen aus der Produktion von Biogas oder anderen Bioenergieträgern durch Vergärung werden im Landwirtschaftssektor bilanziert.

Im Abfallsektor werden hauptsächlich Emissionen aus der Deponierung, sowie Emissionen aus Abwasserbehandlung und der biologischen Abfallbehandlung bilanziert. Emissionen, die bei der Abfallbehandlung in Müllverbrennungsanlagen auftreten, werden im Energiesektor bilanziert.

Im LULUCF-Sektor werden Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Land Use, Land Use Change and Forestry; LULUCF) zusammengefasst. Dieser Sektor umfasst Emissionen aus der nichtlandwirtschaftlichen Landnutzung für Wälder, Ackerland, Grünland, Feuchtgebiete und Siedlungen. Der LULUCF-Sektor ist der einzige Sektor mit einer negativen CO_2-Bilanz im Status quo, da netto mehr CO_2 (beispielsweise in Wäldern) eingespeichert als emittiert wird.

Energiesektor	Industriesektor	Gebäudesektor
Verbrennung von Brennstoffen in der Energiewirtschaft, Raffinerien, Pipelinetransport, flüchtige Emissionen aus Brennstoffen	Verbrennung von Brennstoffen im verarbeitenden Gewerbe und in der Bauwirtschaft (inkl. Beleuchtung, Raumwärme und Warmwasser), Industrieprozesse und Produktverwendung, CO_2-Transport und -Lagerung	Verbrennung von Brennstoffen in Privaten Haushalten und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (inkl. Prozesswärme/-kälte und mechanische Energie)
CRF Kategorien: 1.A1, 1.A.3.e, 1.B	CRF Kategorien: 1.A2, 2, 1.C	CRF Kategorien: 1.A.4.a-b

Verkehrssektor	Landwirtschaft und Sonstige	LULUCF
Transport (ziviler inländischer Luftverkehr, Straßenverkehr, Schienenverkehr, inländischer Schiffsverkehr) ohne Pipelinetransport	Landwirtschaft, Verbrennung von Brennstoffen in Land- und Forstwirtschaft und in der Fischerei, Abfall und Abwasser, Sonstige	Wald, Acker, Grünland, Feuchtgebiete, Siedlungen, Holzprodukte, Änderungen zwischen Landnutzungskategorien
CRF Kategorien: 1.A.3.a-d	CRF Kategorien: 3, 1.A.4.c, 5, 6	CRF Kategorien: 4

Abbildung 6: Bilanzierung der sektorspezifischen Emissionen

1.3.2 Klima- und energiepolitische Ziele

Der Begriff Klimaneutralität[7] wird im Rahmen dieser Studie im Sinne der Treibhausgasneutralität verwendet und bedeutet, dass Treibhausgasemissionen über alle Sektoren hinweg vollständig vermieden oder durch natürliche und technische Senken ausgeglichen werden. Sowohl in der Landwirtschaft als auch in einigen industriellen Prozessen ist die vollständige Vermeidung von Emissionen unter heutigen technologischen Gesichtspunkten nicht (oder nur mit hohen Kosten und Anstrengungen) möglich. Hier spielen negative Emissionen in Form von natürlichen und technischen Senken eine wichtige Rolle. Technische Senken wurden im Rahmen von Prognos-Kurzgutachten (2021) untersucht. Die Entwicklung von natürlichen Senken wie Wäldern und Feuchtgebieten wird vom Öko-Institut in Öko-Institut-Kurzgutachten (2021) analysiert. Die so ermittelte Senkenleistung des LULUCF-Sektors wird in Form von negativen Emissionen angerechnet und kann so beispielsweise verbleibende Emissionen aus der Landwirtschaft und der Industrie ausgleichen.

[7] Die genaue Definition des Begriffs Klimaneutralität beschreibt den Zustand, in dem sich die Wirkung sämtlicher anthropogener und natürlicher temperaturbeeinflusster Faktoren gegenseitig aufheben, sodass die globale Durchschnittstemperatur sinkt. Im allgemeinen Gebrauch wird Klimaneutralität allerdings oft gleichgesetzt mit dem Begriff Treibhausgasneutralität, der das Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Treibhausgasemissionen aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch natürliche und technische Senken beschreibt.

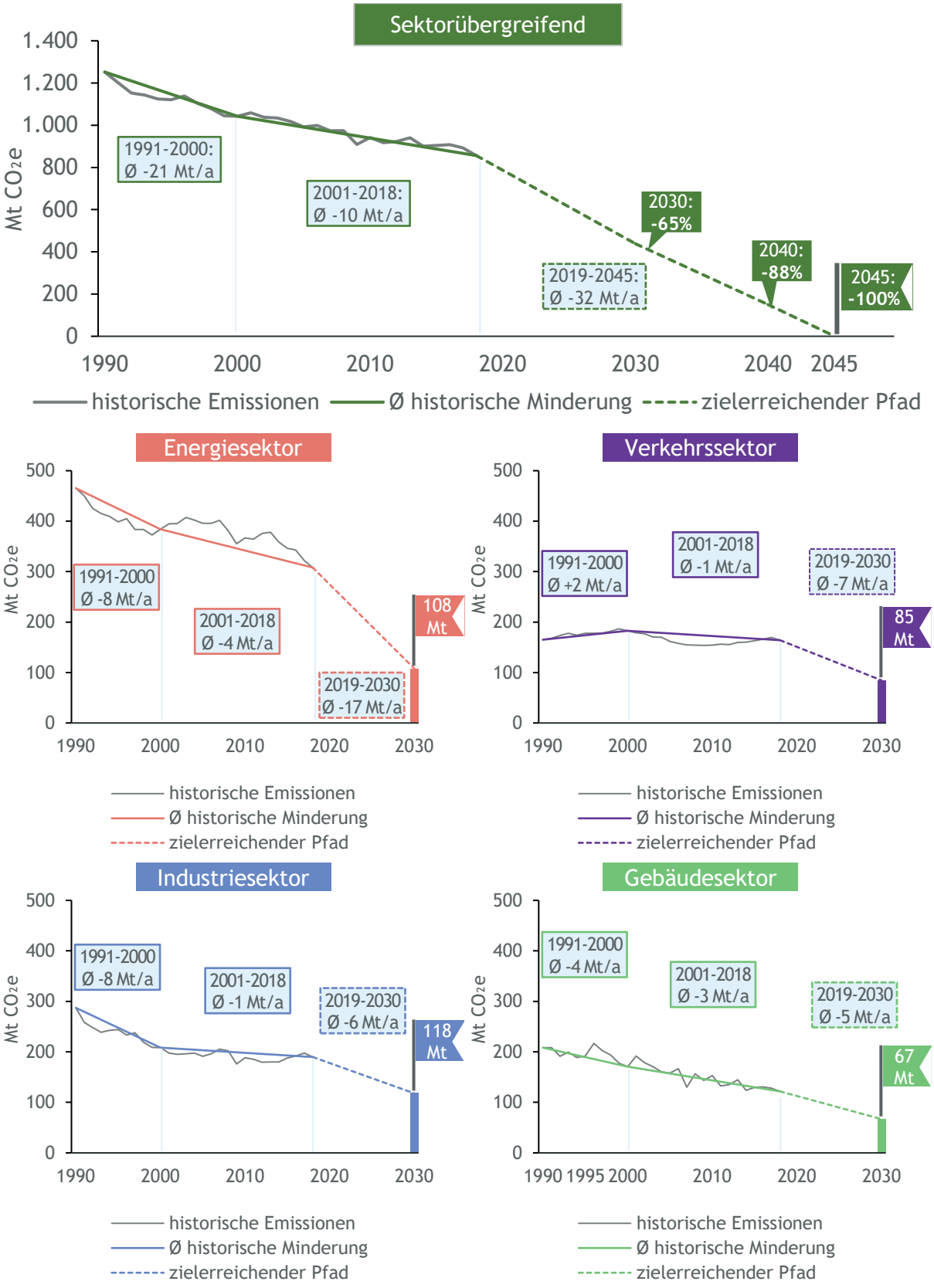


Abbildung 7: Entwicklung der nationalen Treibhausgasemissionen und Klimaziele

Die wesentlichen klimapolitischen Ziele der Energiewende sind die von der Bundesregierung angestrebte Reduktion der nationalen Treibhausgasemissionen. Im Klimaschutzgesetz 2021, das die gesetzlich verbindlichen Klimaziele für Deutschland beinhaltet, wird das Ziel der Klimaneutralität für das Jahr 2045 angestrebt. Weiterhin gelten die Zwischenziele für die Jahre 2030 und 2040. Demnach muss Deutschland die Emissionen bis zum Jahr 2030 um 65 % und bis zum Jahr 2040 um 88 % gegenüber dem Basisjahr 1990 senken. Nach 2045 wird eine netto-Negativbilanz angestrebt. Das Klimaschutzgesetz 2021 bildet die Grundlage für die entwickelten Szenarien und Pfade in dieser Studie.

Das Klimaschutzgesetz legt zudem sektorspezifische Ziele bis zum Jahr 2030 fest. Diese geben für den Energiesektor ein Emissionsbudget von 108 Mt CO_2e für das Jahr 2030 vor, für den Industriesektor 118 Mt CO_2e, für den Verkehrssektor 85 Mt CO_2e und für den Gebäudesektor 67 Mt CO_2e. Diese sektoralen Minderungsziele werden in der Entwicklung der Transformationspfade und der Modellierung zusätzlich zu den sektorübergreifenden Minderungszielen berücksichtigt.

Abbildung 7 zeigt die historische Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland sowie die sektorübergreifenden Klimaziele. Vom Jahr 1991 bis zum Jahr 2000 betrug die durchschnittliche Emissionsminderung 21 Mt CO_2e pro Jahr. Diese ist allerdings auch auf Sondereffekte nach der deutschen Wiedervereinigung zurückzuführen. In den Folgejahren bis 2018 wurden durchschnittlich nur ca. 10 Mt CO_2e pro Jahr gemindert. Somit ist eine deutliche Beschleunigung des Minderungsgeschwindigkeit notwendig, um die Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen. Die jährliche Minderung zwischen den Jahren 2019 und 2045 muss zur Zielerreichung durchschnittlich ca. 32 Mt CO_2e betragen.

Neben den Zielen für den Ausstoß von Treibhausgasemissionen werden verschiedene weitere politisch festgelegte Rahmenbedingungen wie zum Beispiel die Nationale Wasserstoffstrategie, das *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG) oder das *Windenergie-auf-See-Gesetz* (WindSeeG) berücksichtig. Eine Erläuterung der für die Modellierung relevanten Rahmenbedingungen befindet sich in den Beschreibungen der einzelnen Sektoren in Kapitel 2.

Modellierung von Klimazielen

Die beschriebenen THG-Minderungsziele des novellierten Klimaschutzgesetzes sind eine der zentralen Randbedingungen der Modellierung des KN100-Szenarios. Im Jahr 2030 werden die sektoralen Minderungsziele für die Sektoren Verkehr Industrie, Gebäude und Energie jeweils als Mengenbeschränkung im EWI-Energiesystemmodell DIMENSION abgebildet. Die Emissionen des Landwirtschaftssektors werden im Rahmen der Studie nicht explizit modelliert, sondern basieren auf der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021). Im Jahr 2030 betragen die Emissionen der Landwirtschaft 58 Mt CO_2e, sodass das aktuelle Ziel gemäß Klimaschutzgesetz von 56 Mt CO_2e verfehlt wird. Entsprechend muss diese Zielverfehlung kompensiert werden, um die übergeordnete Zielsetzung von 65 % Minderung zu erreichen.

Während die sektoralen Klimaziele für das Jahr 2030 in der Modellierung erreicht werden, werden die für 2025 festgelegten sektoralen Klimaziele verfehlt. Dies liegt insbesondere darin begründet, dass die Diskrepanz zwischen den verschärften Klimazielen und den für die Erreichung der

sektoralen Klimaziele im Jahr 2025 erforderlichen Transformationsgeschwindigkeiten aktuell zu groß erscheint.

Einige der technologischen Innovationen, die in den Sektoren für eine deutliche Minderung der Emissionen benötigt werden, befinden sich aktuell noch in der Entwicklung und können bei günstigen Rahmenbedingungen erst nach 2025 zum Hochlauf gebracht werden. Beispiele im Industriesektor sind die Stahlproduktion auf Basis der wasserstoffbasierten Direktreduktion oder der Einsatz von grünem Wasserstoff in der Chemieindustrie. Neben der technologischen Entwicklung der Prozesstechnologien erfordert der Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft den Aufbau einer Netzinfrastruktur und der entsprechenden Erzeugungsanlagen im In- und Ausland. Im Verkehrssektor sind hohe Investitionen im öffentlichen Verkehr notwendig, damit eine Verkehrsverlagerung auf weniger emissionsintensive Verkehrsträger wie Busse oder Bahnen realisierbar ist. Im Gebäudesektor ist u. a. eine deutliche Steigerung der Gebäudesanierungsrate eine zentrale Voraussetzung für die Klimazielerreichung.

Die erforderliche Beschleunigung der jährlichen Emissionsminderung erfordert unter den aktuellen politischen und technologischen Rahmenbedingungen einen gewissen zeitlichen Vorlauf. In Absprache mit dem Gutachterkonsortium, den Expertinnen und Experten der dena sowie dem Projektpartnerkreis und Projektbeirat wurde deshalb beschlossen, die sektoralen Minderungsziele vor 2030 nicht zu berücksichtigen. Eine Diskussion der Konsequenzen der Zielverfehlung und konkrete Handlungsempfehlungen finden sich im Ergebnisbericht der dena.

Nach 2030 werden die Minderungsziele sektorenübergreifend als bindende Bedingungen in der Modellierung abgebildet. Im Jahr 2045 gilt das Ziel der Klimaneutralität unter Berücksichtigung der Negativemissionen aus technischen und natürlichen Senken.

Auf europäischer Ebene wird ebenfalls eine Emissionsminderung unterstellt, die sich an den Zielen der Europäischen Union orientiert. Gemäß des EU-Klimagesetzes wird für das europäische Ausland eine Emissionsminderung von 55 % bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 1990 unterstellt sowie Klimaneutralität bis zum Jahr 2050.

1.3.3 Entwicklung von Transformationspfaden

In der vorliegenden Studie wird untersucht, wie das Ziel der Klimaneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045 erreicht werden könnte. Für die Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude werden Bottom-Up-Modelle entwickelt, um möglichst konsistente Pfade zur Erreichung der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung abzuleiten. Dafür werden aus Annahmen zu politischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen sowie technologischen Entwicklungen in den Sektoren konsistente Mengengerüste abgeleitet. Die Transformationspfade werden für die Modellierung des Energiesystems in jährliche und stündliche Energiebedarfe übersetzt, die als exogene Eingangsdaten in die Energiesystemmodellierung eingehen. Die Modellierung des Gebäudesektors wird von ITG und FIW durchgeführt und im Gutachten *dena-Leitstudie Aufbruch*

Klimaneutralität. Modellierung des Gebäudesektors (ITG/FIW-Gutachterbericht, 2021) vorgestellt. Verkehrs- und Industriesektor werden vom EWI modelliert. Der exogene Transformationspfad des LULUCF-Sektors wird vom Öko-Institut entwickelt.

Sektorspezifische Annahmen und Rahmenbedingungen werden aus wissenschaftlichen Quellen und Fachliteratur abgeleitet und im Rahmen des Multi-Stakeholder-Ansatzes mit den Expertinnen und Experten der dena, der Praxisexpertise aus den Partnerunternehmen und -verbänden sowie mit dem Fachwissen des Projektbeirats validiert. Die finalen Parameter werden von den wissenschaftlichen Gutachtern festgelegt. Für die Definition ausgewählter Annahmen werden zusätzlich Experteninterviews, bspw. mit Industrievertreterinnen und -vertretern, geführt. Dies betrifft beispielsweise innovative neue Produktionstechnologien, da diese teilweise noch im frühen Versuchsstadium sind und die Verfügbarkeit von öffentlichen Quellen begrenzt ist.

Eine detaillierte Darstellung der Transformationspfade und der zugrundeliegenden Annahmen befindet sich Kapitel 2. Annahmen für den Gebäudesektor und den LULUCF-Sektor werden in ITG/FIW-Gutachterbericht (2021) sowie Öko-Institut-Kurzgutachten (2021) beschrieben. Bei der Interpretation der Transformationspfade muss berücksichtigt werden, dass die Entwicklung im Rahmen einer Bottom-Up-Modellierung erfolgt und nicht das Ergebnis einer Kostenoptimierung ist. Investitionsentscheidungen in den Endenergieverbrauchssektoren (z. B. Neuzulassungen von Fahrzeugen, innovative Industrieprozesse, Beheizungsstruktur von Gebäuden oder die Realisierung von Effizienzgewinnen) werden bereits in den Transformationspfaden definiert. Folglich kann aus den Transformationspfaden und damit für das Szenario KN100 kein Anspruch auf Kostenoptimalität abgeleitet werden.

Eine Übersicht der zugrundeliegenden Parameter und Annahmen wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

1.3.4 Energiesystemmodell DIMENSION

Die Endenergiebedarfe der Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr gehen in das Energiesystemmodell DIMENSION ein. In DIMENSION wird sektorenübergreifend die kostenoptimale Bereitstellung dieser Endenergiebedarfe ermittelt. Zentrale Bedingung der Optimierung ist dabei die Einhaltung der zugrundeliegenden Klimaziele. Im Modell werden die kurz- und langfristigen Bereitstellungskosten aller Energieträger unter Berücksichtigung von politischen, regulatorischen und technologischen Rahmenbedingungen in der Optimierung berücksichtigt. Weiterhin erfolgt die Optimierung für das Europäische Energiesystem, sodass Interdependenzen zwischen den Energiesystemen verschiedener Länder explizit abgebildet werden.

Das Modell umfasst die Kosten für Ausbau und Betrieb von Kraftwerken, öffentlicher und industrieller Wärmeerzeugung inklusive Power-to-Heat, sowie von Flexibilitäten im Stromversorgungssystem. Zudem werden der Ausbau und Betrieb von Elektrolyseuren und von Anlagen zur Weiterverarbeitung von Wasserstoff, insbesondere Methanisierung und Fischer-Tropsch-Synthese endogen abgebildet. Anforderungen an Infrastrukturen werden auf Basis der aus

der Optimierung resultierenden Bedarfen an End- und Primärenergieträgern abgeleitet. Die Infrastrukturen sind somit konsistent zum dargestellten Gesamtsystem, sind allerdings nicht Teil der Kostenoptimierung. Abbildung 8 stellt die Zusammenhänge des Modells schematisch dar.

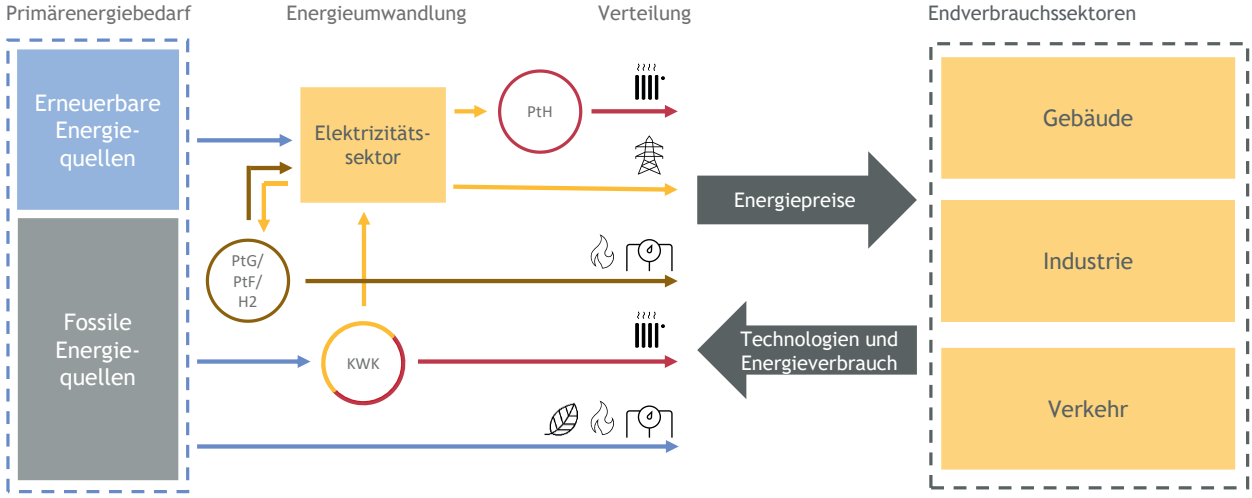


Abbildung 8: Das Energiesystemmodell DIMENSION

DIMENSION bildet Kontinentaleuropa mit den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union sowie Großbritannien, Norwegen und der Schweiz ab. Dabei wird unterstellt, dass auch in Europa Klimaneutralität erreicht wird. Entsprechend ergeben sich auch für die restlichen abgebildeten Länder Bedarfe an klimaneutral bereitgestellten Endenergieträgern wie grünem Wasserstoff oder Strom aus erneuerbaren Energien. Die entsprechende Rückwirkung der Europäischen Bedarfe auf das deutsche Energiesystem ist somit im Modell konsistent abgebildet. Der Stromaustausch zwischen den verschiedenen Ländern ergibt sich als Ergebnis der Optimierung. Der Stromhandel wird dabei in stündlicher Auflösung unter Berücksichtigung von Annahmen zur Entwicklung der Interkonnektorenkapazitäten zwischen den Ländern simuliert. Aufgrund der zunehmenden Bedeutung von Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukten werden in DIMENSION zusätzlich zu den genannten vollständig abgebildeten Europäischen Ländern etwa 90 weitere Herkunftsländer für grünen Wasserstoff sowie synthetisches Methan und Power-to-Liquid aus verschiedenen Weltregionen abgebildet. Für diese Länder werden Bereitstellungskosten für die genannten Produkte ermittelt. Diese basieren auf den lokalen Wind- und Solarverfügbarkeiten sowie den Investitionskosten für die benötigten Anlagen zur Strom- und Wasserstofferzeugung sowie zur Weiterverarbeitung von Wasserstoff. Im Rahmen der Optimierung in DIMENSION können entsprechend Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte aus diesen Ländern nach Deutschland und Europa importiert werden.

1.3.5 Stromnetzmodellierung[8]

Die Bewertung von Auswirkungen einer veränderten Erzeugungsstruktur und neuer Stromanwendungen auf das Stromnetz erfolgt auf der deutschen Übertragungsnetz- wie auch Verteilnetzebene. Ziel ist hierbei die Abschätzung des erforderlichen Investitionsbedarfes für die Zieljahre 2030 und 2045 im Szenario KN 100. Die zugrundeliegenden Mantelzahlen des untersuchten Szenarios sowie der sich hieraus ergebende Kraftwerkseinsatz werden hierbei für die jeweilige Modellierung der Spannungsebene berücksichtigt. Die Modellierung der Spannungsebenen basiert hierbei auf den durch das Szenario gegebenen Randbedingungen. Im Folgenden werden die verwendeten Modelle zur Berechnung des Investitionsbedarfs im Übertragungsnetz- sowie den Ebenen des Verteilnetzes beschrieben.

Übertragungsnetzebene

Die Basis für die Berechnung des Investitionsbedarfes in der Übertragungsnetzebene bildet ein Netzmodell, welches mit einer reduzierten Knotenanzahl das deutsche Übertragungsnetz sowie das europäische Ausland abbildet. In dem Netzmodell werden bereits alle Netzausbaumaßnahmen sowohl des AC- als auch des DC-Start- sowie Zubaunetzes des Netzentwicklungsplanes 2035 (Version 2021, 2. Entwurf) für das Szenario B 2035 bis zum Jahr 2035 berücksichtigt. Unter Verwendung dieses Modells wird im Rahmen einer iterativen Netzausbaurechnung der zusätzliche Netzausbaubedarf in der Übertragungsnetzebene für die ausgewählten Stützjahre des untersuchten Hauptszenarios sowie den einzelnen Sensitivitätsbetrachtungen bestimmt. Bei der Analyse des Netzausbaubedarfes im Hauptszenario KN100 wird für beide Zieljahre 2030 und 2045 der im NEP bis zum Jahr 2035 ausgewiesene Netzausbaubedarf bereits berücksichtigt. Für 2030 wird damit zunächst geprüft, ob der im NEP ausgewiesene Ausbaubedarf im untersuchten Szenario ausreichend ist und ggf. einer Beschleunigung bedarf. Ein potenziell zusätzlicher Netzausbaubedarf wird mittels der in Abbildung 10 dargestellten Methodik ermittelt.

[8] Das Kapitel 1.3.5. Stromnetzmodellierung wurde von der ef.Ruhr verfasst.

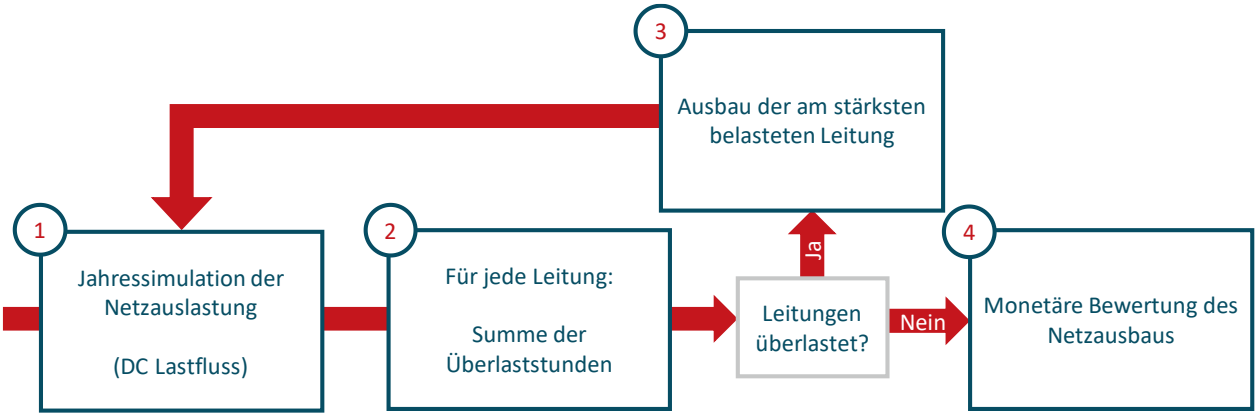


Abbildung 10: Berechnungsmethodik für die Netzausbauberechnung im Übertragungsnetz

In **Schritt 1** der Berechnung werden die in den einzelnen Szenarien zu erwartenden Residuallastverläufe der Bundesländer sowie der europäischen Nachbarländer für alle 8.760 Stunden eines Betrachtungsjahres auf die entsprechenden Knoten des Netzmodells verteilt.

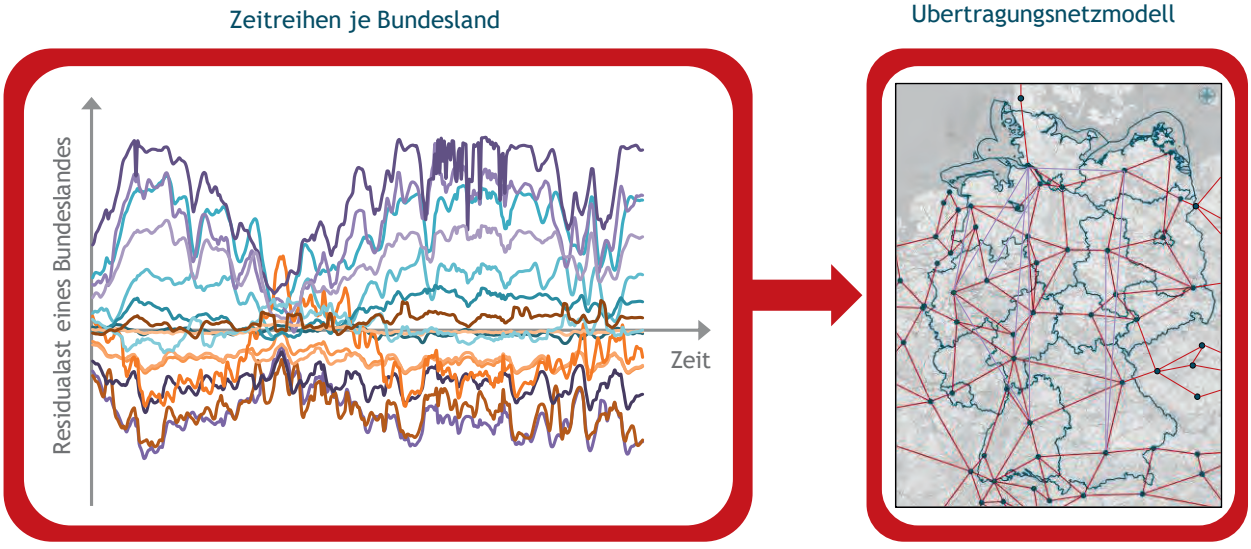


Abbildung 9: Schematische Darstellung der Bundeslandzeitreihen und des Übertragungsnetzmodells

Die resultierenden Zeitreihen berücksichtigen hierbei bereits den Einsatz der 3 %-Spitzenkappung als Planungskriterium. Unter Verwendung der Zeitreihen werden anschließend anhand des reduzierten Netzmodells Gleichstrom (DC)-Lastflussberechnungen durchgeführt. Außerdem werden für die berücksichtigten Trassen zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) für alle Zeitschritte die Betriebspunkte gewählt, die zur geringsten Belastung des AC-Netzes führen.

Im **zweiten Schritt** der Analyse erfolgt die Bewertung der Netzauslastung eines Jahres. Unter Berücksichtigung der Überlastungshäufigkeit sowie der kumulierten Überlastarbeit wird eine Ausbaupriorisierung aller Leitungen durchgeführt.

In **Schritt 3** werden entsprechend der zuvor ermittelten Priorisierung Netzengpässe durch den Einsatz von Netzausbaumaßnahmen aufgelöst. In Abhängigkeit des Ausbauzustandes des Netzes

wird zunächst eine Umbeseilung vorhandener 380-kV-Stromkreise der engpassbehafteten Trasse mit erhöhter Stromtragfähigkeit oder die Ergänzung eines weiteren Stromkreises in vorhandener Trasse geprüft. Handelt es sich um eine bestehende 220-kV-Trasse, wird diese zu einer 380-kV-Trasse umgebaut. Schließlich stellt der Neubau eines 380-kV-Stromkreises in neuer Trasse die letzte Option dar. Im Rahmen der Analyse des Übertragungsnetzes werden keine betrieblichen Maßnahmen des Engpassmanagements, wie etwa der Einsatz von Redispatch oder einem netzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen (bspw. steuerbare Lasten, Speicher, Elektrolyseure) berücksichtigt.

Die monetäre Bewertung des ermittelten Netzausbaubedarfes erfolgt in **Schritt 4**. Hierzu werden die Kostenpositionen gemäß des NEP 2035 v2021 (NEP Strom 2035, 2021) verwendet. Alle der Berechnung zugrundeliegenden Annahmen und Parameter können der zusätzlich bereitgestellten Sammlung entnommen werden.

Ausbaubedarf in der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene

Die Berechnung des Ausbaubedarfs in der Mittelspannungs- (MS-Ebene) und Niederspannungsebene (NS-Ebene) erfolgt anhand eines automatisierten Netzausbauprozesses. Hierbei wird zunächst das betrachtete Szenario auf die Gemeindeebene regionalisiert. Auf Basis der Regionalisierung werden dann im Zuge einer Clusterung repräsentative Gemeinden ermittelt. Im Rahmen von Detailnetzbetrachtungen werden im darauffolgenden Schritt Netzstrukturen innerhalb der repräsentativen Gemeinden analysiert und entsprechend der zukünftigen Versorgungsaufgabe ausgebaut (siehe Abbildung 11). Die Ergebnisse der Detailnetzbetrachtungen werden letztlich innerhalb der Cluster und auf Gesamtdeutschland hochgerechnet.

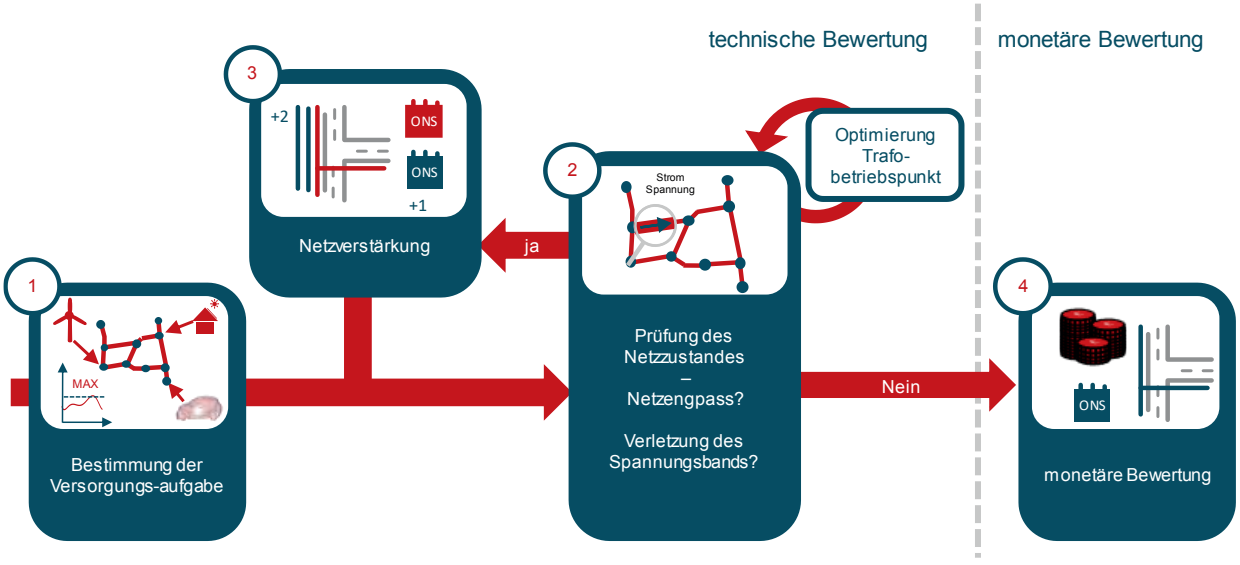


Abbildung 11: Schematische Darstellung des automatisierten Netzausbauprozesses zu Bewertung der NS und MS--Ebene

Der beschriebene Ansatz wurde bereits im Rahmen verschiedener Netzausbaustudien genutzt, sukzessive weiterentwickelt und den Bedürfnissen der einzelnen Studie angepasst. Eine detaillierte Beschreibung der angewandten Methodik findet sich entsprechend in (Agora, 2019; ef.Ruhr, 2017; EWI, 2018; EWI & ef.Ruhr, 2018; ef.Ruhr et al., 2021) sowie in Anhang B: ef.Ruhr

Stromnetzmodell. Eine Übersicht der zugrundeliegenden Parameter und Annahmen wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

Aktuelle Studien zeigen, dass eine Steuerung von Ladevorgängen und dessen planerische Berücksichtigung ein hohes Potenzial zur Reduzierung der erforderlichen Netzausbauinvestitionen besitzt (Agora, 2019; ef.Ruhr et al., 2021). Im Rahmen dieser Studie wird angenommen, dass die entsprechenden technischen, rechtlichen und regulatorischen Voraussetzungen (beispielsweise die Ausgestaltung von §14a im *Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)* und eine entsprechende Anbindung an IKT der Ladepunkte) in den betrachteten Stützjahren gegeben sind und somit eine planerische Berücksichtigung des gesteuerten Ladens möglich ist.

Ermittlung des Netzausbaubedarfes in der Hochspannungsebene

Basis für die Abschätzung des Netzausbaubedarfes in der Hochspannungsebene (HS-Ebene) sind die Mantelzahlen des betrachteten Szenarios sowie die im Rahmen der dena-Verteilnetzstudie (dena, 2012) durchgeführten Untersuchungen von realen HS-Netzen in Deutschland. Die Netzbewertung der HS-Netze zeigt dabei, dass erforderliche Netzerweiterungsmaßnahmen insbesondere durch den Zubau von erneuerbaren Energien (EE) hervorgerufen werden und hier zumindest im Durchschnitt ein linearer Zusammenhang unterstellt werden kann. Dieser Zusammenhang wird für die Abschätzung des Netzausbaus im Rahmen der Studie genutzt. Folglich wird unterstellt, dass erforderliche Netzausbaumaßnahmen durch den netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall ausgelöst werden und dies auch auf den Zeithorizont bis zum Jahr 2045 übertragen werden kann. Dieser Ansatz bildet eine konservative Abschätzung des erforderlichen Netzausbaus ab. Eine ausführliche Diskussion der Randbedingungen für den gewählten Ansatz zur Einordnung des erforderlichen Netzausbaus in der HS-Ebene findet sich in Kapitel 3.5.2. Die Berücksichtigung der Spitzenkappung als anerkannter Planungsgrundsatz und die damit einhergehende Reduktion der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen erfolgt ebenfalls auf Basis der Untersuchungen in der *dena-Verteilnetzstudie* (dena, 2012).

1.3.6 Rahmendaten

Übergeordnete Rahmenparameter						
Allgemeines	**Einheit**	**2018**	**2030**	**2040**	**2045**	**2050**
BIP-Wachstum	% p.a.	1,1%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
Bevölkerung	Millionen	83,7	83,3	82,1	81,2	80,2
Verkehr						
Personenverkehr	Mrd. Pkm	1.399	1.425	1.462	1.482	1.503
Güterverkehr	Mrd. tkm	735	820	870	898	926
Brennstoffpreise						
Öl	EUR/MWh	37,3	45,8	55,1	60,6	66,0
Steinkohle	EUR/MWh	10,1	10,3	10,4	10,2	10,0
Gas	EUR/MWh	23,2	17,9	24,2	23,7	23,1
Wechselkurs						
US-Dollar	USD/EUR	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
Exogene Emissionspfade						
Sektor Landwirtschaft	Mt CO_2e	70	58	46	41	37
Sektor Abfall, Sonstige	Mt CO_2e	10	5	3	1	1

Abbildung 12: Übergeordnete Rahmenparameter

Weitere Rahmenparameter werden im Parameterset zur Studie separat zum Download gestellt. Für Quellenangaben wird auf das Parameterset verwiesen.

1.4 Betrachtungsgrenzen

Aufgrund der hohen Komplexität einer Transformation der deutschen Volkswirtschaft zur Klimaneutralität, werden bei der Modellierung des KN100-Szenarios und der Pfadausprägungen verschiedene Vereinfachungen in der Betrachtung und Modellierung vorgenommen. Diese Betrachtungsgrenzen sind bei der Interpretation der Studienergebnisse zu berücksichtigen. Da die genannten Vereinfachungen typischerweise auch Teil vergleichbarer Szenarienrechnungen sind, zeigen diese Punkte gleichzeitig weiteres Forschungspotential für eine Bewertung der Transformation zur Klimaneutralität auf.

Keine makroökonomische Analyse

Die vorliegende Untersuchung ist eine Partialanalyse des deutschen Energiemarktes unter Berücksichtigung von Wechselwirkungen mit dem EU-Energiemarkt. Eine makroökonomische Analyse findet nicht statt. Daher können keine Aussagen zu den gesamtwirtschaftlichen Effekten

(z. B. Wirtschaftswachstum, Arbeitsplätze, Zinsniveau) des Szenarios getroffen werden. Insbesondere kann nicht bewertet werden, wie der aus dem Szenario resultierende Einsatz der makroökonomischen Inputfaktoren Kapital und Arbeit auf andere Wirtschaftssektoren rückwirkt. Dies Betrifft beispielsweise den erforderlichen Einsatz von Handwerkern im Gebäudesektor oder das für Investitionen in Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erforderliche Kapital. Damit kann auch keine Aussage über die Rückwirkung der Klimaschutzmaßnahmen auf die Kosten der Inputfaktoren gemacht werden.

Aufgrund der genannten Partialbetrachtung sowie der Fokussierung auf Deutschland und Europa sind auch die Rückwirkungen des Szenarios auf die künftige Attraktivität von Deutschland als Industriestandort im globalen Kontext nicht Gegenstand dieser Untersuchungen. Eine Aussage über die Rückwirkung auf Verlagerungen von Industriestandorten ist nicht möglich. Vereinfachend wird in der Modellierung davon ausgegangen, dass ein funktionierender Carbon-Leakage Schutz in Deutschland und der EU mögliche Wettbewerbsnachteile für die deutsche Industrie abwendet.

Keine Analyse der globalen Treibhausgasemissionen

Die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen erfolgt innerhalb der betrachteten europäischen Länder.[9] Es wird keine vollständige Bilanz der globalen Energieverbräuche und Treibhausgas-emissionen erstellt. Damit werden insbesondere Emissionen, die bei der Produktion von aus dem außereuropäischen Ausland importierten Gütern anfallen, nicht im Bilanzrahmen erfasst. Beispiele sind in diesem Kontext der Import von Photovoltaik-Modulen oder Batterien nach Europa sowie die Emissionen, die bei der Förderung und beim Transport von fossilen Energieträgern anfallen. Da keine globale Emissionsbilanz erstellt wird, können auch keine Aussagen über die Konsistenz der implizit außerhalb des Bilanzrahmens verursachten Emissionen mit Kimaschutz-maßnahmen außerhalb von Europa getroffen werden.

Keine Berechnung kostenoptimaler Szenarien

Da die Investitionsentscheidungen für Technologien in den Endenergieverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr exogen modelliert werden und nicht Teil der Optimierung sind, kann das Szenario KN100 nicht in Hinblick auf eine Kostenoptimalität des Gesamtsystems bewertet werden. Die Bereitstellung der Energiebedarfe, u. a. Kraftwerkseinsatz und Investitionen im Stromsystem sowie die Bereitstellung von Wasserstoff, ist jedoch kostenoptimal. Auch wenn die Szenarien nicht vollständig kostenoptimal sind, können ausgewählte Investitionen in den Sektoren sowie Energiebereitstellungskosten basierend auf den Modellergebnissen ausgewertet werden.

Keine betriebs- bzw. einzelwirtschaftliche Bewertung

Die in dieser Studie gerechneten Szenarien erfolgen aus volkswirtschaftlicher Perspektive. D. h. es erfolgt eine Minimierung der Systemkosten der Energiebereitstellung. Im Unterschied zur betriebswirtschaftlichen Perspektive eines einzelnen Akteurs werden keine Steuern,

[9] Die Bilanzierung in Europa erfolgt nach dem Quellprinzip mit den in Kapitel 1.3.1 beschriebenen selektiven Ausnahmen.

Subventionen, Umlagen und andere staatliche Eingriffe in der Optimierung berücksichtigt. Das reale Investitionskalkül einzelner Marktteilnehme muss folglich nicht notwendigerweise mit den Ergebnissen des Energiesystemmodells übereinstimmen.

Keine Analyse von Verteilungseffekten und Sozialverträglichkeit

Da die Analysen in dieser Studie nicht aus einzelwirtschaftlicher Perspektive berechnet sind, werden keine Aussagen zur Sozialverträglichkeit der unterschiedlichen Szenarien getroffen. Da die Transformation des Energiesystems vielfach in private Lebensbereiche (z. B. Wohnen oder Verkehr) reicht, werden sich unterschiedliche Kostenbelastungen und -entlastungen für unterschiedliche Personengruppen ergeben. Diese Fragen sind insbesondere hinsichtlich der Akzeptanz des Transformationsprozesses entscheidend.

Keine Analyse der erforderlichen Mittel zum Erreichen technologischen Fortschritts

Für diese Untersuchung wird für diverse Technologien ein substanzieller technologischer Fortschritt bis 2050 angenommen, der insbesondere zu verbesserten Effizienzen und sinkenden Investitionskosten führt. Beispielsweise werden entsprechende Lernkurven für erneuerbare Energien, für Technologien der Power-to-X (PtX) Wertschöpfungsketten, für Heizungen oder Fahrzeuge angenommen. Da diese Entwicklungen jedoch exogene Annahmen der Modellierung sind, können keine Aussagen über die tatsächlich erforderlichen Mittel (z. B. Forschungsmittel, Arbeitszeit, etc.), welche für die Realisierung des unterstellten technologischen Fortschritts notwendig sind, getroffen werden.

2 Hauptszenario Klimaneutralität 100

2.1 Verkehrssektor

Im Verkehrssektor sind die Emissionen seit 1990 kaum gesunken. So lagen die Emissionen mit 164 Mt CO_2e im Jahr 2018 nur geringfügig unter dem Stand von 1990 mit 165 Mt CO_2e. Bis zum Jahr 2000 stiegen die Emissionen zwischenzeitlich sogar auf etwa 183 Mt CO_2e mit einem jährlichen Anstieg von rund 2 Mt/a. Dabei unterliegen die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor starken konjunkturellen Schwankungen. Während der Wirtschaftskrise sanken die Emissionen bspw. im Jahr 2009 auf ca. 154 Mt CO_2e, um dann mit der konjunkturellen Erholung wieder anzusteigen. Insgesamt gingen damit die Emissionen zwischen 2001 und 2018 nur um durchschnittlich 1 Mt CO_2e zurück.

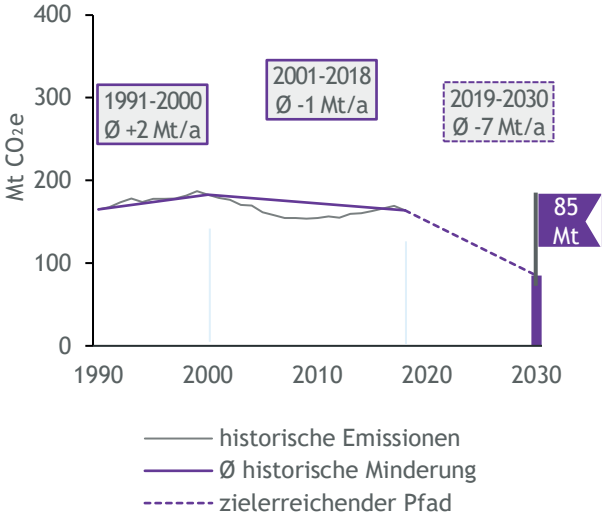


Abbildung 13: Historische Treibhausgasemissionen und das sektorale Klimaziel 2030 im Verkehr

Das aktuelle Klimaschutzgesetz 2021 sieht vor, die Emissionen bis 2030 kontinuierlich auf 85 Mt CO_2e zu reduzieren und diese somit gegenüber 2018 nahezu zu halbieren. Dies entspricht einem Rückgang von ca. 7 Mt CO_2e jährlich. Bis zum Jahr 2045 soll der Verkehrssektor dann klimaneutral sein. Auf dem Weg dorthin wurde das Ziel von 150 Mt CO_2e für das Jahr 2020 durch einen Corona-bedingten signifikanten Rückgang des Verkehrsvolumens erreicht. Für das Jahr 2021 deutet sich jedoch ein Anstieg der verkehrsbedingten Emissionen und eine Verfehlung der Vorgaben des Klimaschutzgesetzes an.

Abbildung 14: Übersicht der Verkehrsträger

Um die Emissionen im Verkehrssektor abzubilden, werden neun Verkehrsträger differenziert, die in den motorisierten Individual- und Straßengüterverkehr sowie die sonstigen Verkehrsträger unterschieden werden. Zum motorisierten Individual- und Straßengüterverkehr gehören die PKW, die leichten Nutzfahrzeuge (LNF) sowie die mittleren LKW (3,5-12 t) und schweren LKW (>12 t). Für diese Verkehrsträger wird der Fahrzeugpark explizit abgebildet und eine Investitionsrechnung durchgeführt. Die sonstigen Verkehrsträger umfassen den Schienen-, Binnenschiff- und Luftverkehr sowie den Öffentlichen Straßenpersonenverkehr (ÖSPV) und die Mikromobilität. Eine Investitionsrechnungen wird für diese Verkehrsträger nicht durchgeführt.

Die notwendige Reduktion der Emissionen kann im Verkehrssektor über das Zusammenspiel **technologischer und transformatorischer Ansätze** gelingen. Technologische Ansätze betreffen beispielsweise die Weiterentwicklung von Technologien (z. B. Effizienzsteigerungen) und oder die Marktdurchdringung neuer Technologien (z. B. Elektromobilität oder flüssige synthetische Kraftstoffe). Transformatorische Ansätze betreffen u. a. die Änderung von Mobilitätsverhalten. Die diskutierten Ansatzmöglichkeiten sind in Abbildung 15 dargestellt.

Im Kontext technischer Ansatzmöglichkeiten kann beispielsweise der **Antriebswechsel** von konventionellen Motoren zu Elektromotoren den Endenergieverbrauch und die Emissionen senken. Im Verkehrssektor wird die Elektromobilität in den nächsten Jahren ein starker Treiber sein.

Eine Alternative ist die **Wasserstoffmobilität**. Hierbei wird Wasserstoff in einer Brennstoffzelle in Strom umgewandelt, mit dem dann ein Elektromotor angetrieben wird. Hinsichtlich der Fahrzeugtechnologie sind weitere Entwicklungen notwendig, sodass die Wasserstoffmobilität erst ab 2030 und vornehmlich im Schwerlastverkehr eine größere Rolle einnimmt.

Abbildung 15: Technologische und transformatorische Ansätze im Verkehrssektor

Zusätzlich kann auch der Einsatz **klimaneutraler Kraftstoffe** zur Erreichung des sektoralen Klimaziels beitragen. Hierzu zählen Kraftstoffe auf biogener Basis sowie in der mittleren und langen Frist auch synthetisch hergestellte flüssige Kraftstoffe wie Kerosin, Diesel oder Benzin.

Darüber hinaus zählt die Steigerung der **Kraftstoffeffizienz** bei bestehenden Antriebstechnologien wie Benzin- und Dieselmotoren zu den technologischen Ansätzen. Dies gilt ebenso für die Erhöhung des elektrischen Fahranteils von Plug-in-hybriden Fahrzeugen.

Der Kraftstoffverbrauch kann jedoch auch durch transformatorische Ansätze reduziert werden. Dies wäre der Fall, wenn beispielsweise die Fahrzeuge im Durchschnitt kleiner werden und damit geringere Verbräuche aufweisen. In der Vergangenheit wurden die Effizienzgewinne bei den Antriebssträngen durch den Trend zu immer größeren, leistungsstärkeren und besser ausgestatteten Fahrzeugen teilweise kompensiert (UBA, 2021b).

Ein weiterer zentraler transformatorischer Ansatz ist die **Verlagerung** auf weniger emissionsintensive Verkehrsträger. So können z. B. Inlandsflüge und PKW-Verkehr auf der Langstrecke in Teilen auf die Schiene verlegt werden, wodurch Treibhausgasemissionen eingespart werden können.

Zudem kann das **Verkehrsvolumen** ein wesentlicher Parameter der sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr optimiert werden kann. Die aus der Jahresnachfrage nach Personen- bzw. Güterbeförderung resultierenden Fahrzeugkilometer werden direkt durch die jeweilige Fahrzeugauslastung beeinflusst. Im Personenverkehr spiegelt diese vornehmlich der durchschnittliche Besetzungsgrad in Personen je Fahrzeug wider. Im Güterverkehr entspricht diese der durchschnittlichen Fahrzeugbeladung in Tonnen je Fahrzeug.

Eine Übersicht der zugrundeliegenden Parameter und Annahmen wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

2.1.1 Entwicklung im Personenverkehr

In den letzten 40 Jahre haben das Wirtschaftswachstum, das zu einer hohen Beschäftigung und damit zu einer Zunahme des Berufsverkehrs geführt hat, sowie das Bevölkerungswachstum und die geringen Kosten von Mobilität in einem starken Anstieg der **Verkehrsleistung** im Personenverkehr resultiert. Seit 1991 ist die Jahresnachfrage kontinuierlich gestiegen (UBA, 2021a).

Der demografischen Wandel mit dem steigenden Durchschnittsalter der Bevölkerung könnte jedoch in der Zukunft zu einer Stagnation des Anstiegs des Mobilitätsbedarfs beitragen. Denn mit zunehmendem Alter und dem Ausscheiden aus dem Berufsleben sinkt die Mobilitätsnachfrage deutlich, auch wenn diese in der älteren Bevölkerung in der Vergangenheit zugenommen hat.

Zudem wird angenommen, dass sich das Mobilitätsverhalten ändert. So werden zukünftig beispielsweise Homeoffice-Regelungen eine größere Rolle spielen und Arbeitswege teilweise

entfallen. Hinzu kommt ein Wachstum im Onlinehandel, sodass sich bspw. auch Einkaufswege reduzieren könnten.

Diese Entwicklungen führen zu der Annahme, dass im Personenverkehr für den Betrachtungszeitraum bis 2050 die Jahresnachfrage, vor allem getrieben durch die internationale Luftfahrt, nur noch leicht steigt (siehe Abbildung 16). Die Anteile der unterschiedlichen Verkehrsträger am Personenverkehr ändern sich jedoch im Zeitverlauf deutlich. Im rein nationalen Verkehr bleibt die Jahresnachfrage dabei etwa konstant.

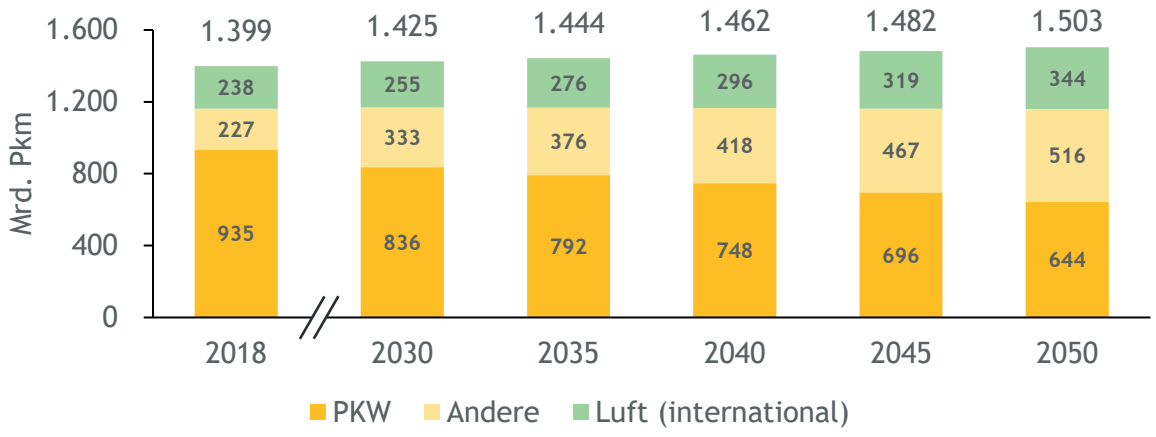


Abbildung 16: Jahresnachfrage im Personenverkehr

Ein zentraler Treiber der angenommenen Entwicklung ist der Schienenpakt der Bundesregierung. Dieser sieht eine Verdoppelung der Fahrgastzahlen im Fernverkehr bis 2030 vor. In der Folge wird eine teilweise Verlagerung des nationalen Luftverkehrs und PKW-Verkehrs auf der Langstrecke auf die Schiene angenommen. Die konkreten Entwicklungen der Jahresnachfrage zeigt Abbildung 17.

Infobox 1: Schienenpakt (Masterplan Schienenverkehr)

Im Koalitionsvertrag der 24. Bundesregierung ist der Schienenpakt mit dem Ziel vorgesehen, bis 2030 die Zahl der Fahrgäste ggü. 2018 zu verdoppeln und 25 % des Güterverkehrs über die Schiene abzuwickeln. Der Masterplan Schienenverkehr (BMVI, 2020) dient der Konkretisierung der Ziele und der Schaffung der Voraussetzungen für die Zielerreichung. Er wurde in einer zweijährigen Arbeitsphase in sechs Fachgruppen bzw. Handlungsfeldern erarbeitet und im Juni 2020 veröffentlicht. Ein zentraler Bestandteil des Masterplans ist die Einführung des sog. Deutschlandtaktes, der einen Ausbau der Bundesschienenwege vorsieht, die Anschlüsse im Personenverkehr optimieren und die Kapazitäten im Güterverkehr erhöhen soll.

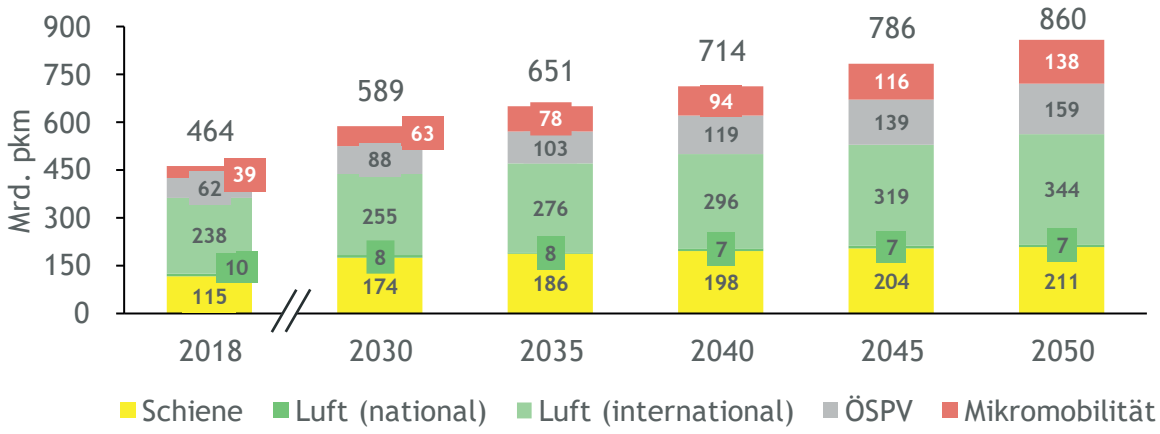


Abbildung 17: Jahresnachfrage nach Verkehrsträger (ohne PKW) im Personenverkehr

Im Luftverkehr werden der nationale und der internationale Luftverkehr unterschieden. Im nationalen Luftverkehr wird davon ausgegangen, dass die innerdeutschen Flüge, insbesondere durch den Ausbau des Fernverkehrs auf der Schiene, zurückgehen. Im internationalen Luftverkehr ist die Annahme, dass die Nachfrage in Zukunft weiterhin moderat ansteigt. Darüber hinaus wird eine zunehmende Verlagerung des innerstädtischen PKW-Verkehrs auf den ÖSPV unterstellt.[10] Weiterhin wird in den exogenen Transformationspfaden von einem kontinuierlich wachsenden Anteil der Mikromobilität ausgegangen. Mikromobilität substituiert vor allem Teile des PKW-Verkehrs auf der Kurzstrecke. Hierbei wird ein jährliches Wachstum von 4 % unterstellt (Esser & Kurte, 2020). In der Summe reduziert sich der Anteil des PKW-Verkehrs im nationalen Verkehr von 2018 bis 2045 von ca. 80 % auf rund 55 %.

Infobox 2: Mikromobilität

Für den Begriff der Mikromobilität finden sich in der Literatur unterschiedliche Definitionen. Gemein haben diese, dass sie auf Mobilität mit Kleinstfahrzeugen abstellen. Manche Quellen beschränken die Definition darüber hinaus zusätzlich auf einspurige Fahrzeuge oder auf Fahrzeuge mit Elektroantrieb. Im Rahmen dieser Studie zählen etwa (Lasten-)Fahrräder, aber auch E-Scooter und (Elektro-)Roller zur Mikromobilität. Dabei werden mit Eigen-, Elektro- und Benzinantrieb drei Antriebsarten unterschieden. Das wichtigste Fahrzeug der Mikromobilität ist dabei das Fahrrad. Unabhängig von der genauen Definition kann Mikromobilität insbesondere in urbanen Gebieten sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr auf der „Letzten Meile“ eine Ergänzung und Alternative zu größeren (zweispurigen) Fahrzeugen wie PKW oder Lieferwagen sein.

Zuletzt ist die Verkehrsleistung der Mikromobilität stark gestiegen. Im Güterverkehr steigt durch den Einsatz auf kurzen Strecken und geringe Zuladekapazitäten bei Kleinstfahrzeugen die Transportleistung bezogen auf die Tonnage im Vergleich zum Straßenverkehr jedoch langsam. Dennoch

[10] Der ÖSPV umfasst hierbei nur den öffentlichen Nahverkehr auf der Straße. Straßenbahnen werden im Schienenverkehr bilanziert.

kann Mikromobilität dazu beitragen, die zuletzt stark gestiegene Nachfrage im Lieferverkehr und den damit verbundenen Druck auf die (städtische) Infrastruktur (z. B. Staus und hohe Verkehrsleistung) abzufedern. Dies gilt ebenso für den Personenverkehr, dessen Verkehrsleistung in deutschen Metropolen und Großstädten stark gestiegen ist (Nobis et al., 2019).

Die Zuträglichkeit der Mikromobilität zum Gelingen der Verkehrswende hängt stark davon ab, welchen Verkehrsträger sie substituiert. So mindert beispielsweise die Substitution des ÖSPV oder von Fußwegen, wie es aktuell zu beobachten ist, den Beitrag der Mikromobilität zur Reduktion der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor. Um zur Verkehrswende beizutragen, muss die Mikromobilität stattdessen emissionsintensivere Individualverkehre ersetzen. Damit die Mikromobilität ihre emissionssenkende Wirkung entfalten kann, sind Investitionen in die Straßeninfrastruktur bspw. für Fahrradwege notwendig. Weitere Optionen sind die Umwidmung von Verkehrsraum zur Nutzung durch die Mikromobilität und die Verbesserung der Intermodalität durch die Verbesserung des öffentlichen Nahverkehrs. Die Intermodalität beschreibt die Kombination verschiedener Verkehrsträger. Je besser die verschiedenen Verkehrsträger dabei aufeinander abgestimmt sind, desto besser greifen unterschiedliche Mobilitätskonzepte ineinander. Weitere Ausführungen zu notwendigen Maßnahmen für einen Hochlauf der Mikromobilität finden sich im Gutachterbericht *Gesellschaftliche Implikationen einer klimaneutralen Entwicklung* des Querschnittmoduls Transformation (WI-Gutachterbericht, 2021).

Das geänderte Mobilitätsverhalten und die resultierende **Fahrzeugnutzung** zeigen sich im Personenverkehr zudem im angenommenen Anstieg der **Fahrzeugauslastung** in Abbildung 18. Diese steigt im Zeitverlauf von rund 1,49 Personen pro Fahrzeug bis zum Jahr 2030 auf 1,64 Personen pro Fahrzeug und bleibt dann auf diesem Niveau bleibt. Die angenommene Erhöhung der Fahrzeugauslastung kann beispielsweise dadurch erreicht werden, dass vermehrt Fahrgemeinschaften gebildet werden.

Auch in Zukunft wird der Besitz eines eigenen PKWs von zentraler Bedeutung wird. Das geänderte Mobilitätsverhalten (u. a. höhere Fahrzeugauslastung, vermehrtes Homeoffice, Wachstum des

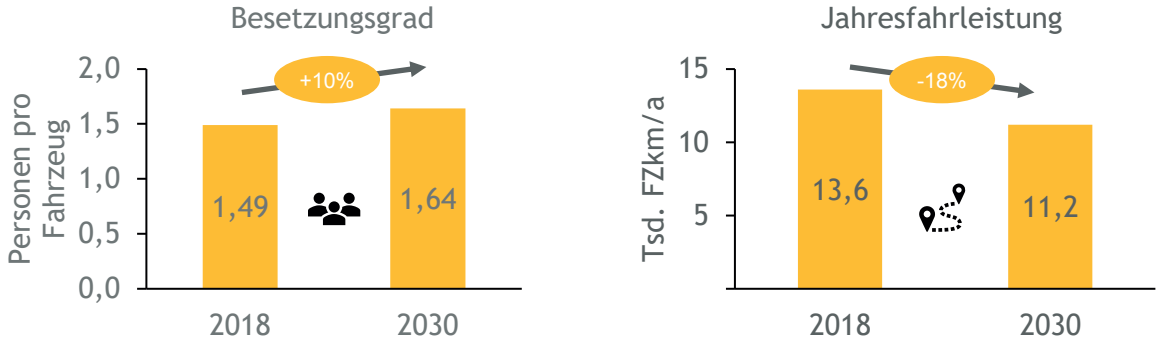


Abbildung 18: Besetzungsgrad und Jahresfahrleistung von PKW

Onlinehandels, stärkere Nutzung von ÖSPV und Bahn) führt dennoch zu einem Rückgang der durchschnittlich jährlich gefahrenen Fahrzeugkilometer (FZkm) im Zeitverlauf.
Zusätzlich zur Änderung des Mobilitätsverhaltens werden im PKW-Bereich auch die Antriebe im Zeitverlauf effizienter, wodurch der **spezifische Kraftstoffverbrauch** im Zeitverlauf sinkt. Begründet ist dies durch technologischen Fortschritt in der Motoren- bzw. Antriebstechnik. Bei den Plug-in-Hybrid-Antrieben kommt zudem hinzu, dass der elektrische Anteil am Fahren von ca. 40 % bis 2045 auf rund 70 % ansteigt. Dabei wird in den 2020er Jahren der stärkste Anstieg erwartet. Dies führt dazu, dass der Rückgang des spezifischen Kraftstoffverbrauchs bei den Plug-in-Hybrid-Fahrzeugen (PHEV) im Zeitverlauf am stärksten ist, wie Abbildung 19 zeigt.

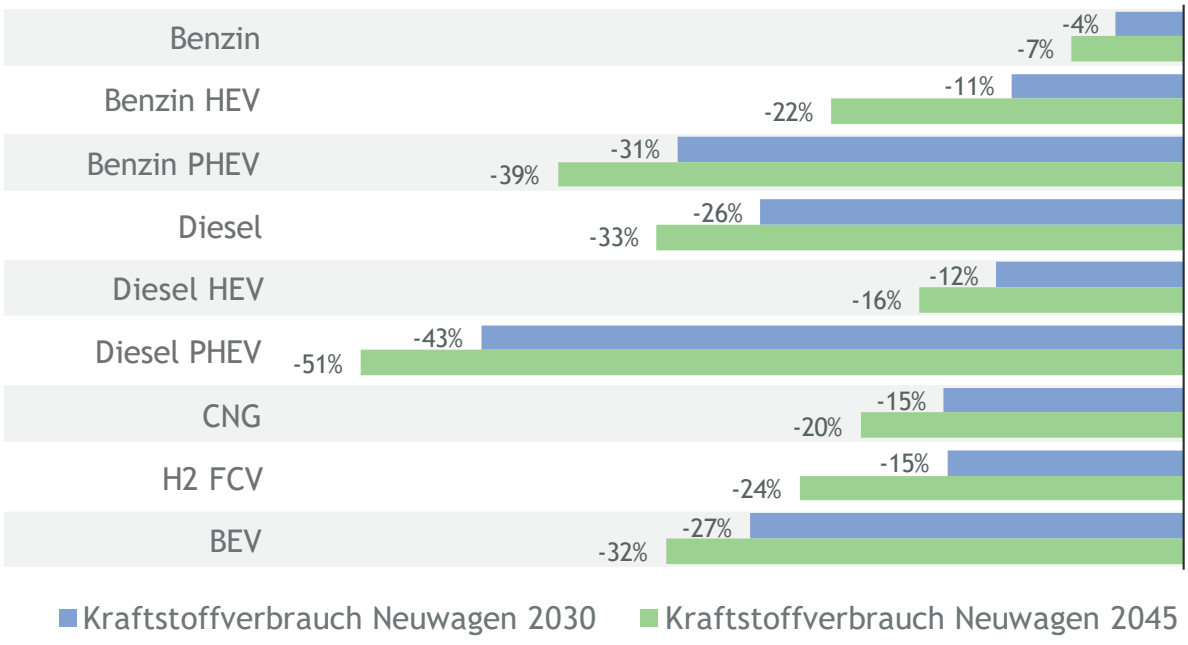


Abbildung 19: Entwicklung der Kraftstoffverbräuche von Neuwagen (PKW)

2.1.2 Entwicklung im Güterverkehr

Auch im Güterverkehr ist die **Jahresnachfrage** seit 1991 auf Grund des Wirtschaftswachstums deutlich gestiegen. Einzig im Zuge der Wirtschaftskrise im Jahr 2009 kam es dabei zu einem vorrübergehenden leichten Einbruch der Jahresnachfrage.

Für die Zukunft wird im Güterverkehr angenommen, dass die Jahresnachfrage bis 2045 gegenüber 2018 um 22 % von rund 729 auf 893 Milliarden Tonnenkilometer (Mrd. tkm) weiter steigt (siehe Abbildung 20). Hierbei kommt es zu einem Anstieg der Verkehrsleistung aller Verkehrsträger im Güterverkehr. Der Anstieg ist primär auf das angenommene Wirtschaftswachstum und einen Anstieg des Zulieferverkehrs durch eine Zunahme des Onlinehandels zurückzuführen.

Auch im Güterverkehr wird die Erfüllung der Ziele des **Schienenpaktes** unterstellt. Er sieht bis 2030 vor, dass die Schiene im Güterverkehr einen Marktanteil von 25 % erreicht. Im Jahre 2018 waren dies noch ca. 19 % (DLR & DIW, 2020).

Die **Mikromobilität** stellt eine Alternative zum Zulieferverkehr auf der „Letzten Meile“ bzw. im urbanen Lieferverkehr dar. Beispielsweise Lastenräder sind ein mögliches Substitut für die leichten Nutzfahrzeuge, die hauptsächlich in diesem Bereich eingesetzt werden. Auf Grund der geringen Ladekapazität bleibt die Beförderungsleistung (zurückgelegte Tonnenkilometer) im Vergleich zum Straßengüterverkehr jedoch gering. Die Beförderungsleistung steigt von 0,2 Mrd. tkm auf 0,58 Mrd. tkm im Jahr 2045.

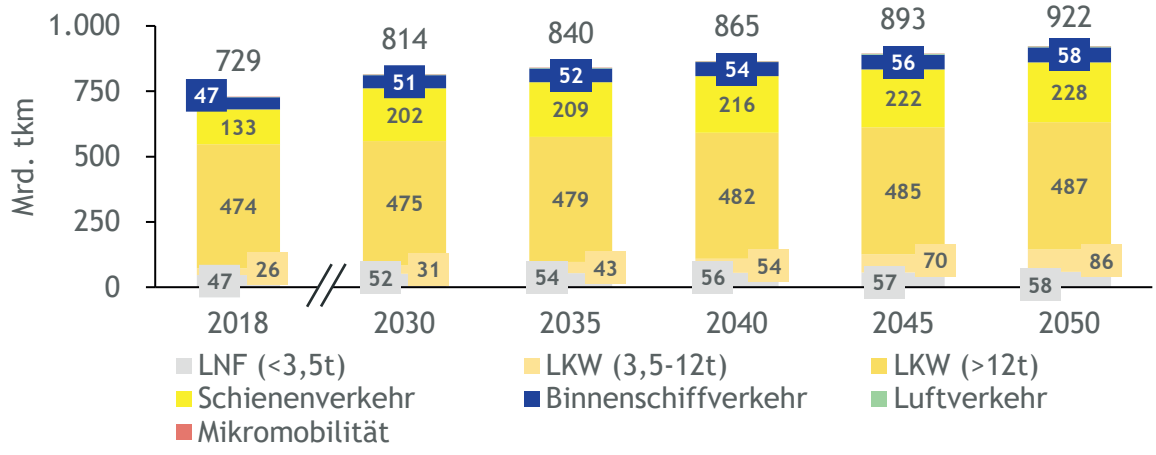


Abbildung 20: Jahresnachfrage nach Verkehrsträger im Güterverkehr

Auch im Güterverkehr nehmen die Kraftstoffeffizienz und die Fahrzeugauslastung im Zeitverlauf zu. Die jeweiligen detaillierten Entwicklungen werden im Parameterset dargestellt.

2.1.3 Entwicklung der Fahrzeugbestände

Bei den **PKW** dominieren gegenwärtig diesel- und benzinbetriebe Fahrzeuge den Bestand. In Zukunft ist jedoch die Batterieelektromobilität der treibende Faktor, wodurch der Marktanteil von batterieelektrischen und hybriden Elektrofahrzeugen bereits in der kurzen Frist deutlich ansteigt. Es wird angenommen, dass bis 2030 insgesamt 14 Mio. Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen unterwegs sein werden. Davon sind 9 Mio. Fahrzeuge rein elektrische Fahrzeuge (BEV) und 5 Mio. Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge (PHEV), wie Abbildung 21 zeigt.

Für die **Neuzulassungen** bis 2030 bedeutet dies, dass der Anteil an reinen Elektrofahrzeugen über einen Wert von 32 % im Jahr 2025 auf rund 77 % im Jahr 2030 steigt. Der Marktanteil von Plug-in-Hybriden erreicht 2025 mit rund 24 % seinen Höhepunkt uns sinkt dann sukzessive. Im Jahr 2030 liegt ihr Marktanteil noch bei rund 15 %. Die Neuzulassungszahlen sind u. a. durch die Kostendegression bei den Fahrzeugbatterien bedingt, durch die Elektrofahrzeuge immer wettbewerbsfähiger mit konventionellen Fahrzeugen werden. Zudem liegt der strategische Fokus der

Hersteller, getrieben durch politische Weichenstellungen, mittlerweile auf batterieelektrischen PKW.

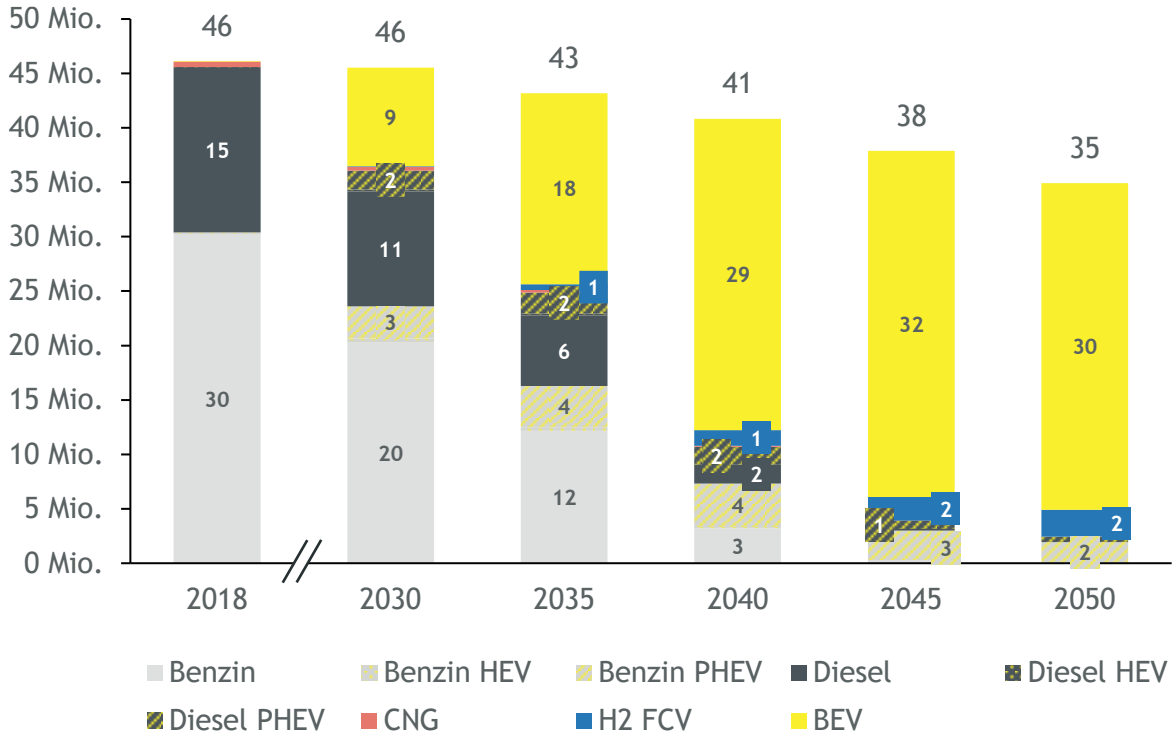


Abbildung 21: Entwicklung des PKW-Bestandes

Die strategische Festlegung ist auch ein Grund dafür, dass Brennstoffzellenfahrzeuge (H2 FCV) erst ab 2030 in geringem Maße Eingang in das Fahrzeugportfolio finden. Hinzu kommt der Entwicklungsbedarf bei den Fahrzeugmodellen.

Konventionelle Diesel- und Benzinantriebe bleiben auch bis 2045, hauptsächlich in Form von Plug-in Hybriden, noch im Fahrzeugportfolio enthalten. Dies liegt an der angenommenen Lebensdauer von durchschnittlich 16,5 Jahren und der daraus resultierenden sukzessiven Flottenwälzung. Dabei kommen ab den frühen 2030er-Jahren konventionelle Antriebe nur noch in Form von Plug-in-Hybriden und ab 2045 nur noch reine Elektro- und Wasserstofffahrzeuge in den Markt.

Auch in Zukunft hat der Besitz eines eigenen PKW zentrale Bedeutung. Insgesamt sinken jedoch in der langen Frist die Fahrzeugzahlen im PKW-Bereich. Zentrale Treiber hierfür sind die unterstellten Änderungen des Mobilitätsverhaltens in Form einer höheren Auslastung der Fahrzeuge und die Verkehrsverlagerung auf den ÖSPV bzw. den Schienenverkehr.[11]

Auf Grund der steigenden Nachfrage im Lieferverkehr wächst die Anzahl der **leichten Nutzfahrzeuge** (LNF) im Zeitverlauf an. Dabei ist die Elektromobilität auch bei diesem

[11] In der Realität ist ein Anstieg der Fahrzeugzahlen in der kurzen Frist zu beobachten, der auch durch das Modell erfasst wird. Die Annahme ist, dass sich dieser Trend in der zweiten Hälfte der 20er-Jahre umkehren wird, sodass die Fahrzeugzahl im Jahr 2030 in etwa auf demselben Stand wie 2018 sein wird.

Verkehrsträger der stärkste Treiber. Im (städtischen) Lieferverkehr werden tägliche Verkehrsleistungen erreicht, die in der Regel durch batterieelektrische Fahrzeuge zu decken ist. Auf der Langstrecke stellen zudem PHEV und perspektivisch auch Wasserstofffahrzeuge eine Alternative dar. Sie machen am Bestand der LNF einen Anteil von ca. 15 % aus und ergänzen die Elektromobilität vornehmlich auf der Langstrecke.

Für die Neuzulassungen bedeuten die angenommenen Entwicklungen, dass bis 2025 reine Elektrofahrzeuge einen Marktanteil von rund 35 % haben. Bis 2030 steigt dieser dann auf 54 %. Auf Grund der längeren Fahrtdistanzen spielen Verbrennungsantriebe länger eine größere Rolle als bei den privaten PKW. Für Dieselantriebe wird im Jahr 2030 noch ein Marktanteil von rund 23 % angenommen, während Plug-in-Hybride mit ca. 14 % Ihren Höhepunkt erreichen.

Für die LNF wird auf Grund ihrer höheren Fahrleistung mit rund 10 Jahren eine kürzere Lebensdauer als bei den privaten PKW unterstellt.

Bei den **LKW im Straßengüterverkehr** spielt neben batterieelektrischen Antrieben auch Wasserstoff eine wesentliche Rolle. Wasserstoff wird insbesondere auf der Langstrecke eingesetzt, während batterieelektrische Fahrzeuge hauptsächlich auf der Kurzstrecke und bei leichteren Fahrzeugmodellen (<12,5 t) eingesetzt werden. Wasserstoffantriebe haben gegenüber batterieelektrischen Antrieben Gewichts- und Reichweitenvorteile. Dies hat direkte Auswirkungen auf die Nutzlast der Fahrzeuge.

Im Straßengüterverkehr ändert sich die Rolle von konventionellen Antrieben kurz- und mittelfristig nur geringfügig. Dieselantriebe spielen weiterhin eine zentrale Rolle. Erst in der langen Frist durchdringen alternative Antriebe in größerem Maße den Fahrzeugpark. Hierbei werden Dieselantriebe zunächst durch Erdgas- (CNG) bzw. Flüssigerdgas-Antriebe (LNG) ergänzt, die dann wiederum im Zeitverlauf durch (flüssige) Wasserstoff-Antriebe substituiert werden (siehe Abbildung 22).

Wasserstoff kann auf weiten Fahrtdistanzen schnell nachgetankt werden. Batterien hingegen haben entweder lange Ladedauern beim normalen Laden oder eine verkürzte Lebensdauer durch Schnellladevorgänge. Zudem ist die Energiedichte von Batterien im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen gering, sodass sie für große Fahrzeuge auch groß an Volumen und Gewicht sein müssen. Dies begrenzt die Ladekapazität der Fahrzeuge, die auf eine möglichst große Nutzlast optimiert werden. Wasserstoff gewinnt erst ab 2030 an Bedeutung. Gründe sind der Entwicklungsbedarf hinsichtlich der benötigten Tankstelleninfrastruktur und der Fahrzeugtechnologien.

Der Anstieg in den Fahrzeugzahlen ist zum Teil darauf zurückzuführen, dass durch den Ausbau der Schiene insbesondere im Zubringerverkehr die Jahresnachfrage steigt. Dies betrifft vor allem die LKW von 3,5 bis 12 Tonnen, deren Transportleistung steigt. Weitere Faktoren sind das Wirtschaftswachstum und der zunehmende Versandhandel.

Der **Schienenverkehr** wird sowohl im Güter- als auch im Personenverkehr weiter elektrifiziert. Auf schwer zu elektrifizierenden Strecken kommen ab 2025 zudem auch Brennstoffzellenzüge aus Wasserstoffbasis zum Einsatz. Bis Jahr 2045 steigt der Anteil elektrischer Züge im Personen- und

Güterverkehr auf mehr als 93 %. Etwa 6 % entfallen auf Brennstoffzellen und rund 1 % auf Dieselantriebe.

Im **Luftverkehr** bleibt Kerosin auch langfristig der wichtigste Kraftstoff. Erst ab 2030 werden erste mit Wasserstoff betriebene Flugzeuge in der Personenluftfahrt eingesetzt. Für den Luftgüterverkehr, wo zumeist ausgemusterte Linienflugzeuge eingesetzt werden, wird angenommen, dass mit Wasserstoff betriebene Flugzeuge erst nach dem Betrachtungszeitraum eingesetzt werden.

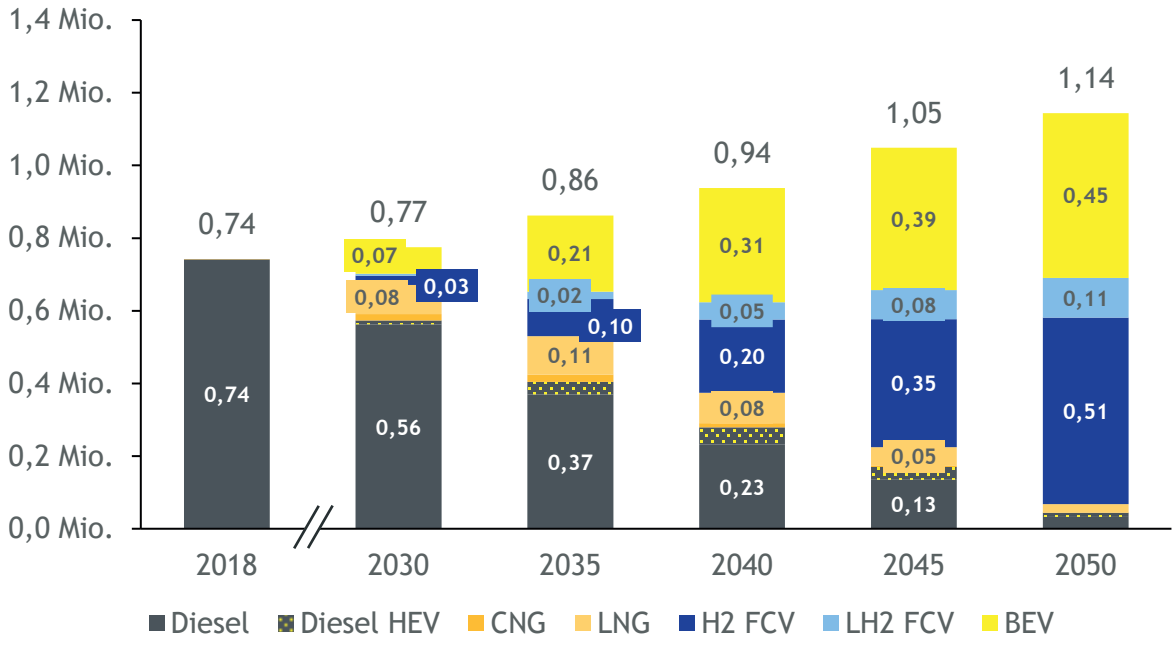


Abbildung 22: Entwicklung des LKW-Bestandes

In der **Binnenschifffahrt** wird der Schiffsdiesel im Zeitverlauf zunehmend durch LNG ersetzt. Bis 2045 steigt der Anteil von LNG auf 35 %. Hinzu kommt ein Anteil von 8 % Wasserstoff. Diesel bleibt mit 57 % der Energieträger mit dem größten Marktanteil. Die Seeschifffahrt wird nicht in dieser Studie betrachtet.

Der Antriebsmix im **ÖSPV** ist maßgeblich durch die *Clean Vehicle Directive* beeinflusst. Diese sieht eine Quote für die Beschaffung „sauberer" Busse vor. Dies führt dazu, dass der Anteil von Diesel im Zeitverlauf von 98 % auf rund 15 % sinkt. Die Anteile alternative Antriebe steigen bis 2045 für batterieelektrische Fahrzeuge auf 60 % und für Brennstoffzellenfahrzeuge auf 25 %.

Bei der **Mikromobilität** ist der Eigenantrieb (z. B. Fahrrad) der dominante Antrieb. Bis 2045 macht er 85 % des Antriebsmix aus. Benzinantriebe werden bis 2030 sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr durch Stromantriebe substituiert. Dies betrifft vor allem die benzinbetriebenen Motorroller. Bis 2045 erreichen Stromantriebe (z. B. auch Elektrofahrräder oder E-Scooter) dann 15 % am gesamten Antriebsmix in der Mikromobilität.

2.1.4 Endenergieverbrauch im Verkehrssektor

Der **Endenergieverbrauch im Verkehrssektor** (siehe Abbildung 23) sinkt im Zeitverlauf deutlich. Den größten Einfluss haben dabei die Verkehrsverlagerung auf weniger emissionsintensive Verkehrsträger wie den ÖSPV oder den Schienenverkehr sowie die verkehrsträgerübergreifende Elektrifizierung der Antriebsstränge. Dadurch sinkt die der Verbrauch von Diesel und Benzin im Zeitverlauf deutlich, während der Stromverbrauch steigt.

Die Elektrifizierung in Form von Elektro- und Wasserstoffmobilität zeichnet sich in der Tank-to-Wheel-Betrachtung (TTW) durch eine höhere Endenergieeffizienz im Vergleich zu konventionellen Motoren aus. So benötigt ein Elektroauto heute nur rund 22 kWh pro 100 Kilometer, während ein vergleichbares Auto mit konventionellem Antrieb ca. 40-60 kWh pro 100 Kilometer benötigt.[12]

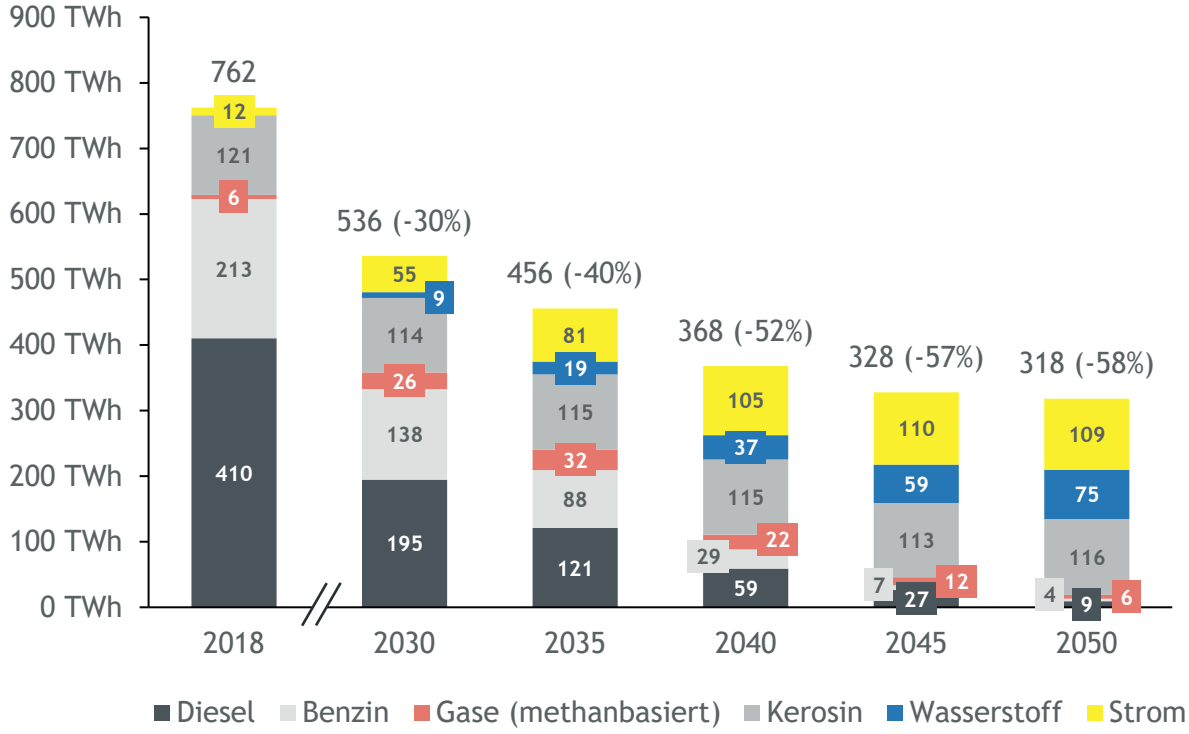


Abbildung 23: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach Energieträgern

Bis zum Jahr 2030 sinkt der Endenergieverbrauch durch die Elektrifizierung um ca. 30 % von 762 TWh auf ca. 536 TWh. Der Stromverbrauch steigt in diesem Zeitraum von 12 TWh auf 55 TWh. Zudem werden im Jahr 2030 bereits 9 TWh Wasserstoff verbraucht.

Bis zum Jahr 2045 sinkt der Endenergieverbrauch dann um insgesamt 58 % gegenüber dem Jahr 2018 auf etwa 328 TWh. Dabei verneunfacht sich der Stromverbrauch in diesem Zeitraum in etwa auf ca. 109 TWh. Ebenso steigt der Verbrauch an Wasserstoff im Verkehrssektor weiter auf rund 59 TWh an. Der Bedarf an Benzin und Diesel sinkt hingegen kontinuierlich von insgesamt rund

[12] Der Wirkungsgrad von Elektromotoren liegt bei ca. 64 %, für Verbrennungsmotoren bei rund 20 % (BMU, 2020)

623 TWh im Jahr 2018 auf ca. 13 TWh. Weniger stark als diese ölbasierten Kraftstoffe sinkt der Verbrauch an Kerosin im Zeitverlauf.

Wasserstoffbedarf nach Verkehrsträger

Wasserstoff wird in fast allen Verkehrsträgern zumindest in kleinen Mengen eingesetzt. Dabei steigt der Wasserstoffbedarf vor allem nach 2030 deutlich an, wie Abbildung 24 zeigt. Der größte Treiber sind hierbei die schweren LKW, auf die mehr als die Hälfte des Wasserstoffverbrauchs entfällt.

Bei den LNF und den PKW dominiert die batterieelektrische Mobilität und Wasserstoff wird vornehmlich auf der Langstrecke eine wichtige Ergänzung. Diese Entwicklung ist wie oben erläutert primär auf die sinkenden Technologiekosten, auf politische Weichenstellungen sowie auf die strategische Ausrichtung der Fahrzeughersteller zurückzuführen.

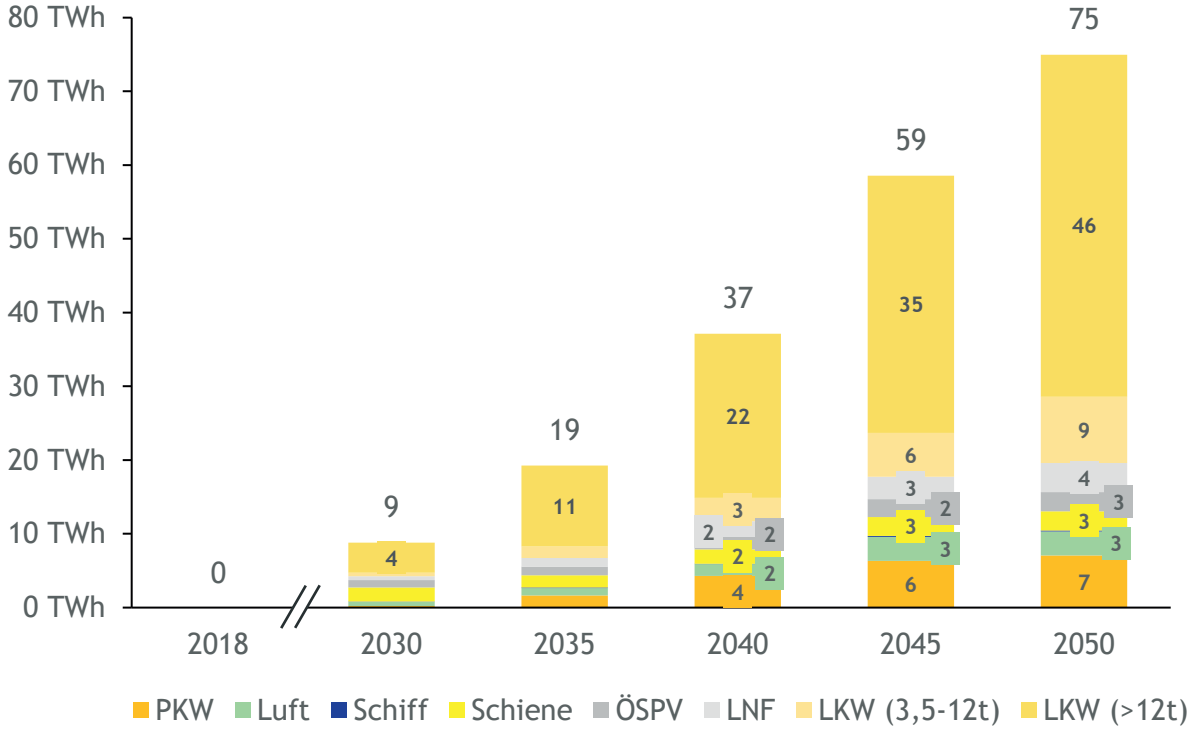


Abbildung 24: Wasserstoffbedarf nach Verkehrsträgern

Im Verkehrssektor wird Wasserstoff annahmegemäß vor allem dort zum Einsatz kommen, wo Batterieelektromobilität an ihre Grenzen stößt. Grundsätzlich gilt, je größer bzw. schwerer der Verkehrsträger und je länger die Fahrtdistanzen, desto größer ist der Anteil von Brennstoffzellen im Vergleich zu batterieelektrischen Antrieben.

Wasserstoff spielt im Betrachtungszeitraum bei Verkehrsträgern wie dem Luft-, dem Schienen- oder dem Binnenschiffverkehr eine eher geringe Rolle. So ist die Schiene bereits zu großen Teilen durch Oberleitungen elektrifiziert, sodass Wasserstoff nur dort zum Einsatz kommt, wo Strecken nicht elektrifiziert werden können. In Bezug auf die Luftfahrt werden nicht vor den 2030er-Jahren erste Linienflugzeuge erwartet, sodass diese erst gegen Ende des Betrachtungszeitraums von 1 %

im Jahr 2030 auf rund 8 % im Jahr 2045 anwachsen und größere Marktanteile am Antriebsmix gewinnen. Dennoch bleibt der Endenergieverbrauch von Wasserstoffantrieben bei rund 3 TWh. Damit entfallen ca. 3 % des Endenergieverbrauchs der gesamten Luftfahrt auf Wasserstoff. In der Binnenschifffahrt sind lange Investitionszyklen der Grund für einen langsameren Markthochlauf.

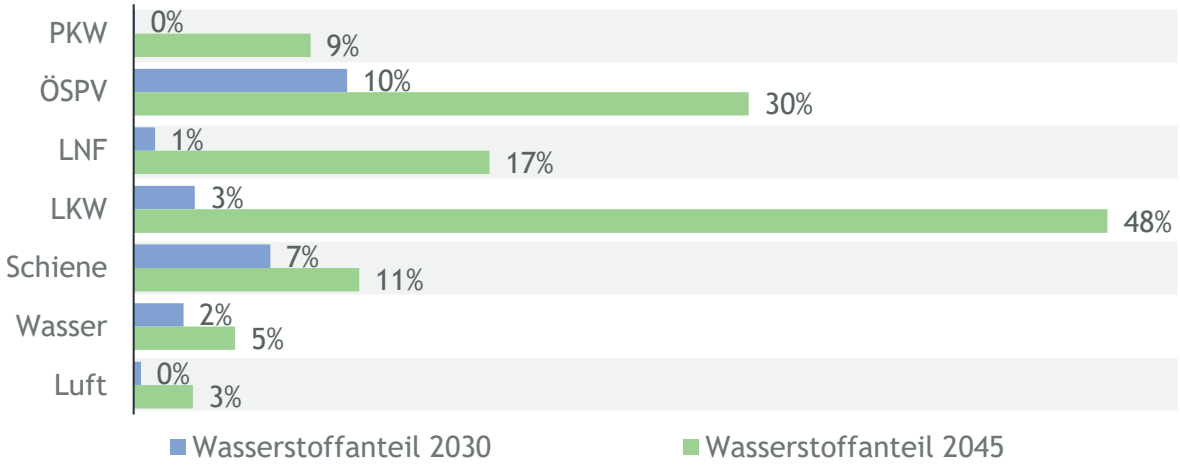


Abbildung 25: Wasserstoffanteil am Endenergieverbrauch nach Verkehrsträgern

Bezogen auf die Endenergieverbräuche der verschiedenen Verkehrsträger zeigt sich in Abbildung 25, dass in der kurzen Frist Wasserstoff am stärksten im öffentlichen Nahverkehr (10 %) und auf der Schiene (7 %) eingesetzt wird. In allen anderen Verkehrsträgern spielt Wasserstoff bis zum Jahr 2030 jedoch nur eine untergeordnete Rolle. Bis zum Jahr 2045 steigt der Wasserstoffanteil am Endenergieverbrauch aller Verkehrsträger deutlich an. Den größten Anteil hat Wasserstoff hierbei mit rund 48 % des Endenergieverbrauchs bei den LKW. Im öffentlichen Nahverkehr steigt der Anteil bis 2045 auf rund 30 %. Im PKW-Bereich wird im Jahr 2045 rund 9 % des Endenergieverbrauchs durch Wasserstoff gedeckt. Bei den leichten Nutzfahrzeugen ist der Anteil mit ca. 17 % etwas höher. Dies liegt an den etwas größeren Fahrdistanzen der LNFs, für die eher Wasserstoffantriebe als vollelektrische Antriebe eingesetzt werden.

Endenergieverbrauch nach Verkehrsträger

Der Rückgang des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor ist im Wesentlichen auf den unterstellten deutlichen Rückgang im PKW-Bereich zurückzuführen (siehe Abbildung 26). Zentrale Treiber sind die Verkehrsverlagerung auf die Schiene, den ÖSPV oder die Mikromobilität. Weitere Faktoren sind die steigende Marktdurchdringung von elektrischen Antrieben und die angenommene Zunahme der Antriebseffizienz bei allen betrachteten Technologien.

Im Straßengüterverkehr fällt die Reduktion des Endenergieverbrauchs durch Verkehrsverlagerung und elektrische Antriebe sowie durch das Nachfragewachstum geringer aus. Dennoch halbiert sich auch hier der Endenergieverbrauchs bis 2045 in etwa.

Langfristig bleibt der Endenergiebedarf in der Luftfahrt in etwa konstant. Dies ist durch den angenommenen Anstieg der Nachfrage im internationalen Luftverkehr bei gleichzeitiger Effizienzsteigerung bedingt. Dabei geht der Endenergieverbrauch bzw. die resultierenden Emissionen aus

der internationalen Luftfahrt gemäß Klimaschutzgesetz 2021 nicht in die deutsche Emissionsbilanz ein.

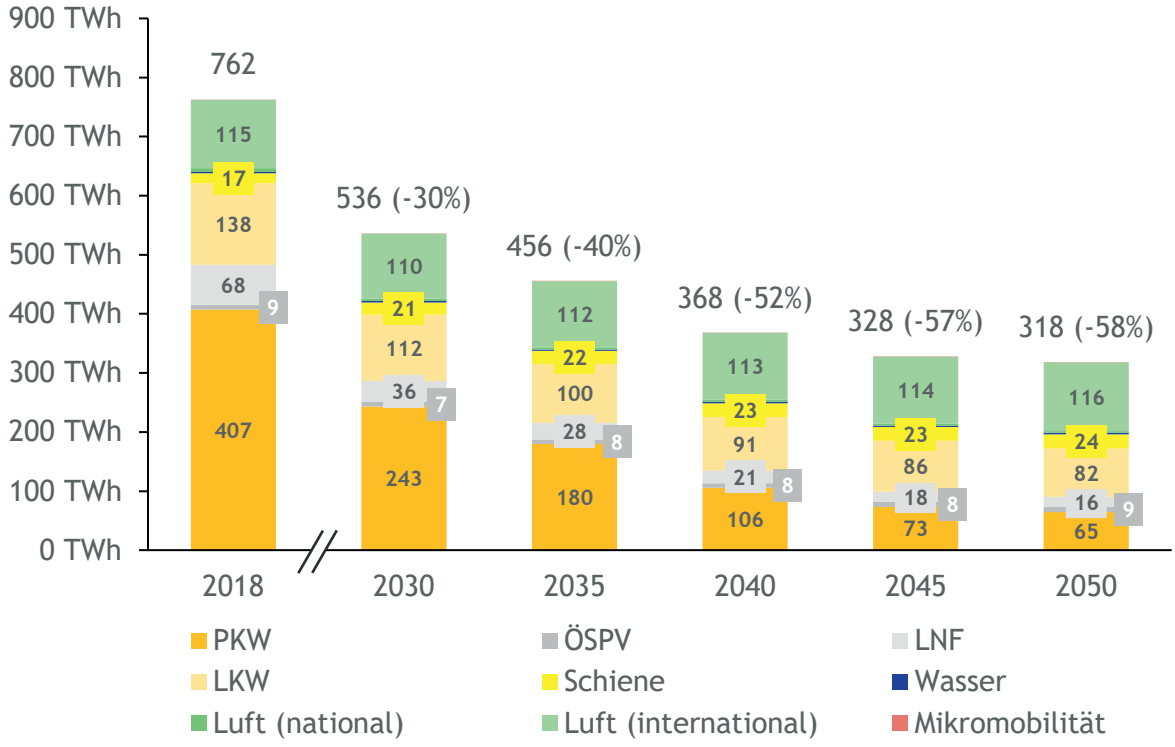


Abbildung 26: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nach Verkehrsträgern

Entwicklung der Kraftstoffzusammensetzung

Neben dem allgemeinen Rückgang des Endenergieverbrauchs ändert sich auch die **Zusammensetzung der öl- bzw. gasbasierten Kraftstoffe**. Der Verbrauch wird in Abbildung 27 für die Jahre 2030 und 2045 nach biogenen, synthetischen und fossilen Anteilen aufgeschlüsselt. Die Zusammensetzung basiert auf den Modellierungsergebnissen im Energiesektor und verändert sich im Zeitverlauf (siehe Kapitel 2.4.7). Von den 446 TWh flüssigen Kraftstoffen im Jahr 2030 sind noch rund 414 TWh fossil. Hinzu kommen ca. 28 TWh an biogenen und 4 TWh flüssige synthetische Kraftstoffe. Im Jahr 2045 dominieren synthetische Kraftstoffe dann bei den verbleibenden rund 147 TWh flüssigen Kraftstoffen mit einem Anteil von 138 TWh. Dabei entfällt mit rund 108 TWh der Großteil auf die Luftfahrt. Der Anteil biogener Kraftstoffe sinkt auf 9 TWh. Fossile Kraftstoffe werden nicht mehr eingesetzt.

Die ausgewiesenen Mengen an flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen beziehen sich auf den nationalen Verkehr sowie die internationale Luftfahrt. In der Diskussion ist zudem der Einsatz in der internationalen Schifffahrt. Da diese nicht Teil der Modellierung sind kommen hier ggf. noch zusätzliche Bedarfe an synthetischen Powerfuels hinzu. Gleiches gilt für Baumaschinen und landwirtschaftliche Nutzfahrzeuge, die nicht im Transportsektor bilanziert werden.

Darüber hinaus hängt der Bedarf an Powerfuels maßgeblich vom Hochlauf der Elektromobilität und von der Geschwindigkeit der Verkehrsverlagerung ab. Je langsamer Elektrofahrzeuge in Markt kommen und je langsamer die Verkehrsverlagerung stattfindet, desto mehr Powerfuels werden benötigt, um die Klimaziele zu erreichen (siehe Infobox 3).

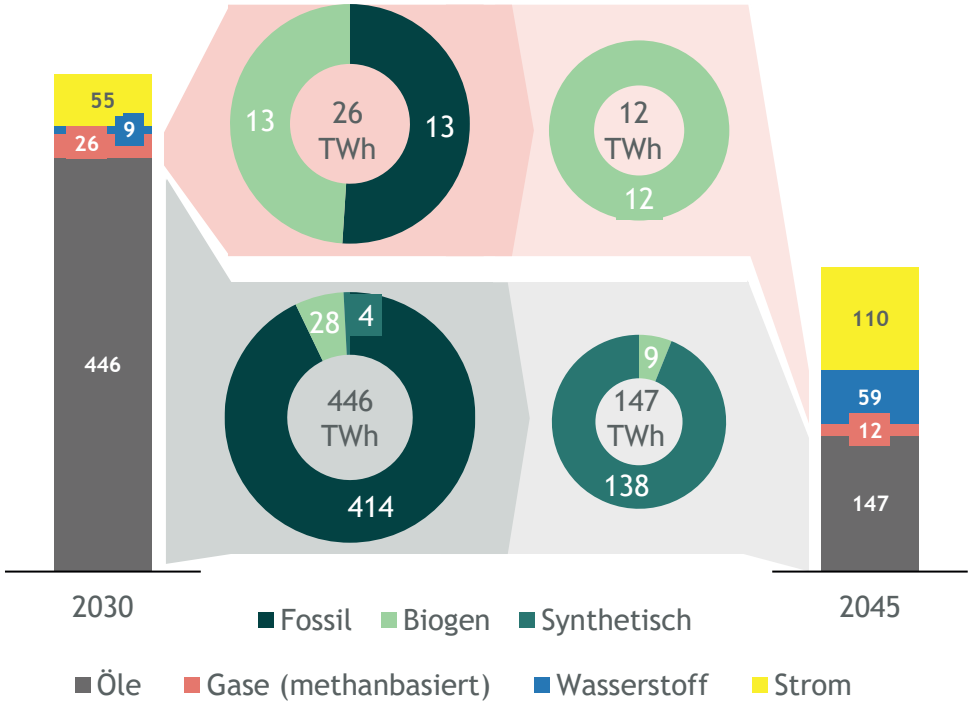


Abbildung 27: Zusammensetzung flüssiger und gasförmiger Kraftstoffe im Verkehrssektor

Infobox 3: Regulatorischer Rahmen: RED II, Treibhausgasquote und PtL-Roadmap

Die Treibhausminderungsquote ist eine gesetzliche Quotenregelung im Rahmen des *Bundesimmissionsschutzgesetzes*, welche auf die sukzessive Reduktion von Treibhausgasemissionen aus Kraftstoffen abzielt und damit insbesondere den Verkehrssektor betrifft. Sie wurde zunächst als energetische Biokraftstoffquote im Jahr 2007 verabschiedet und ist bindend für Unternehmen, die mehr als 5.000 Liter fossilen Diesel- oder Ottokraftstoff pro Jahr in Verkehr bringen (Generalzolldirektion, 2021).

Die Quotenregelung gibt neben einem prozentualen Reduktionspfad für Treibhausgasemissionen auch eine Mindestmenge an biogenen Kraftstoffen zweiter Generation und Obergrenzen für biogene Kraftstoffe erster Generation vor. Zusätzlich sind verschiedene Hebel für die Anrechenbarkeit alternativer Kraftstoffe wie Grünstrom oder Powerfuels vorgesehen. In Umlauf gebrachte Strommengen können mit dem Faktor 3 auf die Reduktionsquote angerechnet werden. Für Wasserstoff und PtX-Kraftstoffe sowie für Biokraftstoffe zweiter Generation beträgt die Anrechenbarkeit Faktor 2. Dies setzt Anreize für Unternehmen, alternative Kraftstoffe abzusetzen. Die Vorgaben der Treibhausgasquote gehen als Orientierungspunkt in die Modellierung des Energiesektors ein. Dabei wird jedoch nicht auf die Hebel für die Anrechnung, sondern

auf die energetischen Mindestquotenvorgaben abgestellt. Beispielsweise gibt die Treibhausgasquote für PtL-Kerosin oder fortschrittliche Biokraftstoffe prozentuale Mindestquoten vor. Für PtL-Kerosin liegt diese für das Jahr 2030 bei 2 %.

Mithilfe der Quotenregelung sollen die Vorgaben der seitens der EU verabschiedeten *Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)* für den Verkehrssektor in deutsches Recht überführt werden. Die *RED II* zielt darauf, den Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung des Endenergieverbrauchs in den Verbrauchssektoren bis zum Jahr 2030 zu erhöhen. Dabei werden sowohl die Strom-, die Wärme- und die Mobilitätsbereitstellung adressiert. Ein besonderer Fokus liegt auf dem Einsatz von Biomasse. Für den Verkehrssektor sieht die *RED II* vor, dass bis zum Jahr 2030 ca. 14 % des Endenergieverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt wird. Zudem dürfen nach 2030 keine Biokraftstoffe der 1. Generation, bei deren Herstellung Futtermittelpflanzen genutzt werden, mehr eingesetzt werden.

Die *PtL-Roadmap. Nachhaltige strombasierte Kraftstoffe für den Luftverkehr in Deutschland.* (BMU et al., 2021) aus dem Jahr 2021 manifestiert die Zielvorgaben hinsichtlich des Einsatzes synthetischer Kraftstoffe im Luftverkehr bis zum Jahr 2030. Sie avisiert bis dahin eine Menge von mindestens 200.000 t PtL-Kerosin für in Deutschland getanktes Kerosin. Dies entspricht in etwa 2 % des Kerosinverbrauchs des Jahres 2019. Maßnahmen zur Erreichung der Zielvorgaben sind die Schaffung eines regulatorischen Rahmens sowie die Fixierung von Ein- und Absatzmenge an PtL-Kerosin und technologieoffene Förderung. Hinzu kommt eine Abnahmeverpflichtung für Luftverkehrsunternehmen.

2.1.5 Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor

Die Umsetzung der diskutierten technologischen und transformatorischen Ansätze zur Emissionsreduktion resultiert in einem sukzessiven Rückgang der **Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor**. Bis 2030 halbieren sich diese gemäß den Anforderungen des Klimaschutzgesetzes 2021 etwa von 165 auf 85 Mt CO_2e. Den größten Einfluss haben dabei die verkehrsträgerübergreifende Elektrifizierung der Antriebsstränge und die Verkehrsverlagerung auf weniger emissionsintensive Verkehrsträger wie den ÖSPV oder den Schienenverkehr.

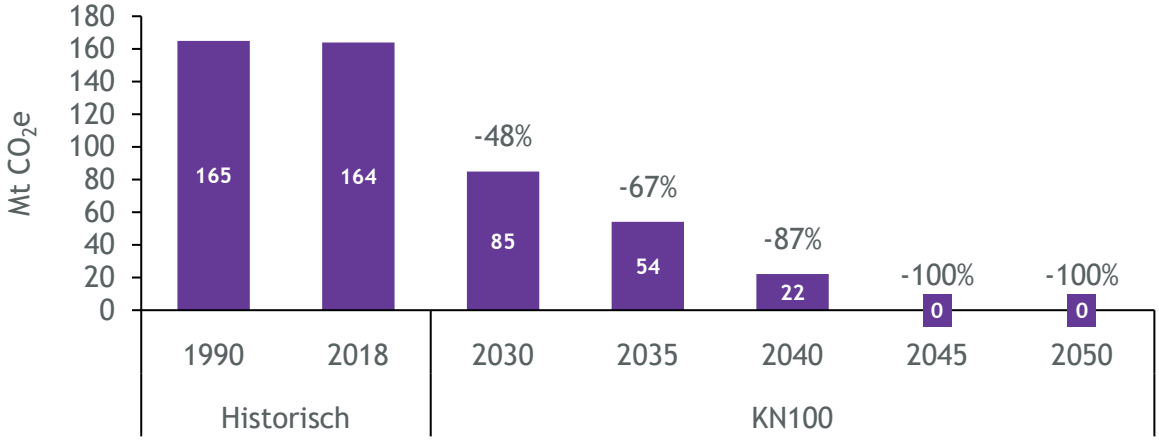


Abbildung 28: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor

In den nachfolgenden Jahren sinken die Treibhausgasemissionen stetig auf 22 Mt CO_2e im Jahr 2040. Hierbei sind der Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff und synthetischer flüssiger Kraftstoffe wichtige zusätzliche Treiber der Emissionsminderung.

Im Jahr 2045 erreicht der Verkehrssektor Klimaneutralität. Dabei nimmt die Geschwindigkeit der Emissionsminderung gegen Ende des Betrachtungszeitraums ab. Dies liegt beispielsweise daran, dass Treiber, die zuvor maßgeblich zur Emissionsminderung beigetragen haben, nur noch in geringerem Umfang beitragen können. So ersetzen Elektrofahrzeuge gegen Ende des Betrachtungszeitraum nicht mehr nur Fahrzeuge mit konventionellen Antrieben, sondern auch ältere Elektrofahrzeuge. Zudem verlangsamt sich die Verkehrsverlagerung, da Verlagerungspotentiale auf der Schiene (bspw. als Alternative zu Flugreisen) oder im innerstädtischen Raum schon zu großen Teilen erschlossen sind und das Heben zusätzlicher Potentiale mit wachsendem Aufwand verbunden ist.

2.1.6 Investitionen im Verkehrssektor

Die jährlichen Investitionen in PKW, LNF und LKW sinken im Zeitverlauf um rund ein Viertel von 80 auf 61 Mrd. EUR/a.[13] Den insgesamt rückläufigen Investitionen für die betrachteten Verkehrsträger stehen jedoch u. a. Mehraufwände bei der Infrastruktur gegenüber. So erfordert zum Beispiel der Elektrofahrzeughochlauf den Ausbau von Ladeinfrastruktur und der Hochlauf der Wasserstoffmobilität die Errichtung zusätzlicher Tankstelleninfrastruktur. Darüber hinaus sind hohe Investitionen im öffentlichen Verkehr notwendig, damit die in dieser Studie angenommene Verkehrsverlagerung realisierbar ist.

Im Verkehrssektor werden für die PKW, die LNF sowie die LKW die **Investitionen** über die spezifischen Technologiekosten und die jeweiligen Fahrzeugneuzulassungen hergeleitet. Zusätzlich werden die jährlichen Investitionen in die Ladeinfrastruktur über den erwarteten Bestand an Elektrofahrzeugen bestimmt.

Die Entwicklung der jährlichen Investitionen in die Fahrzeugparks im Zeitverlauf wird in Abbildung 29 dargestellt. Bei den **PKW** sinken die jährlichen Investitionen im Zeitverlauf um rund ein Drittel von 66 auf ca. 41 Mrd. EUR/a. Der Rückgang der Investitionen ist dadurch bedingt, dass die Fahrzeugzahlen auf Grund des geänderten Mobilitätsverhaltens rückläufig sind. Ein weiterer Faktor sind die

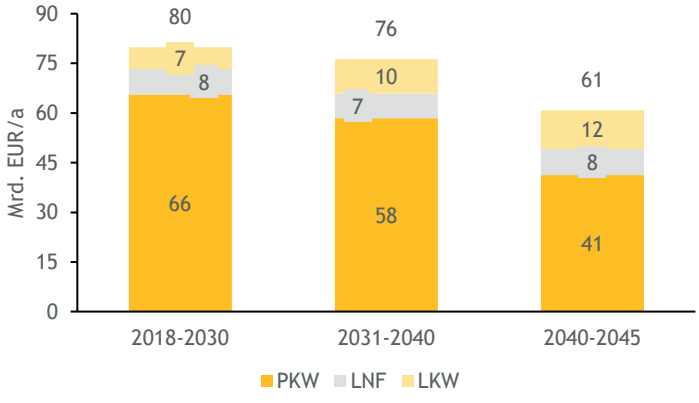


Abbildung 29: Jährliche durchschnittliche Investitionen für PKW, leichte Nutzfahrzeuge und LKW

[13] Alle Kostenangaben beziehen sich auf reale Werte (Basisjahr 2018).

angenommenen Kostendegressionen bei den verschiedenen Technologien. Besonders deutlich bemerkbar machen sich diese bei den Elektrofahrzeugen durch den technischen Fortschritt in der Batterieherstellung. Hier wird für Mitte der 2020er Jahre die Kostenparität mit konventionellen Fahrzeugen im Hinblick auf die Herstellungskosten angenommen. Eine Übersicht der zugrundeliegenden Annahmen zu Investitionskosten wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

Die durchschnittlichen Investitionen in die **LNF** bleiben im Zeitverlauf etwa konstant. Dies liegt daran, dass die leichte Zunahme des Fahrzeugbestands von rund 2,5 auf 2,7 Mio. Fahrzeuge weitgehend durch die Kostendegression bei den Fahrzeugen kompensiert wird.

Bei den **LKW** steigen die jährlichen Investitionen im Zeitverlauf um ca. 71 % an. Dies ist zum einen auf die Zunahme der Fahrzeugzahlen von 0,74 Mio. auf 1,14 Mio. Fahrzeuge zurückzuführen. Zum anderen weisen Fahrzeuge mit alternativen Antrieben, wie z. B. Wasserstoff, auf Grund des Entwicklungsbedarfs höhere Investitionskosten als konventionellen Technologien auf.

Infobox 4: Elektromobilität und Ladeinfrastruktur

Mit dem Markthochlauf der Elektromobilität wird der Aufbau von Ladeinfrastruktur sowohl im privaten als auch im öffentlichen Raum notwendig. Daraus ergeben sich eine Reihe von Herausforderungen und Chancen für das Gesamtsystem. Die Sektorenkopplung zwischen dem Verkehrs- und dem Energiesektor wird zur dreiseitigen Koordinationsaufgabe. Diese zu lösen ist wichtig für die Akzeptanz von Elektromobilität in der Bevölkerung. Durch den Hochlauf von Elektromobilität treffen individuelle Nutzungspräferenzen („Mobility-First“) und zusätzliche Stromnachfrage auf ein bestehendes Stromsystem mit einer zunehmend dargebotsabhängigen Stromerzeugung und einem Stromnetz, das technischen Restriktionen unterliegt. Für eine hohe Akzeptanz von Elektromobilität muss die Mobilitätsnachfrage jederzeit gewährleistet sein. Gleichzeitig darf jedoch nicht die Netzstabilität gefährdet werden, wenn es bspw. durch eine hohe Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen zu Netzengpässen kommt. Zudem trägt die Elektromobilität nur dann zur Reduktion der Treibhausgasemissionen des Transportsektors bei, wenn Strom aus erneuerbaren Energiequellen geladen wird.

Eine Lösung der Koordinationsaufgabe ist der Einsatz von Lademanagement, bspw. durch Preissignale in Form zeitvariabler Stromtarife. Für eine erfolgreiche Umsetzung ist dabei der Smart-Meter-Rollout notwendig. Der Zusammenschluss von Elektrofahrzeugen in virtuellen Kraftwerken bietet perspektivisch zudem die Möglichkeit, zusätzliche Einkünfte durch die Erbringung von Systemdienstleistungen zu erwirtschaften und Stromkosten zu reduzieren.

Neben der übergeordneten Integration der Elektromobilität in das Gesamtsystem bringen auch der Aufbau und der Betrieb der Ladeinfrastruktur Herausforderungen mit sich. So stellen sich bspw. Fragen nach der bedarfsgerechten Dimensionierung und Allokation von Ladesäulen, der kundenfreundlichen Ausgestaltung des Ladeangebots sowie einer wettbewerbsförderlichen Regulierung des Lademarktes.

Während für konventionelle Antriebe bereits eine weitreichende Tankinfrastruktur existiert, muss diese für die Elektromobilität noch in Form von Ladepunkten errichtet werden. Dabei werden öffentliche, halböffentliche und private Ladepunkte so wie unterschiedliche Ladegeschwindigkeiten unterschieden. Öffentliche Ladepunkte sind frei zugängliche Ladepunkte im öffentlichen Raum, bspw. an Parkplätzen am Straßenrand. Halböffentliche Ladepunkte werden zumeist von privaten Unternehmen an Ihren Standorten betrieben und ermöglichen zumeist der Kundschaft das Laden ihrer Fahrzeuge, zum Beispiel an Supermärkten. Private Ladepunkte sind bspw. Ladepunkte auf nicht öffentlichem Grund z. B. in der Garage von Einfamilienhäusern. Unterschiedliche Ladegeschwindigkeiten ergeben sich aus den Ladeleistungen der verschiedenen Ladepunkte. Grundsätzlich lassen sich dabei reguläres Laden über Wechselstrom (AC) mit Ladeleistungen von bis zu 43 kW und schnelles Laden mittels Gleichstroms (DC) mit Ladeleistungen jenseits der 43 kW bis 150 kW oder mehr unterscheiden. Die für den skizzierten Hochlauf der Elektromobilität notwendige Ladeinfrastruktur ergibt sich aus der Summe der öffentlichen, halböffentlichen und privaten Ladepunkte und der unterschiedlichen Ladegeschwindigkeiten.

Für die Abschätzung der notwendigen **Investitionen in die Ladeinfrastruktur** wird im Rahmen dieser Studie davon ausgegangen, dass hinsichtlich der öffentlichen Ladeinfrastruktur das Verhältnis zwischen Ladepunkten und batterieelektrischen Fahrzeugen 1:16,5 ist. Des Weiteren ist die Annahme, dass 10 % der öffentlichen Ladepunkte Schnellladepunkte (150 kW DC) sind. Für die Ladesäulen zum normalen Laden wird eine Ladeleistung von 22 kW AC unterstellt. Im privaten Bereich wird angenommen, dass 85 % der Elektrofahrzeuge Zugang zu einem privaten Ladepunkt (11 kW AC) haben, während im gewerblichen Bereich das Verhältnis zwischen Ladepunkten und Elektrofahrzeugen 1:1 ist (11 kW AC) (siehe Kapitel 2.7.2). Bei der Interpretation der Ergebnisse gilt es zu beachten, dass das Verhältnis zwischen Ladepunkten, Ladegeschwindigkeiten und der Gesamtanzahl der Elektrofahrzeuge Gegenstand aktueller Forschung und somit mit Unsicherheit behaftet ist.

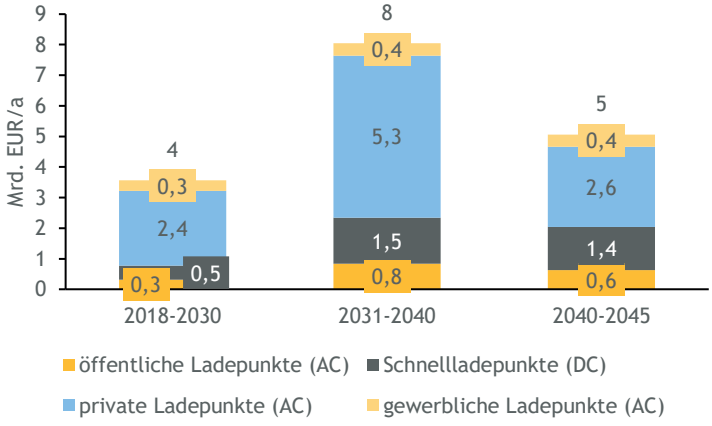


Abbildung 30: Jährliche durchschnittliche Investitionen für Ladeinfrastruktur

Basierend auf den getroffenen Annahmen ergeben sich bis 2030 notwendige Investitionen von rund 4 Mrd. EUR jährlich. In den 2030-er Jahren steigt der Investitionsbedarf auf ca. 8 Mrd. EUR jährlich (siehe Abbildung 30). Dies liegt an der starken Zunahme der Elektrofahrzeuge in diesem Zeitraum und an den Ersatzinvestitionen für Ladepunkte, die die maximale Lebensdauer erreicht haben. In den 2040er-Jahren, wenn sich der Zuwachs der Elektrofahrzeuge verlangsamt, sinkt der Investitionsbedarf auf 5 Mrd. EUR jährlich. Hierbei sind die jährlichen Investitionen maßgeblich

durch die Ersatzinvestitionen getrieben. Damit werden bis zum Jahr 2045 inkl. anfallender Ersatzinvestitionen rund 148 Mrd. EUR in die Ladeinfrastruktur investiert.

Die betrachteten Investitionen entsprechen nur einem Teilausschnitt der gesamten Investitionen, die für die Verwirklichung des skizzierten Pfades zur Klimaneutralität im Jahr 2045 notwendig sind. Den rückläufigen Investitionen für die betrachteten Verkehrsträger stehen, neben den betrachteten Mehraufwänden bei der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, weitere Kosten gegenüber. Beispielsweise macht die im Szenario KN100 angenommene Verkehrsverlagerung auf den ÖSPV sowie die Schiene zusätzliche Investitionen in die Erweiterung der bestehenden Infrastruktur notwendig. Diese zusätzlichen Kosten liegen jedoch außerhalb des Bilanzrahmens dieser Untersuchung und werden hier nicht ermittelt.

2.2 Industriesektor

Die Treibhausgasemissionen sind im Industriesektor zwischen 1990 und 2018 um 97 Mt CO_2e gefallen. Dieser Rückgang erfolgte maßgeblich in den Jahren zwischen 1991 und 2000 als insbesondere ineffiziente Anlagen in Ostdeutschland abgeschaltet oder modernisiert wurden. Zwischen den Jahren 2001 und 2018 verringerte sich die durchschnittliche Reduktion deutlich, da eingesparte Treibhausgasemissionen aus Effizienzsteigerungen durch Produktionssteigerungen fast vollständig ausgeglichen wurden.

Im Jahr 2018 lagen die Treibhausgasemissionen der Industrie bei 190 Mt CO_2e. Das Klimaschutzgesetz 2021 sieht vor, die Emissionen des Industriesektors bis zum Jahr 2030 auf 118 Mt CO_2e und somit gegenüber 2018 um mehr als ein Drittel zu reduzieren. Dies entspricht einer Treibhausgasreduktion von durchschnittlich ca. 8 Mt CO_2e/a. Bis 2045 soll Deutschland Klimaneutralität erreichen.

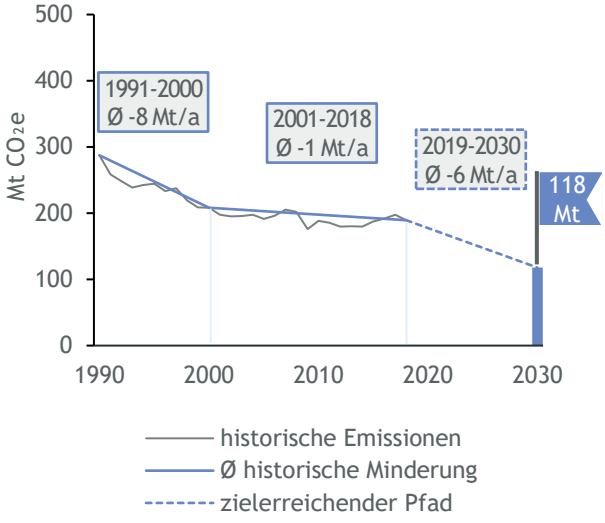


Abbildung 31: Historische Treibhausgasemissionen und das sektorale Klimaziel 2030 in der Industrie

Im Jahr 2020 wurde das sektorale Klimaziel der Industrie insbesondere durch einen signifikanten Produktionsrückgang erreicht. Für das Jahr 2021 ist hingegen eine Verfehlung der Klimaziele bei einer entsprechenden Erholung der industriellen Produktion wahrscheinlich. Um das sektorale Klimaziel im Jahr 2030 sowie die Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, müssen innovative Technologien eingesetzt, die Energieeffizienz gesteigert sowie vermehrt recycelt werden.

Der Sektor Industrie ist durch eine heterogene Branchenstruktur gekennzeichnet. Abbildung 32 gibt einen Überblick über die betrachteten Industriebranchen und Produkte. In den Branchen Chemie, Eisen & Stahl sowie Steine & Erden werden die energie- und emissionsintensivsten Prozesse berücksichtigt. Auf Prozessebene werden zudem Glas & Keramik, Nichteisenmetalle und Papier untersucht.

Weitere Branchen wie beispielsweise Gummi- und Kunststoffwaren sowie Maschinenbau oder Fahrzeugbau werden unter Sonstige Industrie zusammengefasst. Für die industriellen Prozesse im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) wurde der Transformationspfad im Sektormodul Industrie definiert, dieser zählt gemäß den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes 2021 bilanziell jedoch in den Gebäudesektor.

Die jeweiligen Herstellungsverfahren unterscheiden sich in ihrer Komplexität sowie in dem nötigen Aufwand zur Reduzierung von Emissionen. Im Kern lassen sich Emissionen durch Umstellung von Prozessen, einer Energieträgersubstitution innerhalb von Prozessen oder Energieeffizienzsteigerungen erreichen.

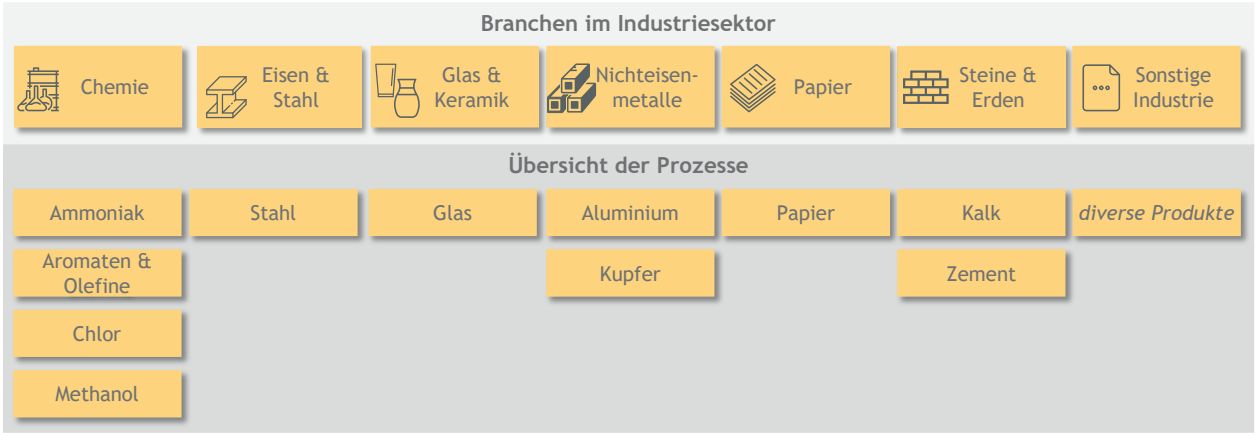


Abbildung 32: Übersicht der Industriebranchen und Prozesse

In der Stahlindustrie ist bspw. eine Umstellung der Prozesse notwendig. Eine nachhaltige Senkung der Emissionen ist in hier nur durch eine Umstellung des aktuellen Produktionsprozesses auf Basis der Hochofenroute erreichbar. Dabei wird ein schrittweiser Wechsel von der Hochofenroute hin zur Direktreduktionsroute mit Wasserstoff angenommen. In anderen Branchen, wie z. B. der Papierindustrie können Emissionen vollständig durch die Substitution fossiler Energieträger vermieden werden. Im Zeitverlauf werden im Bereich Niedrigtemperaturdampf beispielsweise gasbasierte durch strombasierte Technologien substituiert.

Eine Übersicht der zugrundeliegenden Parameter und Annahmen wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

2.2.1 Entwicklung der Produktionstechnologien

Die Branchen Chemie, Eisen & Stahl, Steine & Erden und Sonstige Industrie machten im Jahr 2018 ca. 85 % des gesamten Endenergieverbrauchs aus. Zudem wurden in diesen Branchen fast 90 % der gesamten energetischen und prozessbedingten Treibhausgasemissionen emittiert. Veränderungen in diesen Branchen tragen daher maßgeblich zur Erreichung der im Klimaschutzgesetz verankerten

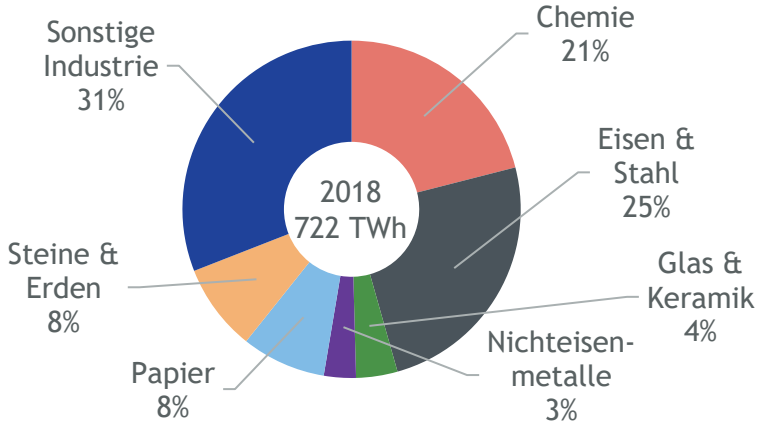


Abbildung 33: Anteile der Industriebranchen am Endenergieverbrauch 2018

Ziele bei und werden im Folgenden neben den weiteren Branchen Papier, Glas & Keramik und Nichteisenmetalle vorgestellt.

Die **chemische Industrie** machte im Jahr 2018 rund 21 % des Endenergieverbrauchs der Industrie aus. Sie setzt sich aus verschiedenartigen Produkten und einer Vielzahl an CO_2-Vermeidungsoptionen zusammen. Für die energieintensivsten Produkte der Grundstoffchemie[14] wurden exogene Transformationspfade entwickelt, die einen möglichen Weg in eine klimaneutrale Zukunft aufzeigen. Im Szenario KN100 wurden die Herstellung von Ammoniak, Aromaten & Olefine, Chlor und Methanol auf Prozessebene betrachtet.

Für die chemische Industrie wird ein wachsender Einsatz von fester Biomasse als Brennstoff angenommen. Durch den Einsatz fester Biomasse, speziell im Bereich Prozesswärme, können fossile Energieträger substituiert werden und durch die Kombination mit Carbon Capture and Storage (CCS) oder Carbon Capture and Utilization (CCU) entsteht eine CO_2-Senke (siehe Kapitel 2.6.1).

- **Ammoniak** wird als Grundstoff für die Düngemittelproduktion (v. a. Harnstoff) verwendet und wird heute auf Basis von konventionellem Wasserstoff aus Erdgas-Dampfreformierung und dem Haber-Bosch-Verfahren erzeugt. Durch die Substitution des konventionellen Wasserstoffes durch grünen Wasserstoff können Treibhausgasemissionen reduziert werden. Im Jahr 2045 werden annahmegemäß 30 % des für die Ammoniakproduktion benötigten Wasserstoffs über am Standort integrierte Elektrolyseure[15] und 70 % aus Wasserstofftransportnetzen bezogen.
- **Aromaten & Olefine** werden primär zur Herstellung von Kunststoffprodukten genutzt und aktuell größtenteils in Steamcrackern auf Basis von Naphtha (Rohbenzin) erzeugt (76 % in 2018). Zu geringen Teilen werden auch Öl (16 %) und Erdgas (8 %) in Steamcrackern eingesetzt. Für die Erzeugung von Aromaten & Olefinen existieren vielfältige technologische Optionen, wie z. B. die Verwendung von grünem (synthetischem oder biogenem) Naphtha inkl. einer Nachrüstung der Steamcracker mit CCS oder das Methanol-to-Olefins/-Aromatics-Verfahren (MTO/MTA)[16]. Im Szenario KN100 wird angenommen, dass bis 2045 60 % über MTO/MTA und 40 % über Steamcracker auf Basis grünen Naphthas erzeugt wird.
- **Chlor** dient u. a. der Herstellung von Kunststoffen (v. a. PVC), Lösungsmitteln und medizinischen Produkten. Die Chlorherstellung zählt zu den elektrochemischen Verfahren und verursacht keine direkten Treibhausgasemissionen. Es wird angenommen, dass das bereits verbreitete Membranverfahren – mit Anteilen von aktuell 71 % - bis 2045 einen Anteil von 100 % erreicht.
- **Methanol** wird primär als Ausgangsstoff für verschiedene Synthesen in der chemischen Industrie eingesetzt. Heute wird es über Methanolsynthese in Kombination mit

[14] Zur Grundstoffchemie zählen Petro- & Basischemikalien. Sie kann weiter in organische (z. B. Ethylen und Methanol) und anorganische (z. B. Chlor und Ammoniak) Grundstoffe unterteilt werden (Achtelik et al., 2019).
[15] Die Strombedarfe der integrierten Elektrolyseure werden als Stromnachfrage bilanziert.
[16] Über das MTO/MTA-Verfahren können Olefine und Aromaten über den Einsatz von Methanol erzeugt werden. Dies ist eine alternative Route zur heute weit verbreiteten Erzeugung durch den Einsatz von Naphtha in Steamcrackern.

Partialoxidation von Schweröl und von Erdgas erzeugt. Zudem kann Methanol als Kraftstoff oder Kraftstoffzusatz eingesetzt werden. In KN100 wird das in Deutschland hergestellte Methanol bis 2045 zu 60 % über elektrolysebasierten Wasserstoff und 40 % Vergasung von Biomasse erzeugt.

Die Branche **Eisen & Stahl** machte im Jahr 2018 rund 25 % des Endenergieverbrauchs der Industrie aus. Grundsätzlich wird Stahl in Primär- und Sekundärstahl unterteilt.

- **Primärstahl** macht heute rund zwei Drittel der gesamten Stahlproduktion aus und wird in Deutschland fast ausschließlich über die Hochofenroute erzeugt. Die Primärstahlproduktion auf Basis der Hochofenroute verursacht durch Einsatz von Kohle signifikante energetische Treibhausgasemissionen und Prozessemissionen. Im Bereich Primärstahl kann der Umstieg auf die Direktreduktion und anschließende Schmelze in Elektrolichtbogenöfen[17] (DRI-EAF-Route) Energie und Emissionen einsparen. Bei der Direktreduktion wird Kokskohle durch Erdgas oder Wasserstoff ersetzt. Aktuell wird die DRI-EAF-Route mit Nutzung von Erdgas an nur einem Standort in Deutschland betrieben (ArcelorMittal Hamburg, 2021). Diese Route ermöglicht die Reduktion von Treibhausgasemissionen um rund 55 % (Lösch et al., 2020). Durch die Nutzung von Wasserstoff können direkte Emissionen um nahezu 100 % vermindert werden[18]. In KN100 wird angenommen, dass Primärstahl langfristig zu 100 % über die DRI-EAF-Route unter Verwendung von 100 % Wasserstoff erzeugt wird.
- **Sekundärstahl** ist das Produkt des Recyclings von Stahlschrott in Elektrolichtbogenöfen (EAF). Diese Route ist energieeffizienter als die Primärstahlerzeugung, jedoch ist die rein schrottbasierte EAF-Route zur Herstellung hochwertiger Stahlprodukte technologisch nur begrenzt geeignet. Zudem wird der mögliche Einsatz dieser Route durch die Verfügbarkeit und Qualität der Schrotte beschränkt.

Der Bereich **Nichteisenmetalle** machte im Jahr 2018 rund 4 % des Endenergieverbrauchs der Industrie aus. Das Szenario KN100 berücksichtigt THG-Minderungsoptionen in den Herstellungsprozessen von Aluminium und Kupfer explizit. Bei der Herstellung von **Rohaluminium** fallen durch den Einsatz von Petrolkoks-Anoden Prozessemissionen an. Durch den Einsatz von inerten Anoden können diese Emissionen vermieden werden - eine industrielle Skalierung wird gemäß des exogenen Transformationspfades für 2035 unterstellt. Bei der Verarbeitung von Rohaluminium werden heute Strom und Erdgas eingesetzt, wobei letzteres im Szenario KN100 langfristig durch höhere Anteile Strom und Wasserstoff vollständig substituiert wird. Bei der Herstellung von **Kupfer** wird heute neben Strom noch Kohle, Öl und Erdgas eingesetzt. Kohle und Öl wird mittelfristig durch Erdgas und langfristig durch Wasserstoff substituiert. Zusätzlich wird durch den Einsatz von Hybridöfen und induktivem Aufschmelzen der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch gesteigert.

[17] Neben dem Einschmelzen in Elektrolichtbogenöfen können auch andere Verfahren, wie strombasierte Einschmelzer, eingesetzt werden (thyssenkrupp Steel Europe, 2021).
[18] Als direkte Emissionen verbleiben noch rund 30 kg CO_2 pro Tonne Primärstahl durch Elektrodenabbrand und Schäumkohle (Hölling et al., 2017).

Die Branche **Glas & Keramik** machte im Jahr 2018 rund 4 % des Endenergieverbrauchs der Industrie aus. Bei der Herstellung von Glas & Keramik fallen Prozessemissionen an, welche aus heutiger Sicht technisch nicht vermeidbar sind. Diese Emissionen fallen im Schmelzprozess durch Zersetzung verschiedener Einsatzstoffe an. Prozessemissionen können durch Einsatz von CO_2-Abscheidungsanlagen gemindert werden, aufgrund sehr unterschiedlicher Betriebsgrößen und anteilig vielen kleineren Betrieben wird ein flächendeckender Einsatz jedoch nicht erwartet. Energetische Emissionen durch den Einsatz von Erdgas in Schmelzöfen werden durch Substitution mit Wasserstoff oder Hybridöfen vermieden.

Die **Papierindustrie** machte im Jahr 2018 rund 8 % des Endenergieverbrauchs der Industrie aus. Für die Herstellung von Papier werden Strom und Niedrigtemperaturdampf benötigt. Für die Reduktion von Treibhausgasemissionen werden langfristig Erdgas, Kohle und Öl durch Strom und zu geringeren Anteilen durch Fernwärme und Wasserstoff substituiert. Der Einsatz von Biomasse wird als konstant angenommen (rund 21 % in 2018). Bis 2045 werden 45 % des Niedrigtemperatur-dampfes über elektrische Verfahren erzeugt. Es wird angenommen, dass sich langfristig das Verhältnis von Papier niedriger Qualität (mechanische Herstellung; z. B. Kartonagen und Verpackungen) und hoher Qualität (chemische Herstellung; z. B. grafische Papiere) zu Gunsten von niedriger Qualität verschiebe. Im Jahr 2045 machen niedrige Qualitäten 75 % aus (im Jahr 2018 waren es ca. 66 %). Niedrige Qualitäten können weniger energieintensiv hergestellt werden.

Der Bereich **Steine & Erden** machte im Jahr 2018 rund 8 % des Endenergieverbrauchs der Industrie aus. Trotz des niedrigen Anteils am Endenergieverbrauch nimmt die Herstellung von Steinen und Erden eine Schlüsselposition in Bezug auf die Reduktion von Treibhausgasemissionen ein. Heute werden durch den thermischen Einsatz von Kohle, Erdgas und alternativen Brennstoffen[19] sowie technisch schwer vermeidbaren Prozessemissionen große Mengen CO_2 emittiert.

Da wesentliche Emissionen technisch nicht vermeidbar sind, ist die Nutzung von Ressourcen-effizienzpotenzialen wichtig. Durch die Entwicklung und den Einsatz ressourceneffizienter Betone (CEM II/C und CEM VI[20]) können in der Zementindustrie langfristig Energie und Treibhausgas-emissionen eingespart werden. Des Weiteren werden alternative Bindemittel als Ersatz für Klinker eingesetzt, welche im Vergleich zu Portlandzement weniger energetische Emissionen und Prozessemissionen verursachen. Aufgrund ihrer eingeschränkten technischen Leistungsfähigkeit dürften alternative Bindemittel jedoch vor allem in Nischenprodukten (z. B. Schnell- und Reparaturzemente) und im Bereich der Bauchemie eingesetzt werden. Entsprechend wird angenommen, dass alternative Bindemittel Portlandzement bis 2045 in einem Umfang von rund 5 % ersetzen. Grundlegende technologische Weiterentwicklungen der konventionellen Verfahren werden weder in der Kalk- noch der Zementindustrie erwartet. Anfallende Prozessemissionen und Restemissionen aus der Nutzung alternativer Brennstoffe werden daher durch CCU und CCS vermieden (siehe Kapitel 2.6.1).

[19] Alternative Brennstoffe sind z. B. Altreifen, Altöl, Tiermehle, aufbereitete Gewerbe- und Siedlungsabfälle sowie Klärschlamm (VDZ, 2020).
[20] Durch den Einsatz von Zementen wie CEM II/C und CEM VI kann der Klinkergehalt um bis zu 50% reduziert werden. Die Herstellung von Klinker ist sehr energieintensiv und für einen großen Teil der Energienachfrage und Prozessemissionen verantwortlich (VDZ, 2020).

Die **Sonstige Industrie** umfasst sehr heterogene Produkte und Branchen. Dazu zählen z. B. Ernährung und Tabak, Gummi- und Kunststoffwaren, Maschinenbau und Fahrzeugbau. Die Sonstige Industrie machte im Jahr 2018 rund 31 % des Endenergieverbrauchs der Industrie aus. Emissionen entstehen hier vor allem durch die energetische Nutzung fossiler Brennstoffe für die Erzeugung von Prozesswärme, wie z. B. Erdgas und Kohle. In Bezug auf die Nutzung strombasierter Prozesse und gasförmiger Energieträger bestehen in der Sonstigen Industrie, speziell im Bereich Niedrig- und Mitteltemperaturwärme, im Vergleich zu energieintensiven Industrien größere Freiheitsgrade bei der Wahl der Technologie. Aus technologischer Sicht könnten große Teile der Prozesswärme wahlweise über strom- oder gasbasierte Technologien bereitgestellt werden.

Produkte			Status quo		KN100	
			Technologien	Hauptenergieträger	Technologien	Hauptenergieträger
Chemie						
	Ammoniak		▫ Haber-Bosch, Steam Methane Reforming (SMR)	▫ Strom ▫ Erdgas (z. T. NE)	▫ Haber-Bosch, Elektrolyse ▫ Haber-Bosch, H_2-Zukauf	▫ Strom ▫ Wasserstoff (NE)
	Aromaten & Olefine		▫ Steamcracking	▫ Naphtha (NE)	▫ Methano- to-Olefins/-Aromatics ▫ Steamcracking	▫ Strom ▫ Grünes Naphtha (NE)
	Chlor		▫ Membranverfahren ▫ Amalgamverfahren ▫ Diaphragmaverfahren	▫ Strom	▫ Membranverfahren	▫ Strom
	Methanol		▫ Partialoxidation, Schweröl, Methanolsynthese ▫ SMR, Methanolsynthese	▫ Schweröl (NE) ▫ Erdgas (NE) ▫ Strom	▫ Elektrolyse-Wasserstoff, Methanolsynthese ▫ Biomassevergasung, Methanolsynthese	▫ Wasserstoff (NE) ▫ Biomasse (fest) (NE)
Eisen & Stahl						
	Stahl	Primär	▫ Hochofenroute	▫ Kokskohle	▫ Direktreduktionsroute mit Elektrolichtbogenofen (DRI-EAF)	▫ Strom ▫ Wasserstoff (z. T. NE)
		Sekundär	▫ Elektrolichtbogenofen	▫ Strom		▫ Strom
Glas & Keramik						
	Glas		▫ Klassische Schmelzwanne (Diverse Glasprodukte)	▫ Erdgas	▫ Klassische Schmelzwanne, Wasserstoff ▫ Hybridofen, Wasserstoff ▫ Hybridofen, Erdgas ▫ Elektrische Schmelzwanne	▫ Strom ▫ Gase (methanbasiert) ▫ Wasserstoff
Nichteisenmetalle						
	Aluminium	Primär	▫ Hall-Héroult, point feeder	▫ Strom	▫ Inerte Anoden ▫ Elektr. Aluminium-Verarbeitung	
		Sekundär	▫ Recyceltes Aluminium	▫ Strom	▫ Recyceltes Aluminium, Hybridofen	
	Kupfer	Primär	▫ Kupfer	▫ Strom ▫ Erdgas ▫ Steinkohle		
		Sekundär	▫ Kupferrecycling			
Papier						
	Papier	Primär	▫ Papierfaserherstellung (mechanisch/chemisch)	▫ Strom ▫ Erdgas	▫ Elektr. Dampferzeugung	
		Sekundär	▫ Papierfaserherstellung (Recycling)			
			▫ Papierherstellung			
Steine & Erden						
	Kalk		▫ Branntkalk	▫ Braunkohle ▫ Erdgas		▫ Strom ▫ Wasserstoff
	Zement		▫ Halbtrockenverfahren	▫ Alternative Brennstoffe ▫ Steinkohle	▫ Trockenverfahren	▫ Alternative Brennstoffe ▫ Wasserstoff (10%) ▫ Biomasse (fest) (5%)
			▫ Trockenverfahren			

NE = nichtenergetisch

Abbildung 34: Übersicht der Technologietransformation ausgewählter Industriebranchen

In Abbildung 34 werden die wichtigsten technologischen Entwicklungen zwischen dem Status quo und dem Szenario KN100 zusammengefasst. In der Übersicht werden zum einen wichtigsten Prozesse heute sowie in KN100 mit den jeweiligen Hauptenergieträgern gezeigt.

2.2.2 Entwicklung der Produktionsmengen

Das KN100-Szenario trifft für alle betrachteten Branchen Annahmen in Bezug auf die Entwicklung der Produktionsmengen. In Abbildung 35 werden die Entwicklungen für die Stichjahre 2030 und 2045 dargestellt. Dabei wird unterstellt, dass ein funktionierender Carbon-Leakage-Schutz in Deutschland und der EU mögliche Wettbewerbsnachteile für die deutsche Industrie durch die Umstellung auf klimaneutrale Produktionen weitgehend abwenden kann.

Trotz des starken internationalen Wettbewerbs im Bereich **Eisen & Stahl** wird im Szenario KN100 daher keine Abwanderung der Produktionsstätten angenommen. Dabei unterstützt eine mögliche

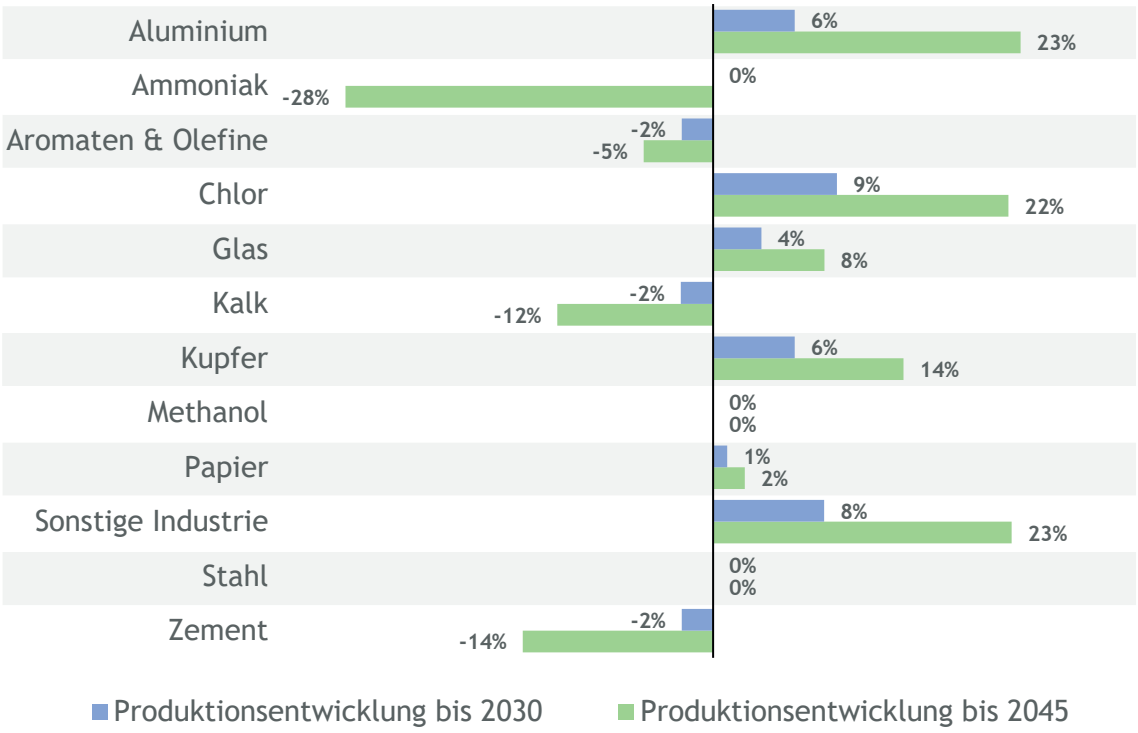


Abbildung 35: Produktionsentwicklung in den Industriebranchen bis 2045

zukünftige Vorreiterrolle im internationalen Wettbewerb in Bezug auf grünen Stahl. Vor diesem Hintergrund wird für die Stahlindustrie eine konstante Produktion auf dem Niveau von 2018 (42,4 Mio. t Rohstahl) angenommen.

Für die Segmente **Zement und Zementklinker** gibt es zwei Effekte, die Einfluss auf die Produktionsmengen haben: die Entwicklung der Baukonjunktur sowie Ressourceneffizienz. Die annahmegemäß rückläufige Anzahl von Neubauten im Gebäudesektor verringert langfristig die notwendige Produktion in geringem Ausmaß. Stärkeren Einfluss hat die Nutzung von Ressourcenpotenzialen, wie materialsparende Bauweisen sowie der Einsatz ressourceneffizienter Betone, welche die notwendigen Mengen an Zementklinker und Zement langfristig senken. Die inländische Produktion von Zement sinkt durch diese Effekte bis 2045 um rund 14 %.

In der **Chemie** wurden Ammoniak, Aromaten & Olefine, Chlor und Methanol berücksichtigt.

- Für **Ammoniak** wird angenommen, dass langfristig Produktionsmengen in Deutschland sinken werden. Im Szenario KN100 wird eine Reduktion um rund 28 % bis 2045 angenommen. Die Dekarbonisierung der Ammoniakproduktion hängt stark vom Vorprodukt Wasserstoff ab. In Bezug auf Wasserstoff wird langfristig von signifikanten Importen ausgegangen. Vor allem an Standorten mit guten Bedingungen zur Produktion von Elektrolyse-Wasserstoff könnten langfristig auch Folgeprodukte wie Ammoniak produziert werden. Die besseren Transporteigenschaften von Ammoniak im Vergleich zu Wasserstoff verstärken diesen möglichen Effekt.
- Bei **Aromaten & Olefinen** wird von einem leichten Produktionsrückgang ausgegangen. Hintergrund ist, wie auch bei Ammoniak, die Verbindung zum Vorprodukt Wasserstoff (bzw. Methanol bei MTO/MTA). Bei Aromaten & Olefinen wird im Gegensatz zu Ammoniak jedoch davon ausgegangen, dass aufgrund der hohen Komplexität des Prozesses ein größerer Anteil der Produktion in Deutschland stattfindet.
- Global wird für **Chlor** stärkeres Wachstum erwartet, welches sich in Teilen auch in einem Produktionsanstieg in Deutschland niederschlägt. Hintergrund ist eine steigende Nachfrage von Folgeprodukten wie PVC. Bis 2045 steigt die Produktion von Chlor im Szenario KN100 annahmegemäß um rund 22 % an.
- Insgesamt wird von einer steigenden Nachfrage nach **Methanol** ausgegangen. Diese ergibt sich durch den Einsatz des neuen MTO/MTA-Verfahrens im Rahmen der Herstellung von Aromaten & Olefinen. Für die sonstige Nachfrage nach Methanol wird ein Nullwachstum angenommen. Die Gesamtnachfrage erhöht sich um den Faktor 16 von 1,1 Mio. t im Jahr 2018 auf 18,2 Mio. t im Jahr 2045. Methanol wird somit zum zentralen Baustein der klimaneutralen Chemie. Es wird dabei angenommen, dass langfristig das Verhältnis von Importen und heimischer Produktion ausgeglichen ist.

In den übrigen Industrien **Aluminium**[21], **Kupfer, Glas** und **Sonstiger Industrie** wird bis 2045 ein Produktionswachstum zwischen 8 % (Glas) und 23 % (Aluminium und Sonstige Industrie) erwartet. Bei Aluminium lässt sich dies v. a. auf ein starkes Wachstum im Bereich Sekundäraluminium zurückführen. Die Annahmen für die Sonstige Industrie orientiert sich dabei an den sektorübergreifenden Annahmen zum BIP-Wachstum (siehe Kapitel 1.3.6).

2.2.3 Entwicklung der Energieeffizienz

Unter Energieeffizienz werden allgemeine technologische Entwicklungen zusammengefasst, wie z. B. Optimierungen von Querschnittstechnologien (Pumpen, Ventilatoren, elektrische Motoren,

[21] Im Bereich Aluminium wurden die Primär- und Sekundäraluminumproduktion getrennt betrachtet. Die in Abbildung 35 angegebene Produktionsentwicklung ist die durchschnittliche Entwicklung der beiden Prozesse. Für Primäraluminium wird bis 2045 ein Wachstum von 16 % und für Sekundäraluminium ein Wachstum von 31 % angenommen.

etc.) oder die Steigerung der Energieeffizienz bei bestehenden und neuen industriellen Verfahren. Im Folgenden bezieht sich der Begriff Effizienz auf Endenergieeffizienz.

Der Großteil des Endenergieverbrauchs wird in der **chemischen Industrie** durch heterogene chemische Herstellungsprozesse generiert. Die Anteile von Querschnittstechnologien, in denen i. d. R. die größten Effizienzpotenziale liegen, sind entsprechend gering. Daher wird erwartet, dass zusätzliche Effizienzgewinne begrenzt sind und über die Zeit stetig abnehmen. Die angenommenen kumulierten Effizienzgewinne bei allen betrachteten chemischen Produkten liegen bis 2045 bei rund 4 % (Geres et al., 2019).

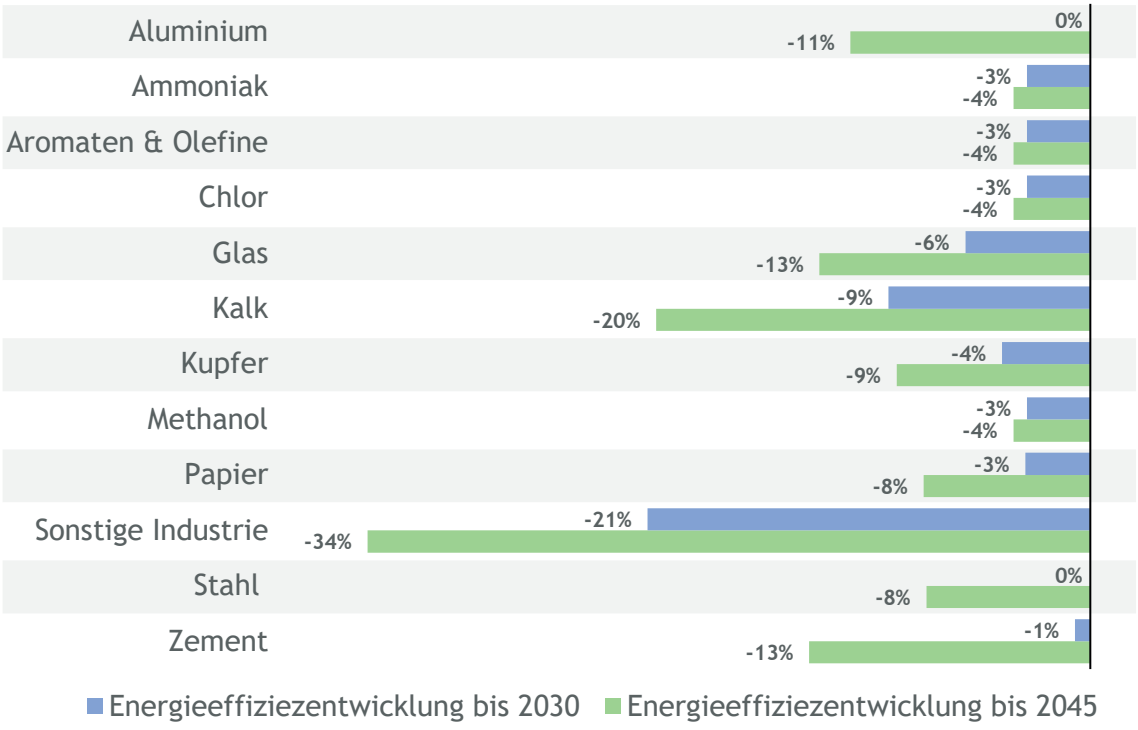


Abbildung 36: Entwicklung der Energieeffizienz in den Industriebranchen bis 2045

In der **Stahlindustrie** ist die bestehende Prozessroute weitestgehend ausoptimiert. Kleinere Energieeffizienzmaßnahmen werden durch Einsatzstoffe geringerer Qualität und höhere Ansprüche an Produktqualität in der Regel kompensiert. Für die neue DRI-EAF-Route werden zwischen 2031 und 2045 kumulierte Effizienzgewinne von 8 % erwartet.

Die Effizienzannahmen der **Sonstigen Industrie** basieren auf der Energieeffizienzstrategie[22] der Bundesregierung (BMWi, 2019) und eigenen Annahmen. Im Vergleich zu den energieintensiven Industrien wie Chemie oder Eisen & Stahl ist der Endenergieverbrauch stärker von Querschnittstechnologien geprägt. Gerade in diesem Segment werden signifikantere Energieeffizienzpotenziale erwartet. Die realisierten kumulierten Energieeffizienzgewinne liegen bis 2045 bei rund 34 %.

[22] Ziel der Energieeffizienzstrategie ist es den Primärenergieverbrauch um 50% bis 2050 gegenüber 2008 zu reduzieren (BMWi, 2019).

Infobox 5: Der Einfluss von Energieeffizienz auf den Endenergieverbrauch der Industrie

Ohne die unterstellten Energieeffizienzgewinne würden, ceteris paribus, 17 % (101 TWh) mehr Energie verbraucht als im Szenario KN100. Die veränderten Endenergieverbräuche verteilen sich dabei gleichmäßig auf die verschiedenen Energieträger.

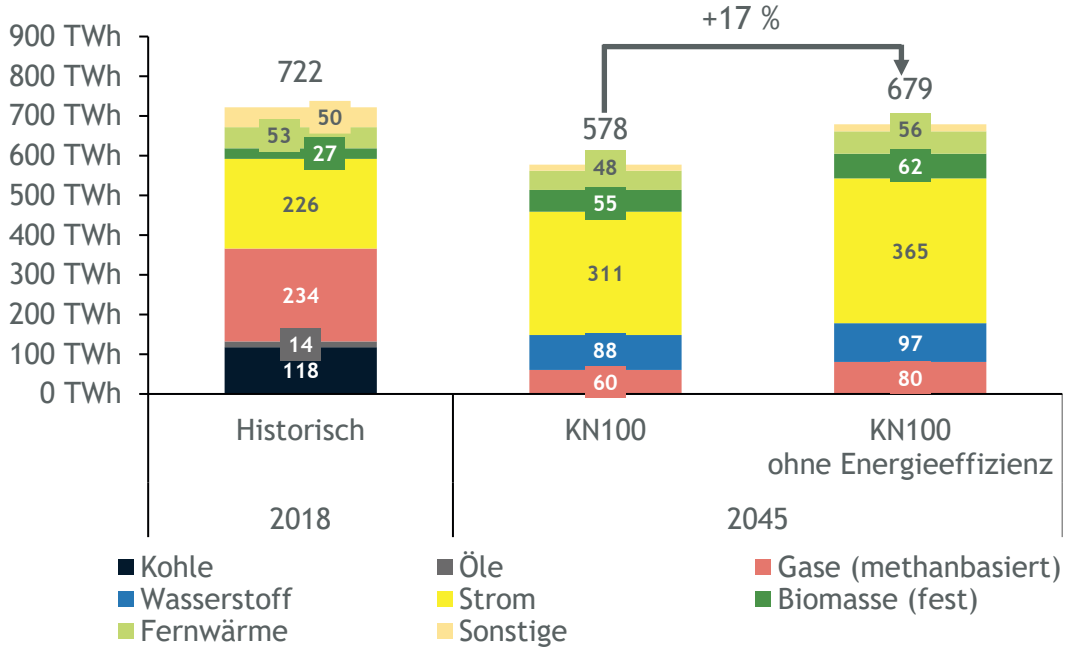


Abbildung 37: Auswirkungen von Energieeffizienzgewinnen auf den Endenergieverbrauch im Industriesektor

Auch ohne Energieeffizienzgewinne sinkt der Endenergieverbrauch jedoch um 6 %. Dies ist sowohl auf sinkende Produktionsmengen in Teilen der Industrie als auch auf Wechsel auf energieeffizientere Prozesse zurückzuführen. Energieeffizientere Prozesse sind beispielsweise die Sekundärproduktionen in den Bereichen Nichteisenmetalle und Eisen & Stahl.

Bei den übrigen Industrien Aluminium, Glas, Kupfer, Papier und Zement[23] variieren die angenommenen kumulierten Energieeffizienzgewinne bis 2045 zwischen 8 % und 13 %. Lediglich im Bereich Kalk (bis 2045 -20 %) werden größere Potenziale angenommen. In vielen Branchen wird angenommen, dass Effizienzsteigerungen mit den bestehenden Verfahren nur im geringen Maße möglich sind. Zusätzlich könnten Flexibilisierungsmaßnahmen potenziellen Energieeffizienzgewinnen entgegenwirken. Durch das Hoch- und Runterfahren von Produktionsanlagen, wie

[23] Die Energieeffizienzgewinne im Bereich Zement beziehen sich ausschließlich auf thermische Brennstoffeinsätze.

beispielsweise bei Lastverschiebung, wird zusätzliche Energie benötigt, was die Gesamtenergieeffizienz des Prozesses verringert. Die angenommenen Effizienzen können daher zu großen Teilen auf effizientere Querschnittstechnologien zurückgeführt werden.

2.2.4 Entwicklung der Recyclingquoten

Mit Hinblick auf die Recyclingquoten der Glas-[24] und Papierindustrie sowie Sekundärproduktion von Aluminium, Kupfer und Stahl werden geringe Steigerungspotenziale erwartet. Recyclingquoten und Sekundärproduktionen sind tendenziell durch die Verfügbarkeit recyclingfähiger Materialien und weniger durch technische Potenziale begrenzt. In Abbildung 38 werden die Entwicklung der Recyclingquoten sowie Sekundärproduktionen bis 2030 und 2045 gezeigt mit der jeweiligen Veränderung gegenüber dem Status quo im Jahr 2018.

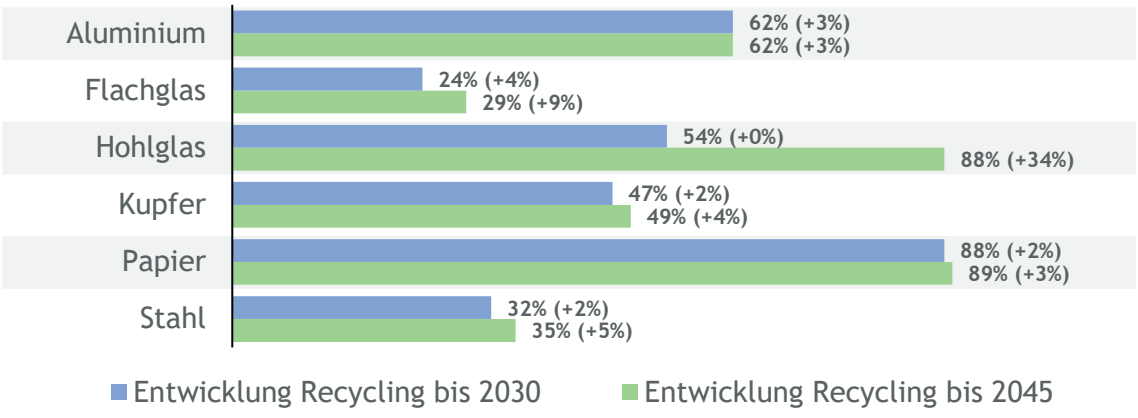


Abbildung 38: Recyclinganteile und Sekundärproduktion in Industriebranchen gegenüber 2018

Bei der **Aluminiumerzeugung** wird von einer leichten Steigerung der Sekundärproduktion ausgegangen. Durch die weltweit steigende Aluminiumnachfrage erhöht sich langfristig die Menge an recyclingfähigem Aluminium. Zusätzlich wird angenommen, dass es Fortschritte im Bereich Sortierung der Schrottströme geben wird, die die Schrottverwertung optimieren und so die Schrottverfügbarkeit erhöhen.

Für die Bereiche **Stahl**, **Kupfer** und **Flachglas** werden wenige Optimierungspotenziale und nur eine geringe Steigerung des recyclingfähigen Materials unterstellt. Die größten Potenziale der Branche Glas & Keramik werden im Bereich Hohlglas erwartet. Eine wichtige Voraussetzung ist eine hohe Reinheit und Qualität des recyclingfähigen Materials.

Im Bereich **Papier** gibt es in Deutschland bereits heute hohe Anteile von Recyclingpapier (rund 86 %). Im Prozess bestehen Grenzen für die Anteile, da die Zugabe von Frischfasern technisch notwendig ist. Als maximaler Anteil von Recyclingpapier wird 89 % angenommen, welcher im KN100-Szenario im Jahr 2045 erreicht wird.

[24] Die Entwicklung der Recyclingquote bezieht sich im Bereich Glas auf den Anteil der Scherbeneinsätze.

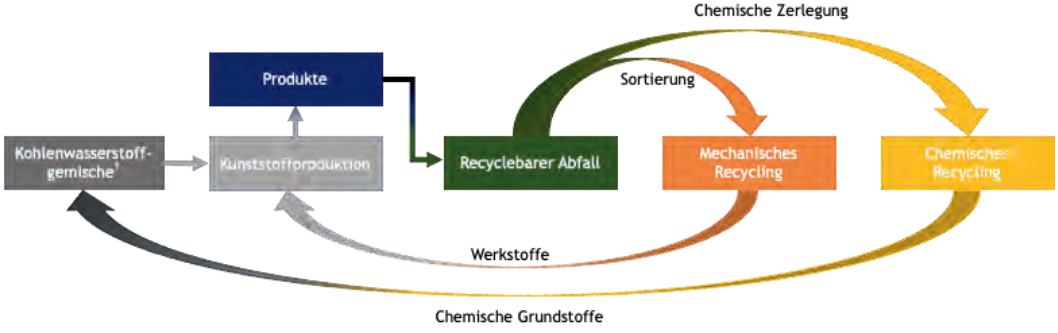
Infobox 6: Chemisches und mechanisches Kunststoffrecycling

Heute werden etwa 47 % aller Kunststoffabfälle in Deutschland stofflich und rund 53 % energetisch - in Müllverbrennungsanlagen - verwertet (Lindner et al., 2020). Um Emissionen aus der linearen Nutzung von Kunststoffen zu reduzieren, ist es zielführend deren Kreislaufführung durch Wiederverwendung und Recycling zu maximieren.

Bei dem Recycling von Kunstoffen wird grundsätzlich zwischen zwei Verfahren unterschieden, dem mechanischen und dem chemischen (rohstofflichen) Recycling. Das mechanische Verfahren beschreibt eine Aufbereitung und Sortierung kunststoffhaltiger Abfälle zu definierten und z. T. sortenreinen Kunststoffrezyklaten unterschiedlicher Qualitäten. Für das mechanische Recycling ungeeignete Abfälle können über das chemische Verfahren rohstofflich recycelt werden. Die Kunststoffabfälle werden dabei in ihre Bestandteile zerlegt – über Pyrolyse, Solvolyse oder Vergasung - und als Rohstoffe dem Stoffkreislauf erneut zugeführt (Geres et al., 2019).

Mit Hilfe der Pyrolyse werden Kohlenwasserstoffgemische extrahiert, welche in einem Cracker weiter gespalten werden. Bei der Vergasung wird Synthesegas erzeugt, welches durch das Fischer-Tropsch-Verfahren zu Naphtha umgewandelt wird. Das Naphtha dient, wie in der konventionellen Primärkunststofferzeugung, als Rohstoffquelle für die Kunststoffproduktion (Geres et al., 2019).

Im Szenario KN100 ist chemisches Recycling, v. a. aufgrund der hohen Komplexität, nicht berücksichtigt. Eine Steigerung der Recyclingquote für Kunststoffe könnte Produktionsbedarfe von Kunststoffneuware langfristig reduzieren und wäre eine sinnvolle Ergänzung zum definierten Transformationspfad der chemischen Industrie.



[1]Sammelbegriff für chemische Ausgangstoffe der Kunststoffproduktion

Abbildung 39: Vereinfachte Darstellung des Kunststoffrecyclings

Quelle: eigene Darstellung basierend auf VCI (2018) und Geres et al. (2019)

2.2.5 Endenergieverbrauch und nichtenergetische Verbräuche im Industriesektor

Im Vergleich zum historischen Endenergieverbrauch der Industrie im Jahr 2018 geht im Szenario KN100 der gesamte Verbrauch bis 2045 um 20 % zurück. Dabei ersetzen Strom und Wasserstoff bis 2045 zunehmend Kohle und Öle. Auch methanbasierte Gase verlieren an Bedeutung.

Die Reduktion im Endenergieverbrauch zeigt, dass die erhöhte Energieeffizienz und die Einsparungen durch den Einsatz innovativer energieeffizienterer Verfahren die Steigerungen des Energieverbrauchs durch Produktionswachstum und den Einsatz den Einsatz neuer energieintensiver Technologien überkompensieren. Innovative energieintensive Verfahren (z. B. Methanol-to-Olefins bzw. Methanol-to-Aromatics) werden beispielsweise in der Chemieindustrie eingesetzt und sind im Vergleich zu den aktuellen Produktionsrouten teilweise weniger energieeffizient. Der Einsatz dieser Technologien ist jedoch mit Hinblick auf die Ziele zur Minderung der Treibhausgasemissionen notwendig, um beispielsweise anfallende Prozessemissionen zu vermeiden.

Bis 2030 steigt der Anteil von Strom auf ca. 41 %. Gründe für den Anstieg sind unter anderem eine stärkere Durchdringung strombasierter Technologien im Bereich der Niedrig- und Mitteltemperaturwärme. Methanbasierte Gase nehmen mit etwa 23 % im Jahr 2030 weiterhin eine wichtige Rolle ein, werden jedoch zunehmend durch Strom und Wasserstoff substituiert. Der Wasserstoffverbrauch setzt sich einerseits aus einem direkten energetischen Verbrauch (z. B. in der Stahl- und Chemieindustrie) und andererseits aus einer Beimischung von Wasserstoff in lokalen Gasverteilnetzen zusammen (siehe Kapitel 2.7.3).

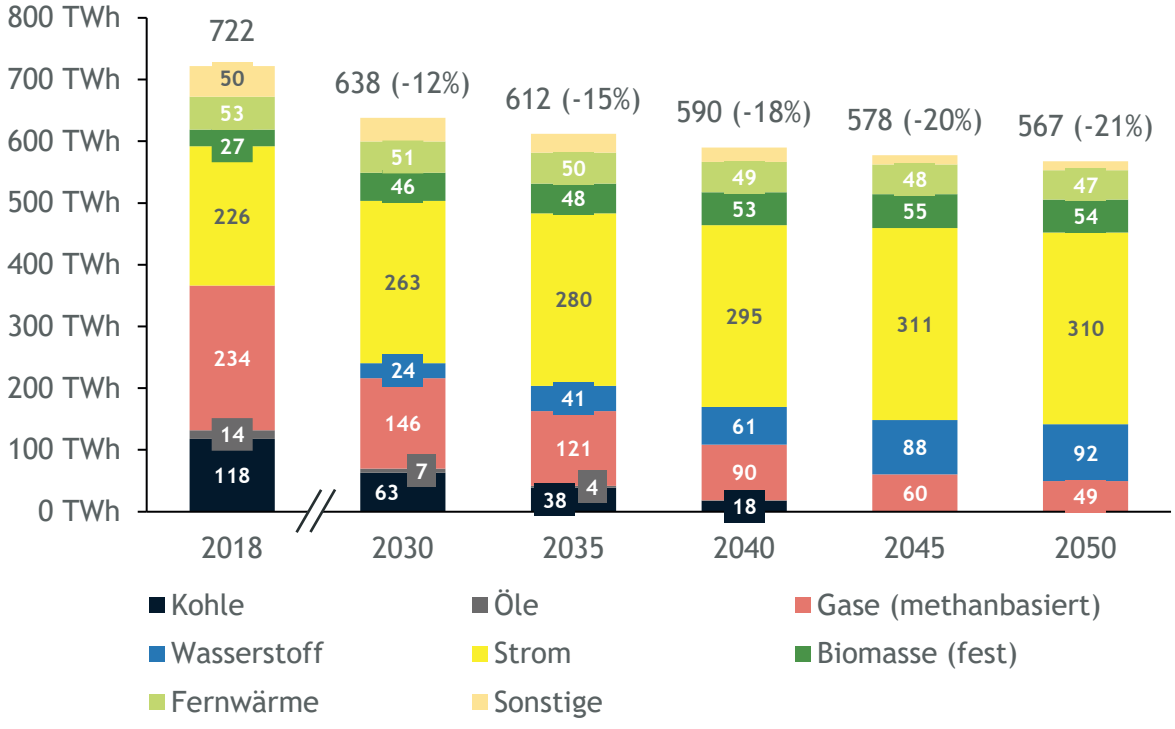


Abbildung 40: Endenergieverbrauch im Industriesektor nach Energieträgern

Bis 2045 werden die fossilen Energieträger Kohle und Öl vollständig durch Strom, feste Biomasse und Wasserstoff substituiert. Durch den Einsatz fester Biomasse, speziell im Bereich Prozesswärme in der Chemieindustrie, entsteht zudem in Kombination mit CCS oder CCU eine CO_2-Senke. Der Stromverbrauch steigt bis 2045 weiter an auf 311 TWh und kommt auf einen Anteil von etwa 54 %. Zusätzlich zum Einsatz im Bereich Niedrig- bis Mitteltemperaturwärme erhöhen beispielsweise auch stromintensivere Prozesse in der Chemieindustrie wie das MTO/A-Verfahren oder der Einsatz von Elektrolyseuren für die Ammoniakproduktion den Stromverbrauch. Fernwärme trägt auch langfristig noch mit ca. 8 % zur Deckung des Endenergiebedarfs bei. Der Anteil von Wasserstoff liegt aufgrund der voranschreitenden Substitution, bspw. im Bereich der Hochtemperaturwärme, langfristig über dem von methanbasierten Gasen.

Der energetische Verbrauch von Ölen und methanbasierten Gasen wird in Abbildung 41 für die Jahre 2030 und 2045 nach biogenen, synthetischen und fossilen Anteilen aufgeschlüsselt. Die Zusammensetzung basiert auf den Modellierungsergebnissen im Energiesektor (siehe Kapitel 2.4.7). In beiden Fällen ist ein deutlicher Rückgang des energetischen Verbrauchs zwischen 2030 und 2045 erkennbar. Der geringe Ölverbrauch wird im Jahr 2045 primär durch synthetische Energieträger gedeckt und der Anteil von Biomethan an den methanbasierten Gasen steigt auf ca. 55 %.

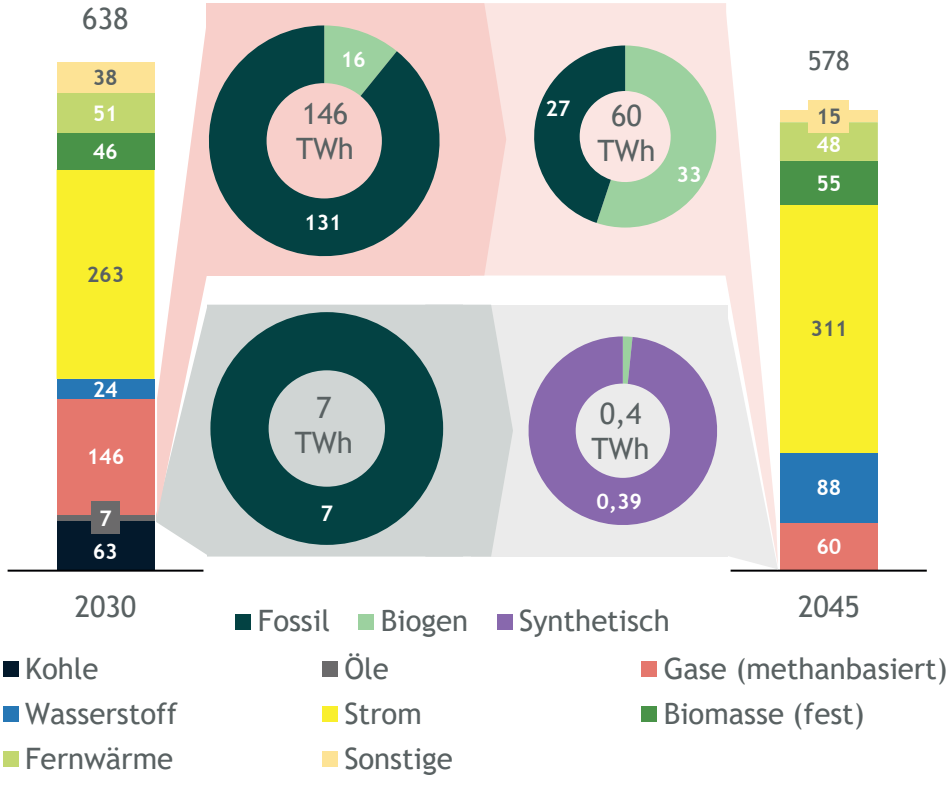


Abbildung 41: Zusammensetzung flüssiger und gasförmiger energetischer Verbräuche im Industriesektor

Im Jahr 2045 werden in der Industrie noch 27 TWh fossiles Erdgas verbraucht. Dies ist möglich, da die entstehenden Emissionen durch natürliche und technische Senken (siehe Kapitel 2.6.1)

kompensiert werden. Eine Kompensation dieser Restemissionen ist im Szenario KN100 kosteneffizienter als der Einsatz von synthetischem Methan. Ab dem Jahr 2050 werden EU-Ziel-konform keine fossilen Brennstoffe mehr verwendet.

Wasserstoffbedarf nach Industriebranchen

Abbildung 42 gibt eine Übersicht über den gesamte Wasserstoffbedarf aufgeteilt nach Branchen. Hierbei ist der Verbrauch von konventionellem Wasserstoff nicht berücksichtigt[25]. Bei dem hier dargestellten CO_2-armem Wasserstoff wird nach energetischer und nichtenergetischer Nutzung unterschieden.

Bis 2045 werden gemäß des entwickelten Transformationspfades 190 TWh Wasserstoff nachgefragt, dies entspricht rd. 24 % der energetischen und nichtenergetischen Verbräuche der Industrie. Die größten Bedarfe haben dabei die Branchen Chemie und Eisen & Stahl, welche im

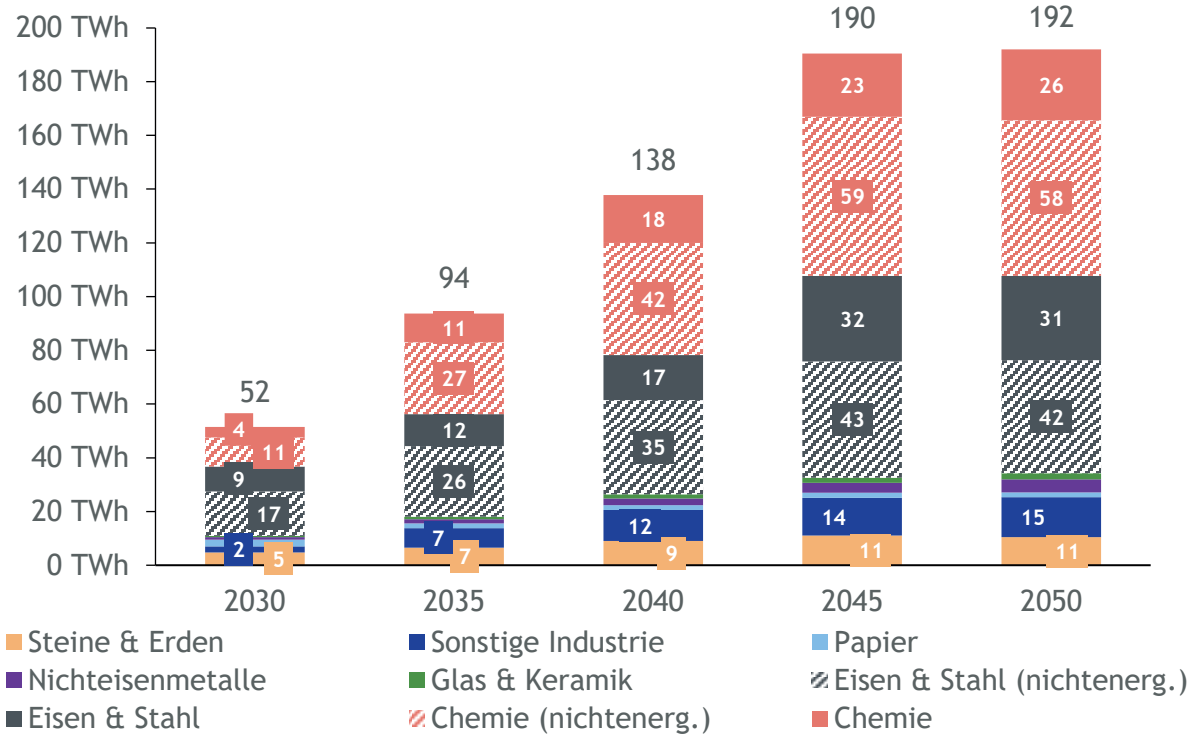


Abbildung 42: Energetischer und nichtenergetischer Verbrauch von CO_2-armem Wasserstoff nach Industriebranchen

Jahr 2045 zusammen rund 83 % des Wasserstoffverbrauchs in der Industrie ausmachen. Der Einsatz von Wasserstoff erfolgt in diesen beiden Branchen primär im nichtenergetischen Bereich. Im Jahr 2045 werden rund 5 % in den Branchen Chemie und Eisen & Stahl nichtenergetisch eingesetzt.

[25] Konventioneller Wasserstoff wird bspw. durch Dampfreformierung aus Erdgas gewonnen und in den nichtenergetischen Verbräuchen der Chemieindustrie enthalten.

Endenergieverbräuche ausgewählter Branchen

In der Branche **Eisen & Stahl** wird durch Wechsel von der Hochofenroute hin zu der wasserstoffbasierten Direktreduktion und anschließenden Schmelze in Elektrolichtbogenöfen (DRI-EAF-Route) eine Reduzierung des direkten Energiebedarfs erreicht. Der Verbrauch von Kokskohle reduziert sich durch den im Zeitverlauf sinkenden Anteil der Hochofenroute an der Produktion.

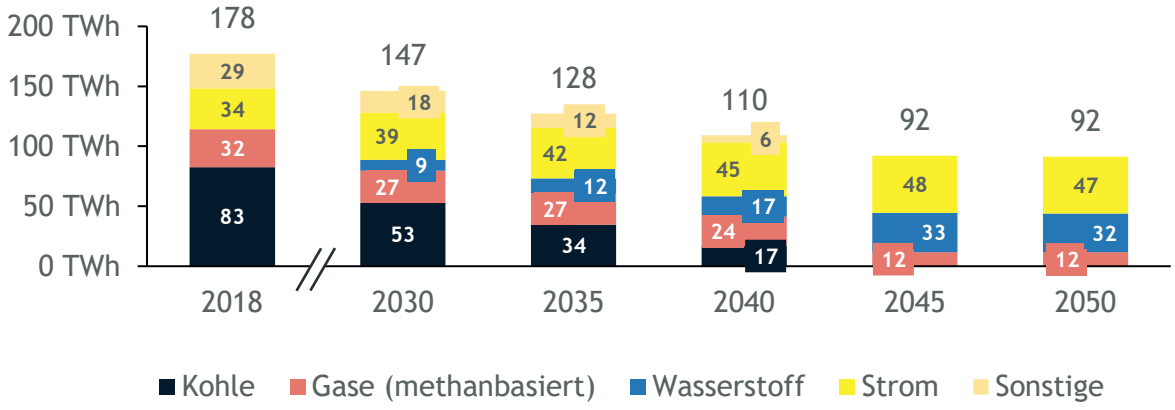


Abbildung 43: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich Eisen & Stahl

Der Bedarf energetisch und nichtenergetisch genutzten Wasserstoffs in der Industrie resultiert in signifikantem Ausmaß aus der DRI-EAF-Route. Durch den Wechsel von Hochofenroute zur DRI-EAF-Route fallen keine Kuppelgase mehr an, welche neben dem Einsatz in Industriewärmekraftwerken auch in der Stahlverarbeitung eingesetzt wurden. Hier löst Wasserstoff im Zeitverlauf Erdgas und die wegfallenden Kuppelgase ab. Durch die Kombination von Direktreduktion und Elektrolichtbogenöfen nimmt die Stromintensität ebenfalls zu. Bis 2045 steigt der Anteil des Stromverbrauchs auf rund 55 %.

Es wird angenommen, dass Wasserstoff nicht bzw. nur zu geringen Teilen durch am Standort integrierte Elektrolyseure bereitgestellt wird. Daher ist eine Anbindung der Standorte an eine Wasserstoffinfrastruktur ein wichtiger Faktor für die Transformation der Stahlindustrie.

Im Bereich **Chemie** bleibt der Endenergieverbrauch im Zeitverlauf etwa konstant und liegt im Jahr 2045 bei 161 TWh. Im Zeitverlauf nimmt der Verbrauch methanbasierte Gase und Öle stetig ab. Bereits bis 2030 wird Erdgas, welches primär für die Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme genutzt wird, in Teilen durch feste Biomasse substituiert. Durch den Einsatz von Bio-Energy Carbon Capture and Storage (BECCS) und Bio-Energy Carbon Capture and Utilization (BECCU) entsteht dann langfristig eine CO_2-Senke (siehe Kapitel 2.6.1).

Auch der Stromverbrauch nimmt durch einen Wechsel auf strombasierte Technologien zu und steigt gegenüber 2018 um ca. 50 %. Da bis 2045 annahmegemäß rund 40 % der Aromaten & Olefine über die MTO/MTA-Route erzeugt wird, steigt in der Folge die Nachfrage nach Methanol signifikant an. Die Hälfte der zusätzlichen Nachfrage wird über inländische Erzeugung gedeckt, was einen direkten Strombedarf von rund 12 TWh erzeugt.

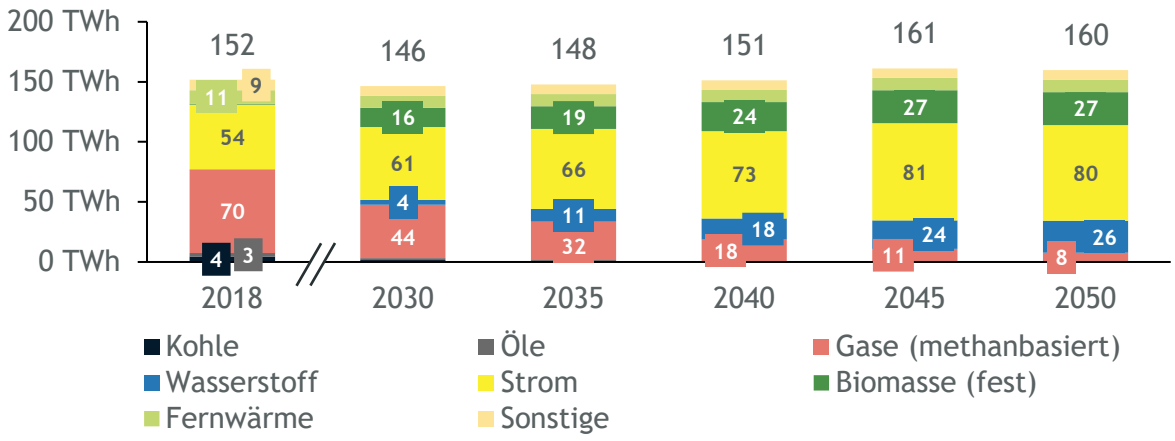


Abbildung 44: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich Chemie

Ammoniak stammt 2045 zu rund einem Drittel aus mit grünem Wasserstoff am Standort integrierten Elektrolyseuren. Diese Kapazitäten werden größtenteils bis zum Jahr 2030 in Regionen aufgebaut, in denen erst eine spätere Anbindung an ein Wasserstoffnetz erwartbar ist. Der Energieverbrauch für die integrierte Wasserstoffproduktion wird unter Strom bilanziert. Durch die dezentrale Wasserstofferzeugung werden rund 6 TWh Strom nachfragt (~4 TWh Wasserstoff).

In der chemischen Industrie werden vielfach importierte Energieträger und grüne Produkte wie grüner Wasserstoff, grünes Naphtha und grünes Methanol eingesetzt. Der Stromverbrauch für die Produktion dieser importierten Güter wird nicht in Deutschland bilanziert (siehe Kapitel 1.3.1). Für 2045 käme man dabei auf rund 298 TWh (indirekten) Stromverbrauch im In- und Ausland. Mit dem direkten Stromverbrauch von 81 TWh ergäbe sich im Jahr 2045 ein Gesamtverbrauch von 379 TWh.

Den höchsten Endenergieverbrauch verzeichnen im Bereich **Steine & Erden** die Zement- und Kalkindustrie. Langfristig sinkt der Endenergieverbrauch durch verschiedene Effekte.

In der **Zementindustrie** wird durch eine Steigerung der Ressourceneffizienz und einen Rückgang im Bereich Neubau von Gebäuden langfristig weniger Zement benötigt. Dies sorgt für eine geringere Produktion und niedrigere Energieverbräuche. Zusätzlich werden im Bereich des thermischen Brennstoffeinsatzes Energieeffizienzpotenziale gehoben. Durch diese Effekte können Energiemehrbedarfe, welche durch den Einsatz von stromintensiven CO_2-Abscheidungsanlagen und einen erhöhten Einsatz alternativer Brennstoffe entstehen, überkompensiert werden.

Im Bereich **Kalk** werden die Hauptenergieträger Kohle und Erdgas langfristig durch Wasserstoff substituiert. Durch CO_2-Abscheidungsanlagen steigt zusätzlich der Stromverbrauch leicht an. Durch einen Produktionsrückgang und Effizienzsteigerungen werden Energiemehrbedarfe jedoch ebenfalls überkompensiert.

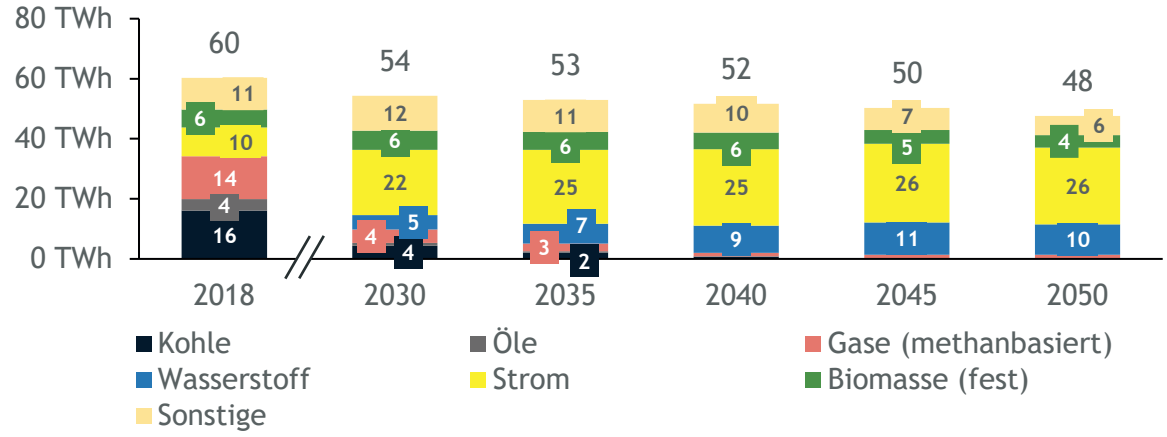


Abbildung 45: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich Steine & Erden

Der Bereich **Sonstige Industrie** verbrauchte im Jahr 2018 rund 223 TWh. Die Heterogenität dieses Bereichs spiegelt sich auch in den verbrauchten Energieträgern. Ein Großteil des Verbrauchs wurde mit Strom (40 %) und methanbasierten Gasen (29 %) gedeckt. Aber auch Fernwärme (15 %), Biomasse (7 %) und Kohle (5 %) machen signifikante Anteile aus.

Bis 2045 sinkt der gesamte Endenergieverbrauch um 23 % auf 172 TWh. Der Anteil des Stromverbrauchs nimmt dabei zu, da v. a. im Niedrig- bis Mitteltemperaturbereich bereits früh strombasierte Technologien Energieträger wie Kohle und Öl ablösen. In Hochtemperaturprozessen werden zudem ca. 20 % methanbasierte Gase und Wasserstoff genutzt.

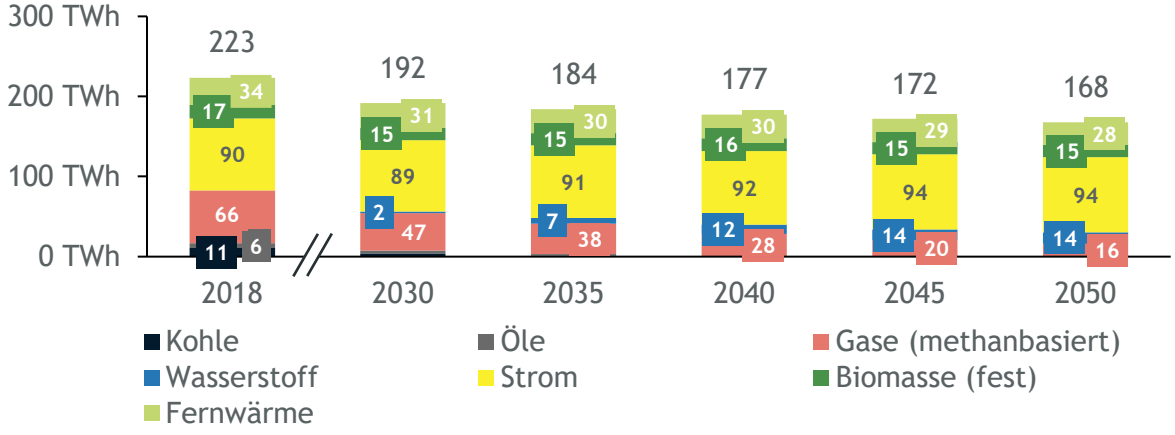


Abbildung 46: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich Sonstige Industrie

Nichtenergetischer Verbrauch von Energieträgern in der Industrie

Der nichtenergetische Verbrauch von Energieträgern fällt v. a. in der chemischen Industrie an. Heute spielen Erdgas und erdölbasierte Produkte wie Naphtha eine zentrale Rolle. Erdgas wird beispielsweise für die Herstellung von Ammoniak benötigt, welcher wiederum zu großen Teilen für die Herstellung Düngemitteln genutzt wird. Naphtha wird v. a. für die Erzeugung von Aromaten

& Olefinen[26], die wiederum z. B. für die Herstellung von Polymeren genutzt werden. Bei der nichtenergetischen Nutzung von Energieträgern fallen keine direkten Emissionen an, da der in fossilen Energieträgern enthaltene Kohlenstoff in den Produkten gebunden wird. Erst am Ende der Lebenszeit werden Treibhausgasemissionen freigesetzt, z. B. bei der Verbrennung von Kunststoffabfällen.

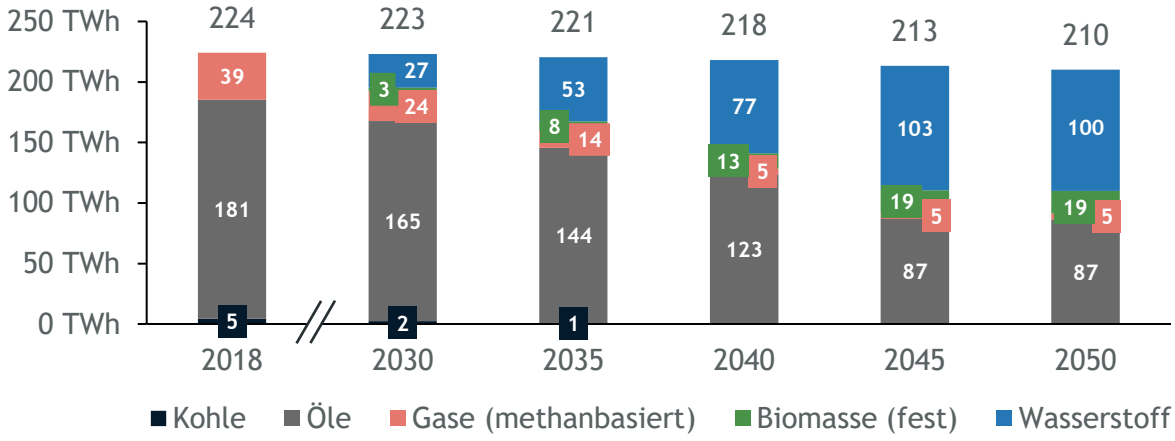


Abbildung 47: Entwicklung des nichtenergetischen Verbrauchs nach Energieträgern

Insgesamt nimmt der nichtenergetische Verbrauch von Energieträgern zwischen 2018 und 2045 leicht ab und sinkt um rund 11 TWh. Dies ist in erster Linie auf sinkende Produktionen im Bereich Ammoniak und bei Aromaten & Olefinen zurückzuführen. Bis 2045 gewinnt v. a. CO_2-armer Wasserstoff durch den nichtenergetischen Einsatz in der chemischen Industrie und der Stahlindustrie zunehmend an Bedeutung. Auch feste Biomasse, welche heute keine Rolle spielt, wird zukünftig für die Herstellung von Methanol nichtenergetisch eingesetzt.

Der nichtenergetische Verbrauch von Ölen und methanbasierten Gasen wird in Abbildung 48 für die Jahre 2030 und 2045 nach biogen, synthetisch und fossil aufgeschlüsselt. Die Zusammensetzung basiert auf den Modellierungsergebnissen im Energiesektor und verändert sich im Zeitverlauf (siehe Kapitel 2.4.7).

In beiden Fällen ist ein deutlicher Rückgang des Verbrauchs zwischen 2030 und 2045 erkennbar. Bis 2045 wird ein Teil der Produktion von Aromaten & Olefinen über das MTO/MTA-Verfahren erzeugt, weshalb der Verbrauch von Ölen, insbesondere Naphtha, zwischen 2030 und 2045 um ca. 47 % zurückgeht. Etwa 59 % des verbleibenden Verbrauchs im Jahr 2045 wird synthetisch bereitgestellt.

[26] Im Szenario KN100 wird auch Methanol für die Herstellung von Aromaten & Olefinen genutzt. Methanol wird auf Prozessebene betrachtet und entsprechend als chemisches Produkt bilanziert. D. h. in der Bilanzierung des nichtenergetischen Verbrauchs von Energieträgern ist Methanol nicht berücksichtigt.

Methanbasierte Gase werden aktuell v. a. im Bereich Ammoniak und Aromaten & Olefinen genutzt. Ammoniak wird bis 2045 vollständig über grünen Wasserstoff erzeugt und Aromaten & Olefine vollständig über Steamcracking von -teilweise grünem - Naphtha sowie das MTO/MTA-Verfahren. Im Jahr 2045 verleibt ein Verbrauch von 5 TWh aus Prozessen im Bereich sonstiger Chemie welcher fossil gedeckt wird.

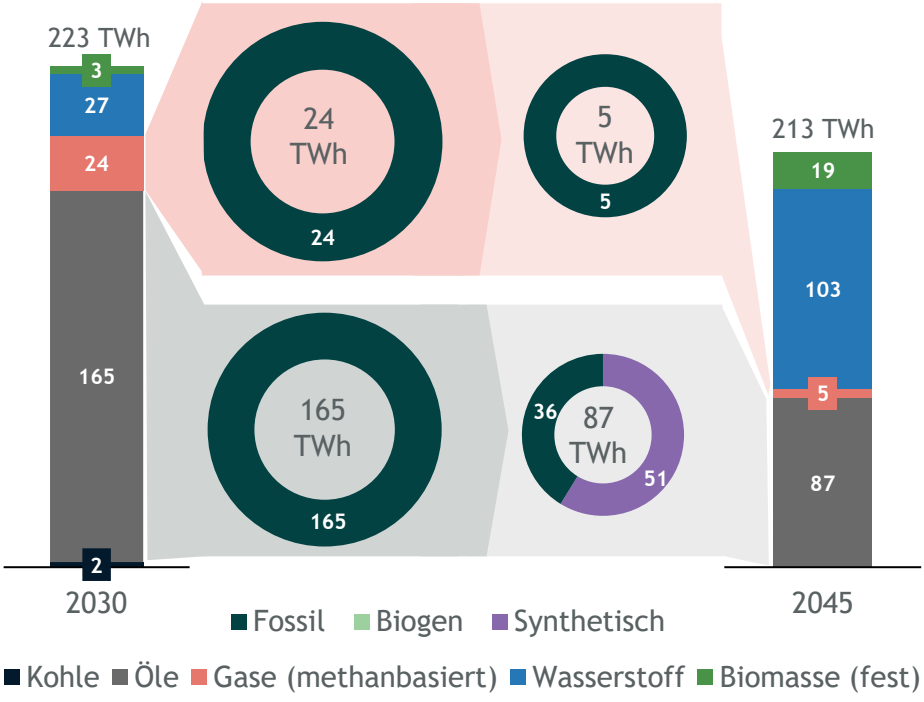


Abbildung 48: Zusammensetzung flüssiger und gasförmiger nichtenergetischer Verbräuche im Industriesektor

2.2.6 Treibhausgasemissionen im Industriesektor

Die Treibhausgasemissionen in der Industrie setzen sich aus prozessbedingten und energetischen Emissionen zusammen. Während energetische Emissionen nahezu vollständig gemindert werden können, verbleiben auch 2045 rund 41 % der heutigen prozessbedingten Emissionen. Durch den Einsatz technischer CO_2-Vermeidungsoptionen sowie Senken erreicht der Industriesektor 2045 bilanziell eine Minderung von 98 % ggü. 1990. Bis 2050 wird eine netto-Negativbilanz erreicht.

Treibhausgasemissionen im Industriesektor

Im Industriesektor können die Treibhausgasemissionen, welche sich aus prozessbedingten und energetischen Emissionen zusammensetzen, im Szenario KN100 sukzessive verringert werden. Bis 2030 werden die gesamten Emissionen von 190 Mt CO_2e im Jahr 2018 auf 118 Mt CO_2e verringert. Damit werden die Sektorziele gemäß Klimaschutzgesetz 2021 erfüllt. Neben kurzfristigen Energieeffizienzgewinnen ist ein signifikanter Rückgang des Kohleverbrauchs ein Haupttreiber. Die

Emissionen aus der Nutzung von Kohle werden zwischen 2018 und 2030 nahezu halbiert, was eine Einsparung von rd. 18 Mt. CO_2e ermöglicht. Zusätzlich tragen Minderungen der Prozessemissionen sowie die Substitution von Erdgas durch Strom und Wasserstoff maßgeblich zur Minderung der Emissionen bei.

Bis 2045 sinken die gesamten Treibhausgasemissionen auf 4 Mt CO_2e (netto). Bis 2045 werden fast ausschließlich CO_2-freie und klimaneutrale Energieträger wie Strom, Wasserstoff, Fernwärme, feste Biomasse und Biogas eingesetzt. Den Nettoemissionen von 4 Mt CO_2e stehen brutto 38 Mt CO_2e gegenüber, diese sind v. a. auf Prozessemissionen und die Nutzung von Erdgas zurückzuführen. Der Einsatz technischer CO_2-Minderungsoptionen und -Senken kompensiert diese jedoch weitestgehend (siehe Kapitel 2.6.1).

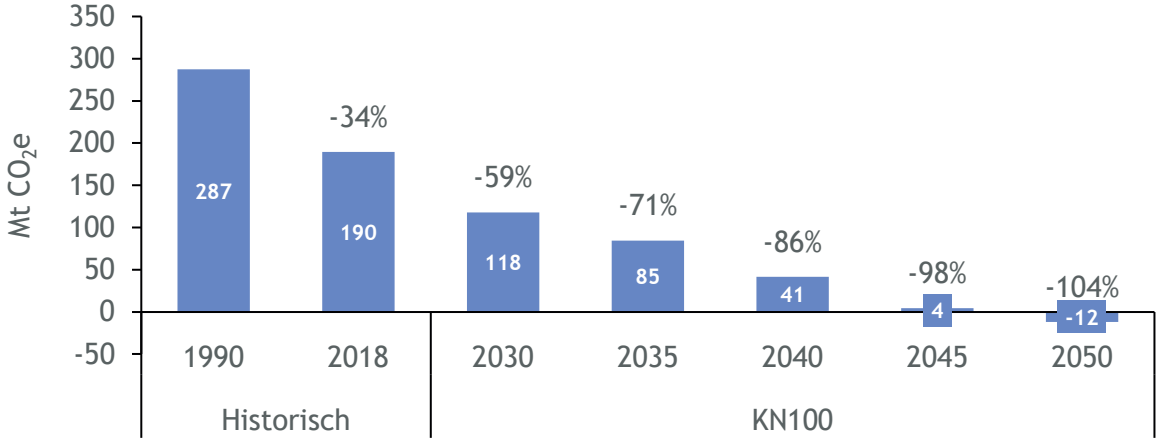


Abbildung 49: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Industriesektor

Prozessemissionen im Industriesektor

Die Prozessemissionen lagen im Jahr 2018 bei rund 63 Mt CO_2e. Unter prozessbedingten Emissionen werden die Treibhausgasemissionen gezählt, die nicht bei der energetischen Nutzung von Energieträgern entstehen, sondern die durch den Einsatz von Rohstoffen, wie z. B. fossile Gase oder Öle, durch chemische oder physikalische Umwandlung freigesetzt werden. Neben CO_2 können weitere Treibhausgase wie CH_4 oder N_2O freigesetzt werden.

Die wichtigsten Branchen sind Eisen & Stahl, Sonstige Industrie (inkl. HFKW[27]) und Steine & Erden. Im Bereich **Eisen & Stahl** können durch den Wechsel von der Hochofenroute auf die Route über Eisenschwamm (Direct Reduced Iron; DRI-Route), unter Nutzung von Wasserstoff, Prozess-emissionen nahezu vollständig vermieden werden. Im Bereich der **Sonstigen Industrie** verbleiben langfristig vor allem teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW). Dabei wurde die EU F-Gase-Verordnung Nr. 517/2014 berücksichtigt, die die Verwendung dieser Gase zeitlich einschränkt (UBA, 2020a; Gschrey et al., 2020; Warncke et al., 2021). Im Bereich **Steine & Erden** sind

[27] HFKW, auch F-Gase genannt, sind Ersatzstoffe für HFCKW und damit Nachfolgestoffe für Ozone Depleting Substances (ODS). Anwendungsbereiche sind beispielsweise Kälte- und Klimaanlagen sowie Schäume (Warncke et al., 2021).

Prozessemissionen nur schwer zu vermeiden. Diese fallen bspw. in der Zementindustrie bei der Entsäuerung von Kalkstein an. Für eine signifikante Reduzierung der Emissionen ist eine CO_2-

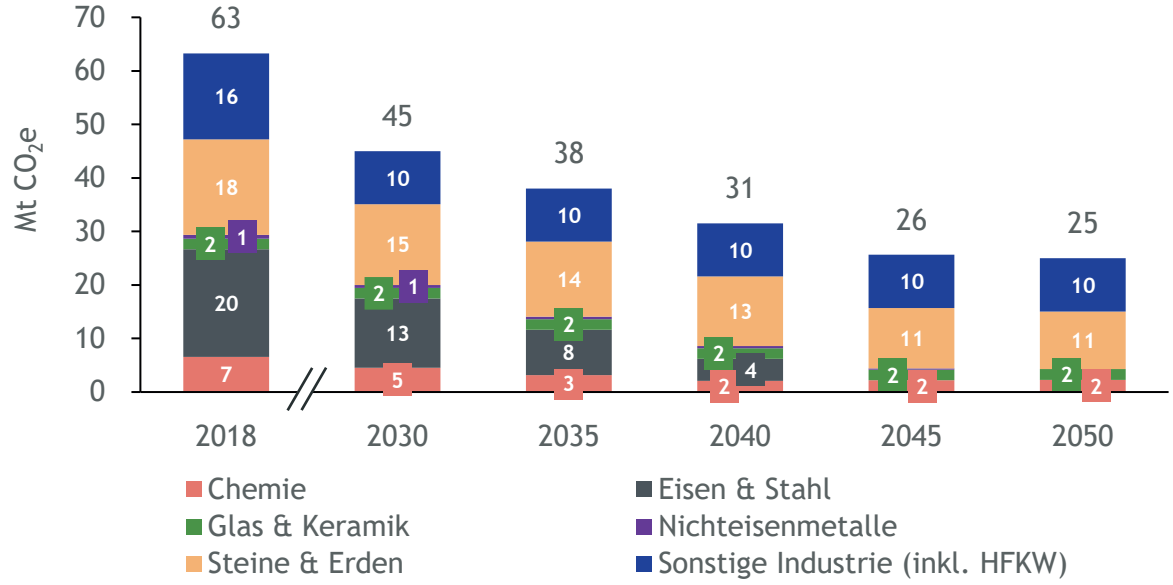


Abbildung 50: Entwicklung der Prozessemissionen nach Industrieranchen

Abscheidung nach derzeitigem Stand die einzige technologische Lösung. Der Einsatz neuer Betone, die den Klinker-Zement-Faktor reduzieren, sowie der Einsatz alternativer Bindemittel kann CO_2-Emissionen je Tonne Produkt reduzieren, jedoch nicht vollständig vermeiden. Verbleibende Prozessemissionen werden über technische CO_2-Vermeidung und Senken kompensiert.

2.2.7 Investitionen im Industriesektor

Bei der Betrachtung der Investitionen im Industriesektor werden ausgewählte Technologien der Chemieindustrie, der Stahlindustrie und der CO_2-Abscheidung berücksichtigt. Die betrachteten Investitionen entsprechen nur einem Teilausschnitt der gesamten Investitionen, die für die Verwirklichung des skizzierten Pfades zur Klimaneutralität im Jahr 2045 notwendig sind. Für die betrachteten Technologien wurden jährliche durchschnittliche Investitionen für das Szenario KN100 ermittelt.

In der Chemieindustrie wurden dabei das MTO-Verfahren, das MTA-Verfahren, die Methanolsynthese und die Biomassevergasung mit anschließender Methanolsynthese betrachtet. Bei der Stahlindustrie umfasst der Bilanzrahmen die wasserstoffbasierte Direktreduktion sowie Elektrolichtbogenöfen. Für die CO_2-Abscheidung wurden die beiden angewandten Verfahren Post-Combustion und Oxyfuel betrachtet. Unter Berücksichtigung der jährlichen Produktionsmengen in den Branchen, sowie Annahmen zu Investitionskosten und Lebensdauern wurden jährliche Neuinvestitionen berechnet. Eine Übersicht der zugrundeliegenden Annahmen zu Investitionskosten wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

In den Jahren 2021-2030 werden mit 1,2 Mrd. EUR/a die niedrigsten durchschnittlichen Investitionen getätigt, da frühestens ab 2026 die ersten Prozesse in der notwendigen industriellen Skalierung verfügbar sind. Speziell im Bereich wasserstoffbasierter Direktreduktion in der Stahlindustrie und der CO_2-Abscheidung werden im Szenario KN100 größere Investitionen in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre getätigt.

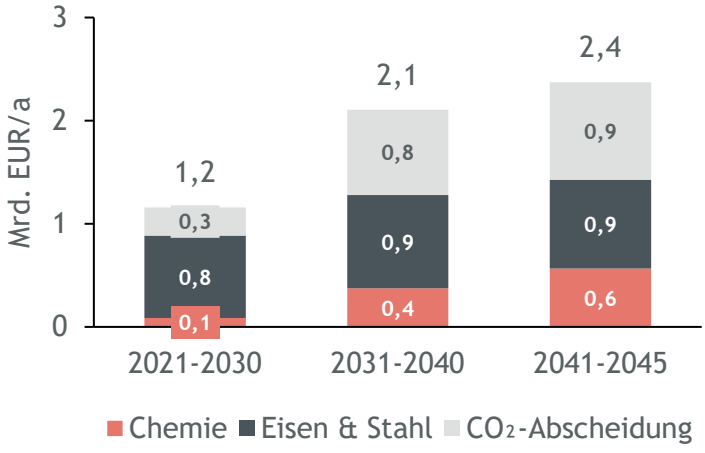


Abbildung 51: Jährliche durchschnittliche Investitionen für ausgewählte Technologien in der Industrie

Zwischen 2031 und 2040 steigen die durchschnittlichen Investitionen auf 2,1 Mrd. EUR/a an. Durch die verstärkte industrielle Skalierung der betrachteten Prozesse steigen die Neuinvestitionen entsprechend an.

Die höchsten durchschnittlichen Investitionen werden mit 2,4 Mrd. EUR/a zwischen 2041 und 2045 getätigt. Durch das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 zieht die Umstellung der Produktionsprozesse auf innovative Technologien im Vergleich zu den Vorjahren noch einmal an. Dies macht sich v. a. in den Bereichen CO_2-Abscheidung und Chemie bemerkbar.

Für den Aufbau der wasserstoffbasierten Direktreduktion (H2-DRI) unter der Annahme notwendiger Neuinvestitionen für Elektrolichtbogenöfen (EAF) werden in der Stahlindustrie bis 2045 rund 21 Mrd. EUR investiert. Berücksichtigt sind dabei reine Investitionskoten für die Kernprozesse für H2-DRI und EAF. Um im Jahr 2045 die benötigten CO_2-Abscheidungskapazitäten sicherzustellen, werden insgesamt rund 16 Mrd. EUR investiert. Zusätzlich sind jedoch noch Investitionen in eine entsprechende CO_2-Infrastruktur notwendig.

Die betrachteten Investitionen entsprechen nur einem Teilausschnitt der gesamten Investitionen, die für die Verwirklichung des skizzierten Pfades zur Klimaneutralität im Jahr 2045 notwendig sind. In den übrigen Industriebranchen werden ebenfalls vielfältige innovative Technologien eingesetzt, deren Investitionen sich jedoch nicht robust abschätzen lassen, da diese sich z. T. noch im Labor- oder Demonstrationsstatus befinden (z. B. inerte Anoden für die Aluminiumerzeugung oder Hybrid-Schmelzwannen in der Glasindustrie). Des Weiteren wäre für einen umfassenden Kostenbilanzrahmen eine detaillierte Abbildung von Querschnittstechnologien notwendig, z. B. Industriewärmepumpen und Wasserstoff-Brennwertkessel im Bereich der Prozesswärmeerzeugung. Ein weiterer Aspekt sind die, in dieser Studie nicht berücksichtigten, unsicheren und sehr heterogenen Kosten für die Realisierung von Energieeffizienzgewinnen. Ein umfassender Kostenbilanzrahmen der Industrie würde folglich um ein Vielfaches höhere Investitionen ausweisen.

2.3 Gebäudesektor

Die Emissionen im Gebäudesektor sind seit 1990 von 208 Mt CO_2e auf etwa 122 Mt CO_2e im Jahr 2018 gesunken. Dabei unterliegen die Emissionen starken witterungsbedingten Schwankungen. Aufgrund eines kalten Winters erreichten die Emissionen im Jahr 1996 mit 217 Mt CO_2e den höchsten Wert im Betrachtungszeitraum. Insgesamt gingen damit die Emissionen zwischen 1991 und 2018 um durchschnittlich ca. 3 Mt CO_2e pro Jahr zurück.

Das aktuelle Klimaschutzgesetz 2021 sieht vor, die Emissionen bis 2030 kontinuierlich auf 67 Mt CO_2e zu reduzieren und diese somit gegenüber 2018 etwa zu halbieren. Dies entspricht einem Rückgang von ca. 5 Mt CO_2e jährlich. Bis zum Jahr 2045 soll der Gebäudesektor dann klimaneutral sein.

Im Jahr 2020 wurde das Emissionsziel gemäß Klimaschutzgesetz von 118 Mt CO_2e um etwa 2 Mt CO_2e verfehlt. Der Gebäudesektor verfehlte damit als einziger Sektor die Zielvorgabe.

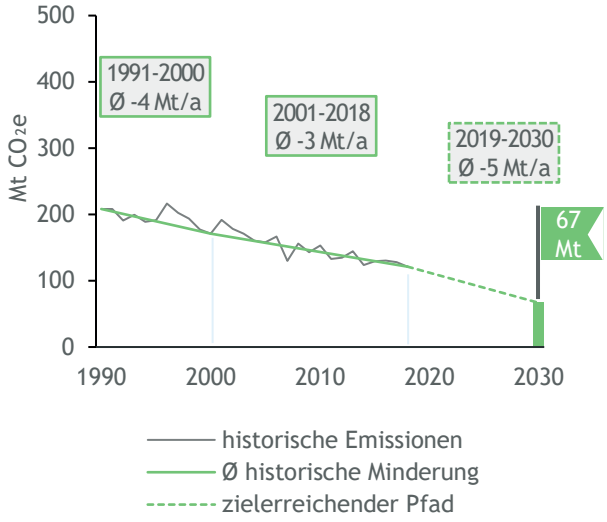


Abbildung 52: Historische Treibhausgasemissionen und das sektorale Klimaziel 2030 im Gebäudesektor

Der Gebäudesektor wird im ITG/FIW-Gutachterbericht (2021) ausführlich beschrieben. In diesem Kapitel werden die für das Verständnis der Energiesystemmodellierung relevanten Ergebnisse kurz zusammengefasst. Die Modellierung des Gesamtsystems und des Gebäudesektors erfolgt in enger Abstimmung. Das zentrale Ergebnis der Gebäudemodellierung ist die energieträgerspezifische Endenergieverbrauch des Gebäudesektors, welche in das EWI-Gesamtsystemmodell eingeht. Die Zusammensetzung der öl- und gasbasierten Energieträger basiert auf den Ergebnissen der Gesamtsystemmodellierung. Insbesondere die Verfügbarkeiten von klimaneutralen Energieträgern zur Deckung des Bedarfs an gasförmigen und flüssigen Brennstoffen werden in einem iterativen Prozess zwischen dem EWI-Gesamtsystemmodell und dem Gebäudemodell ermittelt.

Im Rahmen der Zusatzanalyse zu Gas- und Wasserstoffinfrastrukturen wird zudem analysiert, in welchem Umfang Wasserstoff zur Deckung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern beitragen kann und welche Implikationen für die Gas- und Wasserstoffinfrastruktur daraus entstehen.

Gemäß ITG/FIW-Gutachterbericht (2021) ist für das Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestandes im Jahr 2045 ein Dreiklang an Maßnahmen notwendig:

- Eine Verbesserung der energetischen Gebäudehülle reduziert den Energiebedarf
- Der Einsatz effizienterer und neuer Anlagentechnik, bspw. der Ausbau elektrischer Wärmepumpen oder die Steigerung der Anschlüsse an Wärmenetze
- Zusätzlich trägt auch der Einsatz synthetischer bzw. biogener Energieträger zur Erreichung der Klimaneutralität bei.

2.3.1 Entwicklung des baulichen Wärmeschutzes und der Beheizungsstruktur

Zur Steigerung der Effizienz im Bereich des **baulichen Wärmeschutzes** der Bestandsgebäude wird eine deutliche Steigerung der Sanierungsrate um 0,1 % pro Jahr unterstellt. Somit ergibt sich für das Jahr 2030 eine Sanierungsrate von 1,82 % pro Jahr. Dies entspricht etwa einer Verdopplung der Sanierungsrate im Vergleich zu den historischen Werten in der letzten Dekade. Nach 2030 steigt der Wert weiter auf 1,9 % pro Jahr an. Abbildung 53 zeigt die Entwicklung der Sanierungsrate für den gesamten Wohngebäudebestand. Die Sanierungsrate variiert je nach Gebäudetyp und wird im Detail im ITG/FIW-Gutachterbericht (2021) untersucht und diskutiert.

Weitere Analysen zur Anzahl modernisierter Wohneinheiten, der Entwicklung der Sanierungstiefe sowie der Entwicklung des Neubaustandards werden ebenfalls im ITG/FIW-Gutachterbericht (2021) dargestellt.

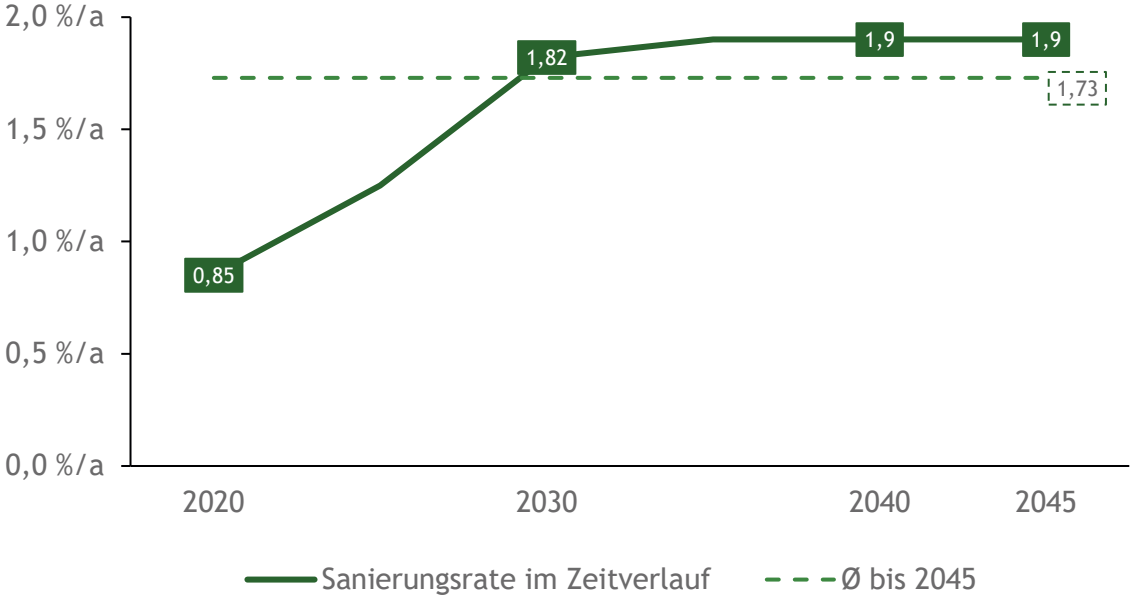


Abbildung 53: Entwicklung der Sanierungsrate im Wohngebäudebestand bis 2045

Quelle: ITG/FIW-Gutachterbericht (2021)

Zur Erreichung der sektoralen Klimaziele des Gebäudesektors ergibt sich weiterhin ein **intensiver Anlagenaustausch** im Bereich der Bestandsgebäude, insbesondere bis 2030. Abbildung 54 zeigt die resultierende Beheizungsstruktur im Szenario KN100 für Wohngebäude. Die Anzahl

gasbeheizter Gebäude geht bis 2045 im Vergleich zum Jahr 2020 um fast 30 % zurück. Im Jahr 2030 werden noch 9,9 Mio. Gebäude mit gasförmigen Energieträgern beheizt, im Jahr 2045 noch 7,7 Mio. Gebäude. Auch die Anzahl der Gebäude, die mit Öl bzw. flüssigen Brennstoffen beheizt werden, verringert sich im Zeitverlauf. Bis 2045 verringert sich die Anzahl der mit flüssigen Energieträgern beheizten Gebäude auf 1,2 Millionen, was einem Rückgang von etwa 78 % im Vergleich zu 2020 entspricht.

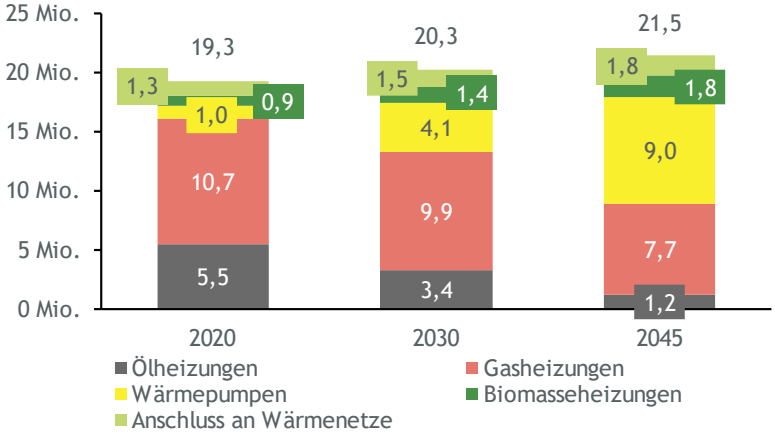


Abbildung 54: Beheizungsstruktur von Wohngebäuden bis 2045

Quelle: ITG/FIW-Gutachterbericht (2021)

Auf der anderen Seite steht ein signifikanter Ausbau von Wärmepumpen, ein zunehmender Anschluss von Gebäuden an Wärmenetze und eine steigende Anzahl von Biomasseheizungen. Bis zum Jahr 2030 steigt die Anzahl der Gebäude, die mit Wärmepumpen beheizt werden, bereits um das Vierfache an, bis zum Jahr 2045 sogar um das Neunfache auf insgesamt 9 Mio. Stück. Die Anzahl von Wohngebäuden mit zentraler Biomasseheizung verdoppelt sich von 2020 bis 2045. Die Anzahl der Gebäude, welche über Wärmenetze versorgt werden, steigt bis 2045 sukzessive auf 1,8 Mio. Gebäude. Dies entspricht einer Steigerung von ca. 40 %.

2.3.2 Zukünftiger Einsatz von Wasserstoff im Gebäudesektor

Die Anzahl der Gasheizungen und die Höhe des Verbrauchs gasförmiger Energieträger sind das Ergebnis der Modellierung des Gebäudesektors durch ITG und FIW (ITG/FIW-Gutachterbericht, 2021). Die Zusammensetzung des gasförmigen Verbrauchs aus dem Gebäudesektor ändert sich im Zeitverlauf und wurde im Rahmen der ausführlichen Betrachtung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur durch das EWI untersucht (siehe Kapitel 2.7.3).

Nach derzeitigem Wissensstand sind bestehende Gasbrennwertgeräte für einen Wasserstoffanteil von bis zu 20 Vol.-%. geeignet (Klement et al., 2020; MARCOGAZ, 2019). Die Beimischung von Wasserstoff in Gasverteilnetze ist daher bereits kurz- bis mittelfristig möglich. Im Jahr 2030 ist aufgrund der Systemträgheit allerdings kein direkter Wasserstoffeinsatz im Gebäudesektor vorgesehen. Die durchschnittliche Wasserstoffbeimischung liegt im Gesamtsystem im Jahr 2030 bei 5,8 Vol.-% (entspricht 1,8 Energie-%).

Es wird davon ausgegangen, dass für Beimischungen von mehr als 20 Vol.-% eine vollständige Umstellung des Verteilnetzabschnittes auf Wasserstoff kostengünstiger ist als eine kontinuierlich

zunehmende Beimischung[28]. Im Rahmen der Studie wird angenommen, dass langfristig ein Großteil der Gasverteilnetze auf Wasserstoff umgestellt werden. Bis zum Jahr 2045 erfolgt eine sukzessive Umstellung der Verteilnetze auf Wasserstoff, sodass im Jahr 2045 ca. 65 % der Nachfrage nach gasförmigen Energieträgern für die Wärmeerzeugung im Gebäudesektor mit Wasserstoff gedeckt werden. Die Wasserstoffbeimischung steigt bis 2045 auf 13,9 Vol.-% (entspricht 4,7 Energie-%).

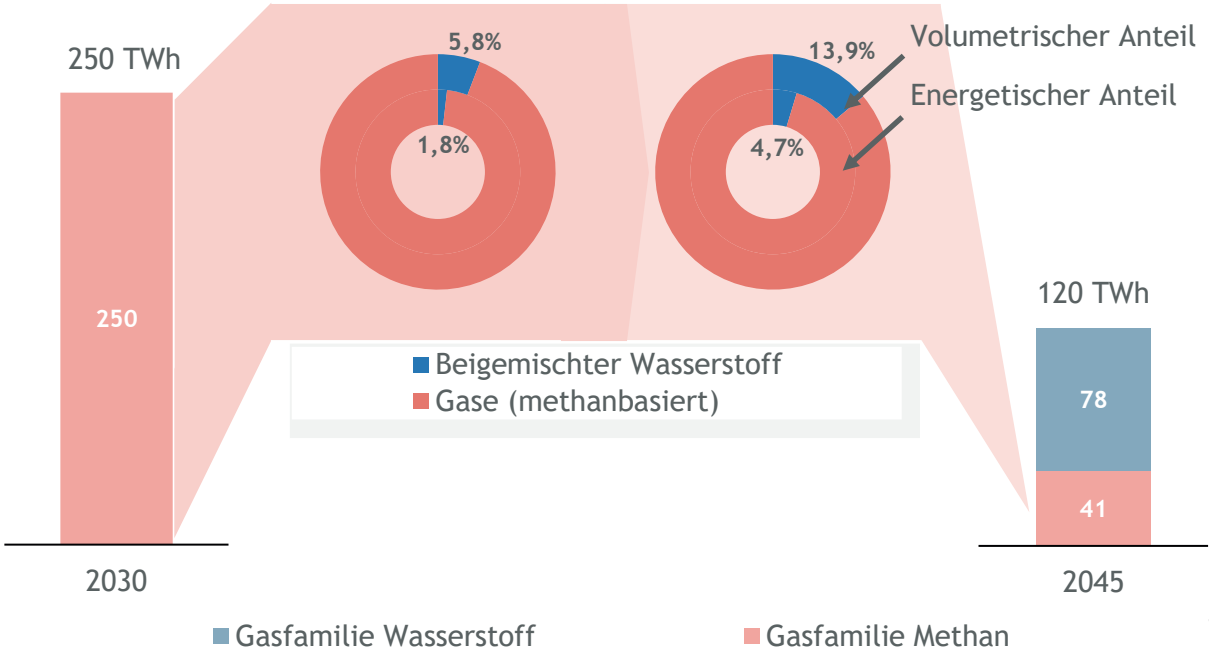


Abbildung 55: Verbrauch je Gasfamilie und Anteil der Wasserstoffbeimischung im Gebäudesektor

Die **Dauer der Marktraumumstellung** von der Gasfamilie Methan auf Wasserstoff ist ein begrenzender Faktor für den Einsatz von Wasserstoff in Verteilnetzen. Der Beginn und die Geschwindigkeit der Marktraumumstellung auf Wasserstoff inklusive des Austausches oder der Nachrüstung betroffener Endgeräte ist maßgeblich von politischen Entscheidungen abhängig und unterliegt zudem einer gewissen Systemträgheit. Die Systemträgheit hängt im Gebäudesektor insbesondere an der Wasserstofffähigkeit der Endgeräte. Typische Investitionszyklen betragen bei Heizungsanlagen etwa 20 Jahre. Die Markteinführung von 100 % wasserstofffähigen Gasbrennwertgeräten soll laut Herstellerangaben ab 2024 erfolgen (Viessmann, 2020). Bevor ein Netzabschnitt auf Wasserstoff umgestellt werden kann, müssen zunächst alle Endgeräte in diesem Netzabschnitt wasserstofffähig sein. Die Studie geht davon aus, dass Verteilnetzumstellungen von der Gasfamilie Methan auf Wasserstoff in den 2030er Jahren starten und im Jahr 2050 abgeschlossen sind. Um eine Netzumstellung in diesem ambitionierten Zeitrahmen zu ermöglichen, müssen viele Endgeräte früher als in den typischen Investitionszyklen durch wasserstofffähige Endgeräte ersetzt werden. Um einen beschleunigten Austausch der Endgeräte zu erreichen ist voraussichtlich eine politische Begleitung notwendig, z. B. mit ordnungsrechtlichen Maßnahmen oder der Förderung des vorzeitigen Austauschs von nicht-wasserstofffähigen Endgeräten.

[28] Im Rahmen der Studie ist Gasfamilie Methan als Mischung aus methanbasierten Gasen sowie einem Wasserstoffanteil von bis zu 20 Vol.-%. definiert. Die Gasfamilie Wasserstoff beinhaltet reinen Wasserstoff. Die Definition der Gasfamilie Methan ist analog zu der 2. Gasfamilie und die der Gasfamilie Wasserstoff zu der 5. Gasfamilie gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260.

2.3.3 Endenergieverbrauch im Gebäudesektor

Im Vergleich zum Endenergieverbrauch im Jahr 2018 sinkt der Verbrauch bis 2045 um etwa 43 %. Heizöl und methanbasierte Gase werden dabei im Zeitverlauf durch Strom und Wasserstoff substituiert. Der Verbrauch von Fernwärme und fester Biomasse bleibt im Zeitverlauf etwa konstant. Die steigende Anzahl von Anschlüssen bzw. Heizungsanlagen wird durch den gleichzeitigen Rückgang des spezifischen Verbrauchs durch höhere Sanierungsaktivitäten etwa ausgeglichen.

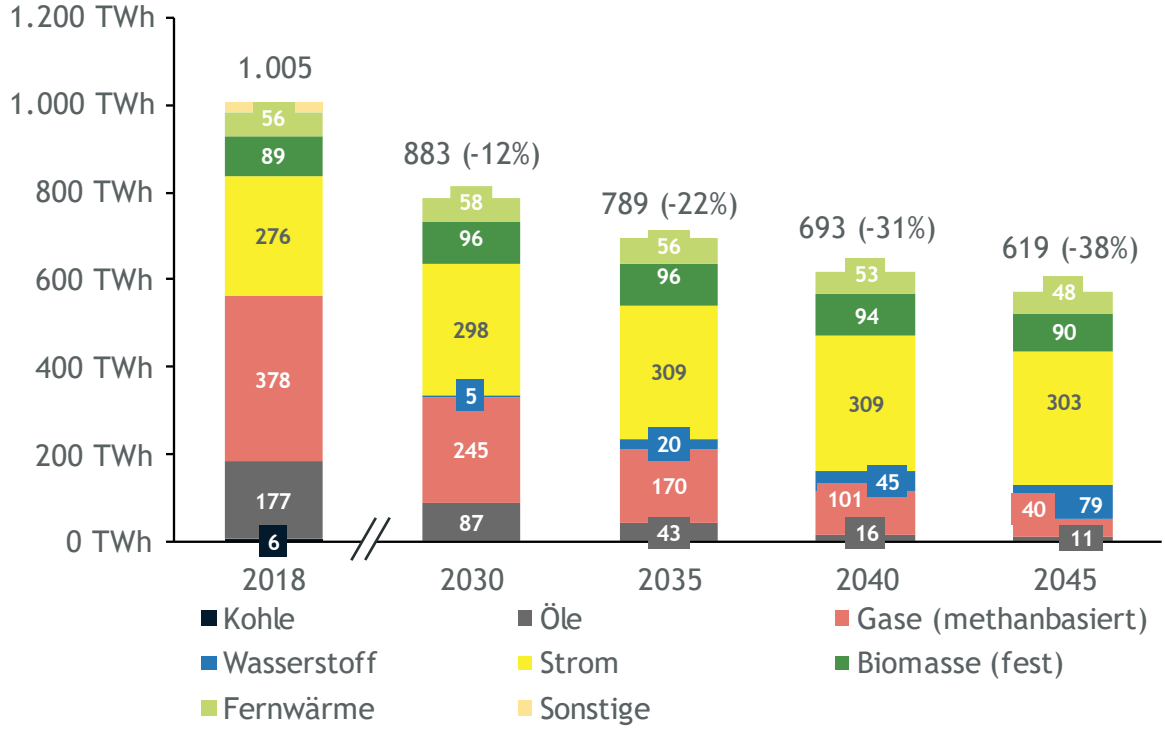


Abbildung 56: Endenergieverbrauch im Gebäudesektor nach Energieträger

Die Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs des Gebäudesektors wird in Abbildung 56 dargestellt. Der Endenergieverbrauch beträgt im Jahr 2045 insgesamt noch 571 TWh. Der Verbrauch methanbasierter Gase sinkt sukzessive auf 40 TWh im Jahr 2045 und auch der Verbrauch von Heizöl sinkt auf 11 TWh im Jahr 2045. Ab 2030 wird auch im Gebäudesektor Wasserstoff verbraucht, zunächst in Form einer Beimischung von Wasserstoff in die Methanverteilnetze. Bis zum Jahr 2045 steigt der Wasserstoffverbrauch auf 79 TWh (78 TWh davon als direkte Nachfrage nach Wasserstoff, 1 TWh über Beimischung zu methanbasierten Gasen) an.

Der Stromverbrauch des Gebäudesektors steigt bis zum Jahr 2045 um etwa 10 % im Vergleich zu 2018 und beträgt im Jahr 2045 ca. 303 TWh. Der Verbrauch von Biomasse sinkt um 9 TWh zwischen 2018 und 2045 und beträgt 90 TWh im Jahr 2045. Auch im Bereich der Fern- und Nahwärme sinkt der Energieverbrauch trotz der steigenden Anschlüsse um 8 TWh von 2018 bis 2045 und beträgt 48 TWh im Jahr 2045. Zentraler Treiber für den Rückgang der Fernwärmenachfrage sowie den, im Verhältnis zur deutlich steigenden Anzahl der Wärmepumpen, geringen Anstieg des Stromverbrauchs ist die energetische Gebäudesanierung.

Infobox 7: Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)

Der GHD Bereich umfasst analog zu Sonstige Industrie sehr heterogene Produkte und Branchen. Für die Prozessenergien (Prozesswärme, -kälte und mechanische Energie) im Bereich GHD wurde aufgrund der hohen Vergleichbarkeit der Transformationspfad im Sektormodul Industrie definiert, dieser zählt gemäß den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes 2021 bilanziell in den Gebäudesektor.

Für Prozessenergien wurden im Jahr 2018 rund 113 TWh Energieträger verbraucht. Hiervon wurden 51 % über Strom, 33 % über Öle und rund 10 % über methanbasierte Gase gedeckt. Bis 2045 sinkt der gesamte Endenergieverbrauch um 26 % auf 83 TWh. Der Anteil des Stromverbrauchs nimmt dabei zu, da speziell im Niedrig- bis Mitteltemperaturbereich bereits früh strombasierte Technologien die Energieträger Kohle und Öl ablösen.

Die Annahmen zu Produktionswachstum und Energieeffizienz wurden analog zur Sonstigen Industrie (siehe Kapitel 2.2.2) im Industriesektor festgelegt und orientieren sich an den sektorübergreifenden Annahmen zum BIP-Wachstum (siehe Kapitel 1.3.6) und der Energieeffizienzstrategie der Bundesregierung (BMWi, 2019). Im Bereich GHD werden bis 2045 ein kumuliertes Produktionswachstum von 28 % und kumulierte Energieeffizienzgewinne von rd. 45 % angenommen.

Entwicklung der Energieträgerzusammensetzung

Neben dem Rückgang des Endenergieverbrauchs ändert sich auch die Zusammensetzung der öl- bzw. gasbasierten Kraftstoffe (siehe Kapitel 2.4.7). Hierbei spielen biogene Brennstoffe und in der langen Frist auch synthetisch hergestellte Brennstoffe wie Heizöl eine wichtige Rolle. Während methanbasierte Gase im Jahr 2030 zu fast 90 % fossil und die verbleibenden 10 % biogen bereitgestellt werden, kehrt sich dieses Verhältnis im Betrachtungszeitraum um. Im Jahr 2045 werden noch etwa 11 TWh fossiles Erdgas genutzt, während etwa 30 TWh biogen bereitgestellt wird. Der absolute Verbrauch biogener Gase steigt im Zeitverlauf kaum, da der gesamte Bedarf an methanbasiertem Gas von 245 TWh im Jahr 2030 auf 40 TWh im Jahr 2045 sinkt. Auch der absolute Verbrauch flüssiger Energieträger sinkt im Zeitverlauf von 87 TWh im Jahr 2030 auf 11 TWh im Jahr 2045. Flüssige Energieträger bestehen im Jahr 2030 vollständig aus konventionellem Heizöl. Im Jahr 2045 spielt konventionelles Öl keine Rolle mehr und der Bedarf an flüssigen Energieträgern wird zu 80 % synthetisch und zu etwa 20 % biogen gedeckt.

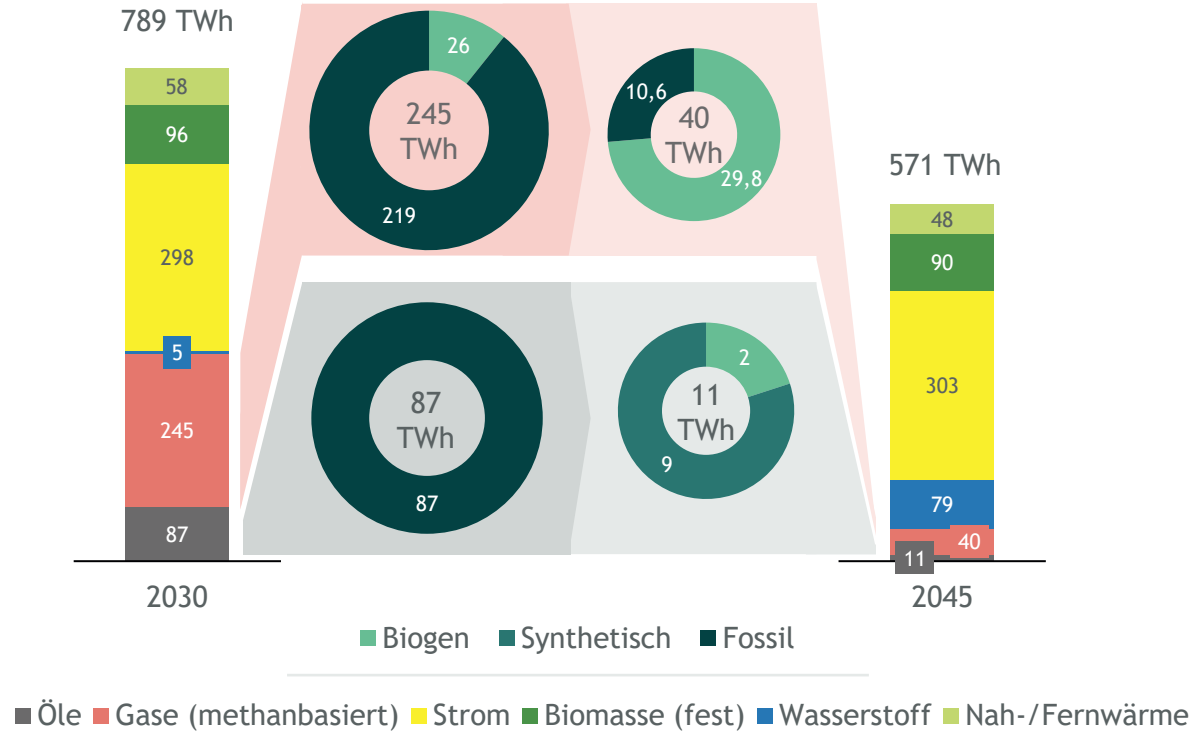


Abbildung 57: Zusammensetzung flüssiger und gasförmiger Energieträger im Gebäudesektor

2.3.4 Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor

Die Verbesserung der energetischen Gebäudehülle, der Einsatz effizienterer und neuer Anlagentechnik und der Einsatz synthetischer bzw. biogener Energieträger resultieren in einem

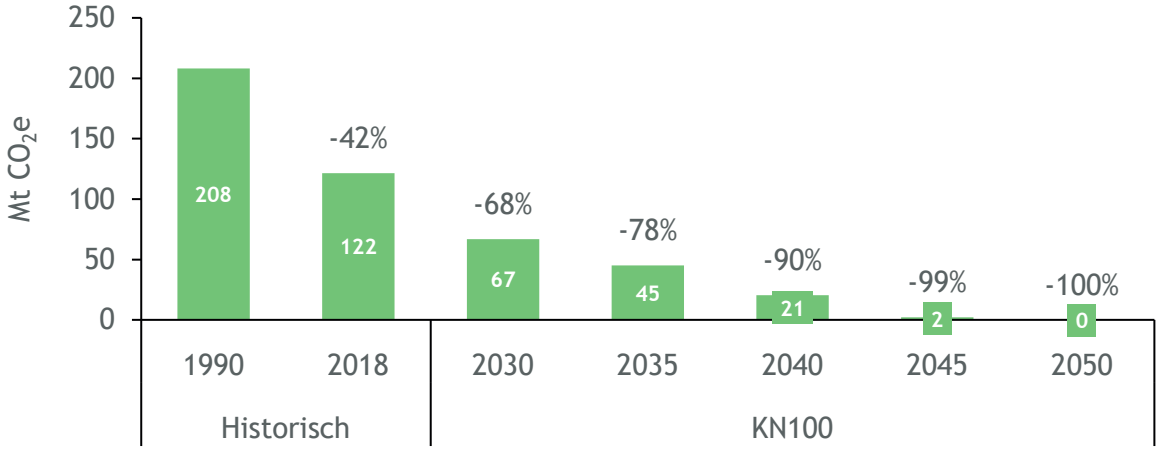


Abbildung 58: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor

sukzessiven Rückgang der Treibhausgasemissionen. Bis 2030 sinken die Emissionen um 68 % im Vergleich zu 1990. Damit werden die Emissionen im Gebäudesektor auf 67 Mt CO_2e reduziert und das sektorale Klimaziel gemäß Klimaschutzgesetz für das Jahr 2030 wird erreicht.

Bis zum Jahr 2045 findet eine Verringerung der Emissionen bis auf 2 Mt CO_2e statt. Die verbleibenden Emissionen resultieren aus dem Einsatz von fossilem Erdgas. Für die Erreichung der Klimaneutralität werden die verbleibenden Emissionen durch technische und natürliche Senken in anderen Sektoren kompensiert (siehe Kapitel 2.6.1).

2.4 Energiesektor

2.4.1 Politische und technische Rahmenbedingungen

Im KN100-Szenario wird die europäische Energiebereitstellung bis 2050 entsprechend des *European Green Deal* klimaneutral, in Deutschland gemäß den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes 2021 bereits bis zum Jahr 2045. Das bedeutet: Bei der Erzeugung von Strom und Fernwärme, aber auch bei der Bereitstellung anderer Energieträger für den Endverbrauch oder den Energiesektor dürfen keine Treibhausgase emittiert werden oder diese müssen durch technische oder natürliche CO_2-Senken bilanziell ausgeglichen werden. Für die europäische Energiebranche bedeutet das eine Umstellung der Energiebereitstellung weg von konventionellen Brennstoffen wie Öl, Kohle und Erdgas hin zu Erneuerbaren Energieträgern. Dafür muss sowohl der Kraftwerkspark transformiert als auch eine Wasserstoffwirtschaft bzw. ein globaler Handel von Wasserstoff-Folgeprodukten wie (flüssigen) synthetischen Energieträgern aufgebaut werden.

Die Entwicklungen in den Endverbrauchssektoren geben die Rahmenbedingungen für die Energiebereitstellung vor: Wenn dort herkömmliche Brenn- und Kraftstoffe durch Strom und Fernwärme oder Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte ersetzt werden, müssen diese durch den Energiesektor klimaneutral bereitgestellt werden.

Wie der Energiesektor das Ziel der Klimaneutralität erreicht, wird durch eine Vielzahl von politischen Programmen und Maßnahmenpaketen beeinflusst. Diese sind wegweisend bei der Transformation des Kraftwerksparks in der Strom- und Wärmeerzeugung, aber auch für den Hochlauf von Wasserstoff und Folgeprodukten. Die bestehenden politischen Rahmenbedingungen formen daher auch das KN100-Szenario der vorliegenden Studie und fließen als Annahmen in die Modellierung des Szenarios ein.

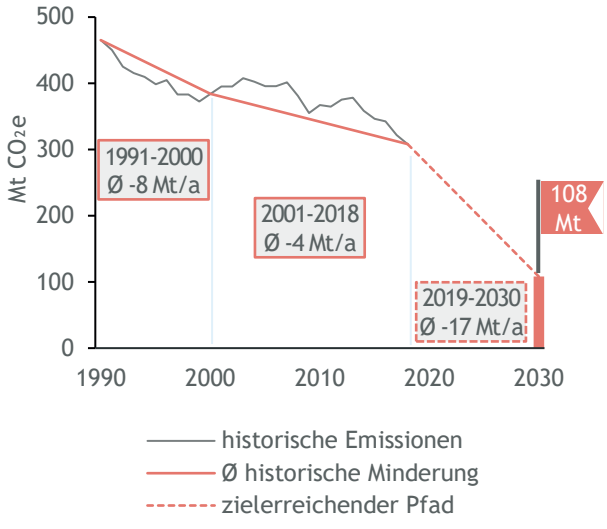


Abbildung 59: Historische Treibhausgasemissionen und das sektorale Klimaziel 2030 im Energiesektor

Neben den EU-weiten Regelungen ist für den Energiesektor in Deutschland vor allem das Klimaschutzgesetz der Bundesregierung maßgebend. So gibt es - analog zu den anderen Sektoren - ein Sektorziel für die Energiewirtschaft: Bis 2030 muss der Energiesektor seine Emissionen auf 108 Mt CO_2e senken. Das bedeutet bis 2030 eine Verringerung um durchschnittlich ca. 17 Mt CO_2e im Jahr. Das Erreichen des Sektorziels 2030 für die Energiewirtschaft, wie auch für die anderen Sektoren, ist eine der zentralen Annahmen im KN100-Szenario. Nach 2030 sind keine sektorale Klimaziele hinterlegt, sondern sektorenübergreifende Klimaziele, die auf das Ziel Klimaneutralität im Jahr 2045 hinlaufen.

Die EU (inkl. Norwegen, Schweiz, Großbritannien) ist im KN100-Szenario bis 2050 klimaneutral. Welche CO_2-Vermeidungsoptionen im KN100-Szenario zum Einsatz kommen, ergibt sich als Ergebnis der Energiesystemmodellierung unter Berücksichtigung der verschiedenen Klimaziele sowie der weiteren politischen und technischen Rahmenbedingungen. Der Europäische Emissionshandel für den Energie- und Industriesektor wird aufgrund der sektorenübergreifenden Definition der Klimaziele nicht explizit abgebildet.

Wichtiger Baustein der Klimaschutzbestrebungen insbesondere mit Blick auf die Stromerzeugung ist ein ambitionierter Ausbau bei den Erneuerbaren Energien. Dieser wird in Deutschland bereits seit 1990 mit dem *Stromeinspeisegesetz*, seit dem Jahr 2000 mit dem *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)* gefördert. Das EEG regelt, dass Strom aus Erneuerbaren Energien vorrangig abgenommen wird und organisiert die finanzielle Förderung von Erneuerbare Energien (EE) Anlagen über garantierte Vergütungssätze. Aktuell plant die die Bundesregierung für 2030 einen EE-Anteil von mindestens 65 % am Bruttostromverbrauch. Um dies zu erreichen, legen das *EEG 2021* und das *WindSeeG 2021*[29] konkrete Ausbauziele für Erneuerbaren Energien fest. Die Photovoltaik soll von 54 GW im Jahr 2020 bis auf 100 GW im Jahr 2030 ausgebaut werden. Auch die Windenergie auf See soll gegenüber 2020 (7 GW) deutlich ausgebaut werden und 20 GW im Jahr 2030 erreichen. Bei der Windenergie an Land ist ein Ausbau von 54 GW im Jahr 2020 auf 71 GW bis 2030 vorgesehen. Auch die EU gibt mit der *EU Offshore Renewable Energy Strategy* ein Ziel für die Windenergie auf See aus. Bis 2050 soll die insgesamt installierte Kapazität 300 GW (ggü. 25 GW im Jahr 2020) betragen.

Im KN100-Szenario müssen die Ausbauziele des *EEG 2021* und des *WindSeeG 2021* bzw. der EU-Offshore-Strategie erfüllt oder übertroffen werden. Begrenzt wird der Ausbau allerdings durch die unterstellten Flächenpotenziale. Im KN100-Szenario stehen insgesamt 2 % der Bundesfläche für Windenergieanlagen zur Verfügung. Die Qualität der Windstandorte wird im Modell entsprechend lokalen Windgegebenheiten regional differenziert. Auf See wird ein Potenzial von insgesamt 54 GW in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone unterstellt. Auch für Solaranlagen werden im KN100-Szenario Potenzialgrenzen hinterlegt und regionale Qualitätsunterschiede für die unterschiedlichen Standorte abgebildet. Für Dachanlagen wird von insgesamt 1.630 km^2 verfügbarer Dachfläche auf Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden ausgegangen. Diese Schätzung geht davon aus, dass unter Berücksichtigung von Verschattung und Tagfähigkeit sowie Windlasten 50 % der geeigneten Flachdächer, sowie 30 % der geeigneten Schrägdächer belegt werden können. Für Freiflächen-Anlagen wird ein Potenzial von 3.150 km^2 angenommen. Dies entspricht weniger als 1 % der Bundesfläche und in keinem Bundesland mehr als 1,5 % der Fläche.[30]

Wichtiger Bestandteil der Klimaschutzpolitik der Bundespolitik ist weiterhin der geplante Kohleausstieg bis spätestens 2038. Nach dem festgelegten Kohleausstiegspfad soll die installierte Kapazität von Braun- und Steinkohle bis 2022 nicht mehr als jeweils 15 GW betragen. Das bedeutet eine Reduktion um mindestens 3 und 6 GW respektive gegenüber 2019. Bis 2030 dürfen noch

[29] Der Ausbau von Offshore-Windenergie ist seit 2017 im Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (WindSeeG) geregelt.
[30] Die Annahmen zu den Flächenpotentialen für PV-Anlagen wurden basierend auf den Green-Szenarien der RESCUE-Studie des Umweltbundesamtes getroffen. Die Annahmen zu EE-Potentialen sowie eine Übersicht weiterer Parameter und Annahmen werden begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

höchstens 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle am Netz sein. Im KN100-Szenario bildet der Kohleausstiegspfad die Obergrenze für die Kohlekraftwerkskapazitäten, kann aber unterschritten werden, wenn die Umsetzung der Klimaziele dies erfordert.

Es wird ferner unterstellt, dass im KN100-Szenario der nötige Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze durchgeführt werden kann. Der resultierende Netzausbaubedarfs und die damit verbundenen Kosten werden im Rahmen einer Netzmodellierung abgeschätzt. Mindestens werden jedoch die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) wie geplant umgesetzt. (siehe Kapitel 2.7.1 und 2.7.2)[31]. Zusätzlich werden im KN100-Szenario die europäischen Stromhandelskapazitäten gemäß des *Ten-Year Network Development Plan 2020*, der ENTSO-E (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber) und der ENTSO-G (Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas) weiter ausgebaut.

Im KN100-Szenario werden außerdem technologische Innovationen, insbesondere in Form von Kostendegressionen für verschiedene Technologien, unterstellt. So sinken die Investitionskosten für Offshore- und PV-Anlagen, sowie auch für Batteriespeicher um mehr als ein Drittel bis 2045. Für Wind Onshore wird eine weitere Kostendegression im Bereich von 10 % bis 2045 unterstellt. Für PV sowie Windenergie an Land werden außerdem Lerneffekte angenommen, die bis 2045 aufgrund von Effizienzgewinnen bei der Umwandlung der Solareinstrahlung bzw. des Winddargebots in elektrische Energie zu etwas höheren Volllaststunden für diese beiden Technologien führen (+2 % bei PV, +4 % bei Wind Onshore ggü. heute).

Bis Ende der 2020er Jahre sollen außerdem wasserstofffähige Gaskraftwerke - also Anlagen, die mit bis zu 100 % Wasserstoff betrieben werden können - die Marktreife erlangen. Zudem können Gaskraftwerke, die heute errichtet und geplant werden, laut Herstellerangaben „H2-ready“ konzipiert werden. Dies bedeutet, dass eine spätere Umrüstung zur Wasserstofffähigkeit mit begrenztem Aufwand möglich ist. Im KN100-Szenario sind neu zugebaute Gaskraftwerke ab dem Zieljahr 2030 wasserstofffähig. Bei Kraftwerken, die bis 2030 neu installiert werden, ist die Umrüstung entsprechend in den Kostenannahmen berücksichtigt. Zudem wird unterstellt, dass die notwendige Wasserstoff-Transportinfrastruktur rechtzeitig aufgebaut werden kann (siehe Kapitel 2.7.3).

Auch in den anderen Sektoren können perspektivisch Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte wie z. B. Power-to-Liquid und synthetisches Methan eingesetzt werden. Bezüglich der Erschließung von Wasserstoff und Folgeprodukten gibt es eine Reihe von politischen Maßnahmen und Absichtserklärungen, die die Weichen für einen Produktionshochlauf stellen. Die Wasserstoffstrategie der Europäischen Union sieht bis 2024 einen Elektrolyse-Zubau auf 6 GW (gegenüber ca. 1 GW in 2021), bis 2030 sogar auf 40 GW vor. Die Bundesregierung plant mit der im Jahr 2020 beschlossenen *nationalen Wasserstoffstrategie* den Produktionshochlauf in Deutschland. Bis 2030 sollen Elektrolyseure mit einer Kapazität von mindestens 5 GW in Betrieb genommen werden. Dieser Mindestausbau wird auch für das KN100-Szenario unterstellt. Zudem sinken im KN100-Szenario Investitionskosten für Elektrolyseure um ca. die Hälfte bis 2045.

[31] Die Netzmodellierung wurde durch das Institut ef.Ruhr durchgeführt.

Im Gegensatz zu grünem Wasserstoff aus Elektrolyse wird im KN100-Szenario kein blauer Wasserstoff in Deutschland hergestellt. Zwar wird in der der Industrie bereits heute (grauer) Wasserstoff durch Spaltung von Erdgas in CO_2 und Wasserstoff in der Dampfreformierung gewonnen. Emissionsarm und damit langfristig nutzbar ist dieser Wasserstoff nur, wenn das entstehende CO_2 abgeschieden und gespeichert wird (engl. Carbon Capture and Storage, CCS). Aus Gründen mangelnder Akzeptanz für die Speicherung von CO_2 - in Deutschland wird im KN100-Szenario die „Carbon Capture and Storage"-Technologie möglichst nur dort eingesetzt, wo die vollständige Vermeidung von Treibhausgasemissionen unter heutigen Technologien Gesichtspunkten nicht (oder nur mit hohen Kosten und Anstrengungen) möglich ist. Beim Wasserstoff ist dies nicht der Fall, da grüner Wasserstoff eine solche Alternative darstellt. Im KN100-Szenario, so die Annahme im Transformationspfad der Industrie, werden daher in Deutschland bestehende Dampfreformer nicht mit CCS-Technologie nachgerüstet und auch keine neuen konventionellen Dampfreformer zugebaut.

Zusätzlich zum heimischen Potenzial wird angenommen, dass Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte aus Ländern mit guten EE-Verfügbarkeiten und niedrigen Wasserstoff-Gestehungskosten importiert werden können. Auch blauer Wasserstoff kann aus dem Ausland importiert werden. Die dafür entstandenen CO_2-Emissionen werden allerdings gemäß der für diese Studie gewählten Bilanzierungsmethodik in Deutschland bilanziert (siehe Kapitel 1.3.1). Für den Pipeline-Transport wird unterstellt, dass bestehende Gas-Pipelines umgewidmet werden können.

Türkiser Wasserstoff, d. h. mittels Methanpyrolyse erzeugter Wasserstoff, wird im KN100-Szenario annahmegemäß nicht erzeugt bzw. eingesetzt. Grund dafür ist die mit der Marktreife der Technologie verbundene Unsicherheit, wodurch eine belastbare Prognose über Kosten und Verfügbarkeiten aktuell nicht möglich ist.

Mit Blick auf flüssige synthetische Kraftstoffe bzw. Power-to-Liquid wurde in der kürzlich veröffentlichten *PtL-Roadmap. Nachhaltige strombasierte Kraftstoffe für den Luftverkehr in Deutschland*, einer gemeinsamen Erklärung von Politik- und Wirtschaft, folgendes Ziel ausgerufen: Bis 2030 sollen mindestens 200.000 t synthetisches Kerosin eingesetzt werden. 200.000 t. bzw. ca. 4 TWh entsprechen in etwa 2 % des in Deutschland getankten Kraftstoffes und damit der Quote, die die *Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)* der EU für strombasierte flüssige Kraftstoffe festlegt. Die Ziele der *PtL-Roadmap* bzw. der *RED II* bilden die Untergrenze für den Einsatz von PtL-Kraftstoffen im Jahr 2030 im KN100-Szenario. Für PtL-Importe wird unterstellt, dass diese per Schiff und LKW oder über vorhandene stationäre Infrastruktur transportiert werden können.

Zusätzlich wird im KN100-Szenario ein Potenzial für klimaneutrale biogene Brenn- und Kraftstoffe in der Größenordnung von 280-330 TWh/a, inklusive Importe, unterstellt. Analog zu den Vorgaben der *Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)* werden nach 2030 im Verkehrssektor keine Biokraftstoffe, bei deren Herstellung Futtermittelpflanzen genutzt werden. Die Potenziale zum Anbau von Energiepflanzen für die Herstellung biogener Brenn- und Kraftstoffe in Deutschland werden durch die Flächenkonkurrenz im Anbau mit der Landwirtschaft begrenzt. Der Flächenbedarf der Landwirtschaft ist durch den exogen angenommenen Pfad für diesen Sektor

vorgegeben. Die Flächenverfügbarkeit für den Anbau von Energiepflanzen und die Verfügbarkeit von Waldholz für die energetische Nutzung wird außerdem durch die Maßnahmen zur Erhaltung natürlicher Kohlenstoffsenken im LULUCF-Sektor[32] beeinflusst, in dem Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft zusammengefasst sind. Laut Klimaschutzgesetz soll der LULUCF-Sektor der für das Jahr 2045 eine Senkenleistung von -40 Mt CO_2e (ggü. netto rund -18 Mt CO_2e in 2018) erreichen. Die Senkenleistung des LULUCF-Sektors kann, wie im Klimaschutzgesetz vorgesehen, für das Ziel Klimaneutralität im KN100-Szenario angerechnet werden und Restemissionen in anderen Sektoren ausgleichen. Die zur Zielerreichung nötigen Maßnahmen im LULUCF-Sektor und die resultierenden heimischen Biomassepotenziale wurden vom Öko-Institut ermittelt und werden in Öko-Institut-Kurzgutachten (2021) detailliert dargestellt.

Neben den natürlichen Senken in Wäldern, Mooren und Anderen können auch technische Senken, wie die oben bereits angesprochene CCS-Technologie, Negativemissionen erzeugen. Dabei ist sowohl eine Abscheidung an Punktquellen wie Kraftwerken, bei der thermischen Abfallbehandlung und bei Industrieanlagen, als auch eine Abscheidung aus der Luft denkbar. Das abgeschiedene CO_2 muss dann entweder gespeichert oder genutzt werden – bspw. für industrielle Prozesse oder die Herstellung von synthetischem Methan oder flüssigen Energieträgern.

2.4.2 Endenergieverbrauch der Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude

Der Endenergieverbrauch der Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude sinkt im KN100-Szenario bis 2030 um etwa 20 % und bis 2045 um etwa 41 % gegenüber 2018.

Im **Verkehrssektor** geht der Endenergieverbrauch von 762 TWh im Jahr 2018 bis zum Jahr 2030 um ca. 30 % zurück. Bis 2045 findet ein weiterer Rückgang um 57 % gegenüber 2018 statt, der Endenergieverbrauch beträgt dann noch 328 TWh. Grund für den Rückgang ist vor allem die Elektrifizierung im Personenverkehr: Es findet eine teilweise Verlagerung (z. B. von Inlandsflügen oder dem PKW-Verkehr) auf umweltfreundlichere Verkehrsträger wie den öffentlichen Straßenpersonennahverkehr oder den Schienenverkehr statt. Im PKW-Bereich erfolgt eine starke Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen. Bis 2030 sind bereits 14 Mio. und bis 2045 ca. 36 Mio. Elektro-PKW im deutschen Fahrzeugbestand. Der Stromverbrauch steigt in diesem Zuge von 12 TWh im Jahr 2018 auf 55 TWh 2030 und 110 TWh 2045. Im Schwerlastverkehr kommt ab 2030 verstärkt Wasserstoff zum Einsatz, insgesamt werden 2045 ca. 59 TWh klimafreundlicher Wasserstoff im Verkehr eingesetzt. Die Nachfrage nach konventionellem Diesel, Benzin und Kerosin geht sukzessive zurück, Restnachfragen werden 2045 biogen oder synthetisch gedeckt.

In der **Industrie** sinkt der Endenergieverbrauch von 722 TWh im Jahr 2018 um 12 % bis 2030 und um insgesamt 20 % bis 2045. Der Rückgang wird durch innovative Prozesstechnologien,

[32] LULUCF steht für “Land use, land use change and forestry”, also Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Fortstwirtschaft

Energieeffizienzsteigerungen, Veränderungen der Produktionsmengen und höhere Recyclingquoten erreicht. Beispielsweise sorgen neue Prozesstechnologien wie die wasserstoffbasierte Direktreduktion für signifikante Einsparungen von Treibhausgasemissionen in der Stahlproduktion und substituieren den Einsatz von Kohle in der Hochofenroute. Effizienzsteigerungen führen branchenübergreifend zu einer Reduktion des Endenergieverbrauchs. Durch einen Wechsel auf strombasierte Technologien im Bereich Niedrigtemperaturwärme und den Einsatz stromintensiver Verfahren, wie z. B. dem MTO/MTA-Verfahren, in der Chemieindustrie steigt der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch der Industrie von 31 % im Jahr 2018 auf 54 % im Jahr 2045. Auch der Verbrauch von Wasserstoff nimmt zu. 2045 werden im Industriesektor 88 TWh Wasserstoff energetisch genutzt, hinzu kommen nicht-energetische Nachfragen in Höhe von 103 TWh. Bis 2045 wird im Industriesektor keine Kohle mehr eingesetzt, auch die Anteile von Erdgas gehen deutlich zurück.

Im **Gebäudesektor** sinkt der Endenergieverbrauch von 1.005 TWh im Jahr 2018 um über 20 % bis 2030 und um 43 % bis 2045. Insgesamt beträgt der Endenergieverbrauch des Gebäudesektors im Jahr 2045 noch 571 TWh. Der Rückgang wird unter anderem durch einen Anstieg der Gebäudesanierungsrate von heute 0,85 %/a auf 1,9 %/a und den Austausch ineffizienter Heizungstechnologien erreicht. Vor allem gehen die Verbräuche von Heizöl und methanbasierten Gasen zurück. Ab 2030 wird auch im Gebäudesektor Wasserstoff verbraucht, zunächst im Rahmen einer Beimischung von Wasserstoff in die Methanverteilnetze. Bis zum Jahr 2045 steigt der Wasserstoffverbrauch auf 79 TWh (vor allem als direkte Nachfrage nach Wasserstoff, kleinere Mengen über Beimischung zu methanbasierten Gasen). Im Jahr 2030 werden in Wohngebäuden ca. 4,1 Mio. und im Jahr 2045 ca. 9 Mio. Wärmepumpen betrieben. Der Stromverbrauch des Gebäudesektors steigt in diesem Zuge um 10 % bis 2045 an und beträgt im Jahr 2045 ca. 303 TWh. Der Fernwärmebedarf des Gebäudesektors bleibt zunächst in etwa auf heutigem Niveau (56 TWh) und sinkt ab 2035 bis auf 48 TWh im Jahr 2045. Zwar steigt die Zahl der an die Fernwärme angeschlossenen Gebäude bis 2045 um 43 % gegenüber 2020. Allerdings werden vornehmlich gut gedämmte Neubauten, die einen niedrigeren Energiebedarf haben, zusätzlich an Fernwärmenetze angeschlossen. Zusätzlich werden Bestandsgebäude mit Fernwärmeanschluss saniert, sodass sich ein insgesamt sinkender Fernwärmebedarf ergibt.

Insgesamt findet beim **Endenergieverbrauch** also eine Verlagerung weg von konventionellen Energieträgern und hin zu Strom und Wasserstoff statt. Bereits bis 2030 geht die aggregierte Nachfrage nach Kohle, Ölen und methanbasierten Gasen[33] um 39 % gegenüber 2018 zurück. Die Nachfrage nach Ölen (-42 %) sinkt überproportional, vor allem, weil im Verkehr weniger konventionelle Kraftstoffe wie Diesel und Benzin (-40 %) sowie im Gebäudesektor weniger Heizöl (-50 %) nachgefragt werden. 2045 haben Öle und methanbasierte Gase noch einen Anteil von 18 % an der Endenergienachfrage, Kohle wird nicht mehr als Endenergieträger genutzt. 2045 müssen die Öl- und Gasbedarfe klimaneutral, d. h. durch biogene oder synthetische Energieträger, gedeckt werden oder die Restemissionen aus der energetischen Nutzung durch Treibhausgas-senken ausgeglichen werden, um das Ziel Klimaneutralität zu erreichen.

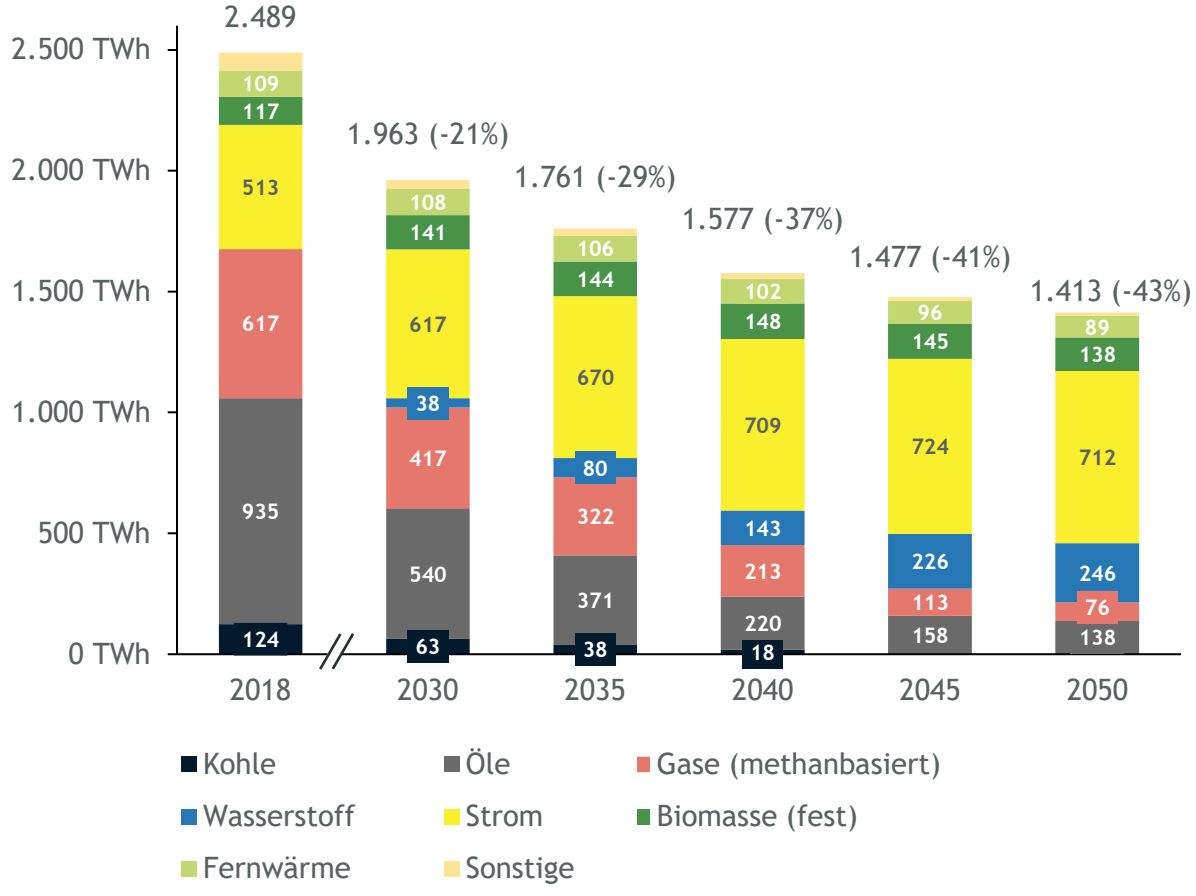


Abbildung 60: Aggregierter Endenergieverbrauch der Verbrauchssektoren nach Energieträgern

Durch die Elektrifizierung von Endenergieanwendungen und sinkender Nachfrage nach konventionellen Energieträgern steigt der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch von 21 % im Jahr 2018 auf 31 % im Jahr 2030. Damit wird Strom zum wichtigsten Endenergieträger. Im Jahr 2045 macht Strom fast 50 % des Endenergieverbrauchs aus. Die Wasserstoffnachfrage der Endverbrauchssektoren steigt bis 2045 auf 226 TWh. Damit wird Wasserstoff mit einem Anteil von etwa 15 % der zweitbedeutendste Endenergieträger nach Strom.

[33] Öle sind inklusive synthetischer und biogener Anteile, methanbasierte Gase sind inklusive synthetischer und biogener Anteile, exklusive Wasserstoff zu verstehen

Infobox 8: Sektorale Bereitstellung klimaneutraler Brenn- und Kraftstoffe

Die Energiebereitstellung und damit auch die Bereitstellung klimaneutraler Brenn- und Kraftstoffe im KN100-Szenario ist Ergebnis der Energiesystemmodellierung, erfolgt also kostenoptimal unter der Berücksichtigung der Annahmen zu Kosten und Potenzialen. Die Verteilung der klimaneutralen Energieträger auf die Endverbrauchssektoren wird vor allem durch die sektoralen Klimaziele und die Bedarfe nach Ölen und Gasen in den einzelnen Sektoren bedingt. Klimaneutrale Brenn- und Kraftstoffe können sowohl synthetischer Natur sein (Wasserstoff und Folgeprodukte) als auch biogen (Biogase, biogenes Öl) bereitgestellt werden.

In der Modellierung ergibt sich je Sektor ein Mix biogener, synthetischer und konventioneller Bestandteile. Die Zuordnung einzelner biogener, synthetischer oder konventioneller Bestandteile ist dabei bilanziell zu verstehen. In der Realität beziehen bspw. der Gebäudesektor und der Industriesektor methanbasiert Gase teilweise aus dem gleichen Gasnetz, sodass eine physische Unterscheidung in Biomethan oder Erdgas und eine sektorscharfe Zuordnung nicht erfolgt. Auch heute der Handel mit Biogasen bereits in einem Massenbilanzsystem nachgehalten und private Haushalse können analog zu Öko-Stromtarifen auch unterschiedliche Gase nachfragen. Eine bilanzielle sektorale Zuordnung klimaneutraler Brenn- und Kraftstoffe könnte in Zukunft bspw. über ein konsistentes Zertifizierungssystem für biogene und synthetische Energieträger umgesetzt werden.

Wie auch die Fernwärmenachfrage bleibt die Nachfrage nach festen biogenen Brennstoffen in etwa auf heutigem Niveau. Holz und andere feste Biomassen werden insbesondere in der Industrie, aber auch zur CO_2-Vermeidung z. B. bei Gebäuden ohne Fernwärme- oder Gasnetzanschluss eingesetzt.

2.4.3 Stromnachfrage und Stromerzeugung

Die **Stromnachfrage** steigt in den nächsten zwei Dekaden durchschnittlich um rd. 2-3 % pro Jahr. Wie in Abbildung 61 dargestellt, steigt die Bruttostromnachfrage bis 2030 auf knapp 700 TWh. Im Jahr 2045 liegt die deutsche Bruttostromnachfrage bei 910 TWh und somit ca. 58 % höher als 2019.

Der größte relative Anstieg der Nachfrage findet kurzfristig im Verkehrssektor statt: Durch den Durchbruch der Elektromobilität verfünffacht sich der Strombedarf bis 2030. Anschließend erfolgt eine weitere Verdoppelung der Nachfrage bis 2045. Im Gebäudesektor führt der vermehrte Einsatz von Wärmepumpen zu einem Nachfrageanstieg, der allerdings durch bessere Gebäudedämmung und effizientere Anwendungen größtenteils kompensiert wird. Die höchste Nachfrage wird im Jahr 2040 erreicht (309 TWh). Anschließend dominieren Energiesparmaßnahmen und die Stromnachfrage des Gebäudesektors sinkt leicht. Die Stromnachfrage der Industrie steigt in Folge der Umstellung auf strombasierte Produktionsprozesse trotz gleichzeitig eintretender Effizienzgewinne im Vergleich zu 2019 um 45 TWh (+21 %) bis 2030 und um knapp 95 TWh (+43 %) bis 2045. Die Industrie wird damit zum Sektor mit der höchsten Stromnachfrage.

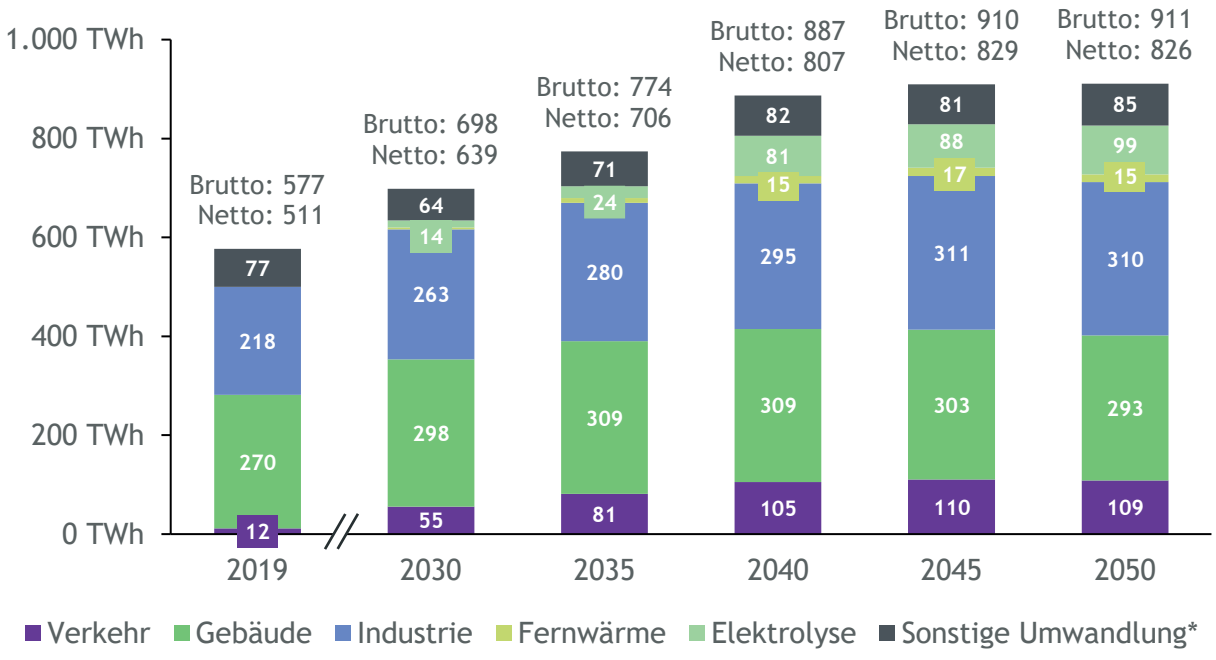


Abbildung 61: Stromnachfrage nach Sektoren und Anwendungsbereichen

*inklusive Netzverluste, Speicherbeladung, Kraftwerkseigenverbrauch und sonstige Bedarfe des Umwandlungssektors

Im Umwandlungssektor kommen neue Stromnachfragen hinzu: Allein für die Erzeugung von knapp 10 TWh grünem Wasserstoff werden 14 TWh Strom im Jahr 2030 benötigt. Bis 2045 steigt der für die Elektrolyse aufgewendete Strom auf 88 TWh und bis 2050 auf 99 TWh an. Weiterhin wird Strom zur klimafreundlichen Fernwärmeerzeugung mit Großwärmepumpen und Elektrodenkesseln eingesetzt. Gleichzeitig sinkt der Kraftwerkseigenverbrauch durch den Rückgang thermischer Kraftwerke und die Schließung der Braunkohletagebaue.

Gemäß dem im Klimaschutzgesetz verankerten sektoralen Klimaziel darf die Energiewirtschaft im Jahr 2030 noch 108 Mt CO_2e ausstoßen. Um trotz steigender Stromnachfrage die Klimaziele des Energiesektors umzusetzen, erfährt die **Stromerzeugung** einen grundlegenden strukturellen Wandel.

Eine der günstigsten CO_2-Vermeidungsoptionen in der Energiewirtschaft ist das Ersetzen von Kohleverstromung durch weniger emissionsintensive Formen der Stromerzeugung. Entsprechend wird Braun- und Steinkohle bis 2030 weitgehend aus dem Stromsystem verdrängt (-90 % ggü. 2019) und beschränkt sich auf die Wintermonate, in denen dargebotsabhängige erneuerbare Energien weniger zur Stromerzeugung beitragen. Der Anteil der Kohleverstromung im deutschen Strommix sinkt damit von knapp 30 % im Jahr 2019 auf knapp 3 % im Jahr 2030. Parallel zu diesem Rückgang wird der Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022 abgeschlossen.

Der starke Rückgang an konventioneller Stromerzeugung wird teilweise ausgeglichen durch einen Anstieg der Gasverstromung um fast 60 % bis 2030 im Vergleich zu 2019. Zusätzlich verdoppelt sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen von 242 TWh im Jahr 2019 auf 475 TWh fast. Insgesamt haben Erneuerbare 2030 einen Anteil von 68 % an der Bruttostromnachfrage. Das 65 %-Ziel der Bundesregierung wird also leicht übertroffen. Die Windstromerzeugung in Onshore-

Anlagen wird zwischen 2019 und 2030 mehr als verdoppelt. Den höchsten relativen Anstieg verzeichnet die Windenergie auf See (+277 %), gefolgt von Photovoltaikanlagen (+166 %). Einzig die Biomasseverstromung (feste Biomasse und Rohbiogas mit Verstromung am Erzeugungsort) nimmt ab, da biogene Energieträger in anderen Sektoren mit höheren Vermeidungskosten eingesetzt werden (siehe Kapitel 2.4.8). Insgesamt kommt es zu marktlichen Einsenkungen Erneuerbarer Stromerzeugung von etwa 13 TWh[34].

Langfristig gewinnt die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie weiter an Bedeutung, und deckt im Jahr 2045 85 % der Bruttostromnachfrage. Die marktlich bedingten Einsenkungen steigen auf ca. 58 TWh. Die Einspeisespitzen steigen deutlich, weil sich die installierte Leistung bei den wetterabhängigen Erneuerbaren Energien etwa vervierfacht. Auch wenn flexible Nachfrager wie Batteriespeicher und Elektrolyseure ausgebaut werden, können diese Spitzen nicht in allen Stunden des Jahres durch die Nachfrage aufgenommen werden.

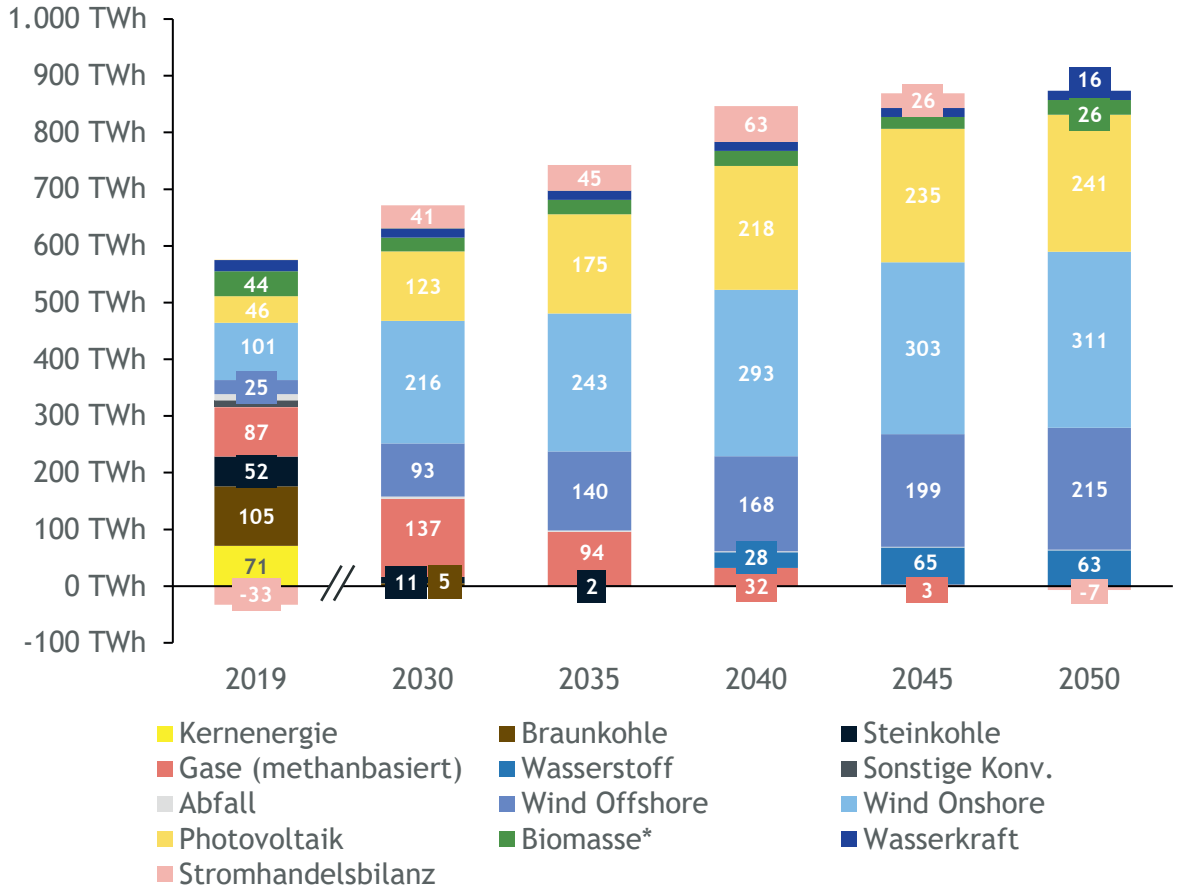


Abbildung 62: Nettostromerzeugung nach Energieträgern

*Biomasse beinhaltet Rohbiogas. Biomethan fällt unter Gase (methanbasiert).

[34] Hier wird keine netzbedingte Abregelung betrachtet, sondern lediglich Abregelungen aufgrund von fehlender Gleichzeitigkeit zwischen der Nachfrage und der fluktuierenden Erzeugung.

Im Jahr 2045 übernehmen Gaskraftwerke zunehmend eine Back-up-Funktion für Zeiten geringer EE-Einspeisung. Neu zugebaute Gaskraftwerke können neben methanbasierten Gasen auch Wasserstoff verstromen. Im Jahr 2040 werden 28 TWh Strom aus Wasserstoff erzeugt, während 32 TWh aus methanbasierten Gasen erzeugt werden. Mittelfristig wird Biomethan zur Stromerzeugung in nicht wasserstofffähigen Gaskraftwerken eingesetzt. Im Jahr 2040 beträgt der Anteil von Biomethan dabei etwa ein Drittel, der Rest entfällt auf Erdgas. Die bei der Erdgasverstromung anfallenden Emissionen werden teilweise durch negative Emissionen an Biomasse-KWK-Anlagen, d. h. mithilfe von BECCS kompensiert, sodass die Stromerzeugung bereits im Jahr 2040 nahezu klimaneutral ist. Im Jahr 2045 steigt die Erzeugung aus Wasserstoff auf 65 TWh, während noch 3 TWh in nicht wasserstofffähigen Gaskraftwerken erzeugt werden. Etwa 70 % davon entfallen auf Biomethan, während Erdgas noch einen Anteil von 30 % an der Stromerzeugung in nicht wasserstofffähigen Gaskraftwerken ausmacht. Restemissionen aus der Verstromung von Erdgas sowie aus der thermischen Abfallbehandlung werden durch BECCS überkompensiert.

Mit einem Anteil von 55 % im Jahr 2045 stammt der größte Teil der deutschen Stromerzeugung aus Windenergieanlagen. Weitere 26 % werden von Photovoltaikanlagen erzeugt. In wasserstoff-fähigen Spitzenlast-Kraftwerken wird rund 7 % des Stroms erzeugt. Der Rest entfällt auf Wasserkraft und auf die Biomasse- und Abfallverstromung.

Auch der Stromhandel gewinnt an Relevanz, denn Ausgleichseffekte in der Nachfrage und der fluktuierenden Erzeugung zwischen den europäischen Ländern können mit dem Ausbau der Nettotransferkapazitäten (NTC) künftig stärker genutzt werden. Deutschland wird ab 2030 vom Netto-Stromexporteur zum -Importeur. Hauptgrund hierfür ist der Kernenergieausstieg sowie der Emissionsminderungsdruck im Energiesektor und der damit einhergehende Rückgang der konventionellen Stromerzeugung. Im Jahr 2030 importiert Deutschland 41 TWh Strom (netto), vor allem aus Frankreich, den Niederlanden und Nordeuropa. Erst im Jahr 2050 ist die Stromhandels-bilanz wieder nahezu ausgeglichen.

2.4.4 Kraftwerkspark, Flexibilität und Versorgungssicherheit

Der Anstieg der Stromnachfrage bei gleichzeitig ambitionierten Klimazielen geht mit einem starken Ausbau Erneuerbarer Energien bis 2030 einher. Nach 2030 gestaltet sich der Nettozubau dann moderater, da auch die Stromnachfrage weniger stark ansteigt. Die installierte Leistung konventioneller Kohle- und Gaskraftwerke geht sukzessive zurück, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten werden wasserstofffähige Gaskraftwerke zugebaut.

Wind und PV

Bereits bis 2030 erfolgt mehr als eine Verdoppelung der aggregierten Wind- und PV-Kapazitäten gegenüber 2019. Sowohl für PV als auch für Wind (Onshore und Offshore) werden damit die 2030er-Ausbauziele der Bundesregierung übertroffen.

Den größten relativen Zuwachs bis 2030 verzeichnet die Freiflächenphotovoltaik mit einer Vervierfachung der installierten Kapazität. Grund dafür sind vor allem sinkende Investitionskosten, die bis 2040 um etwa 25 % fallen. Die installierte Leistung von PV-Aufdachanlagen wird bis 2030 verdoppelt. Haupttreiber für diese Entwicklung sind gleichfalls sinkende Investitionskosten, aber auch das unterstellte günstige Investitionsklima für Haushalte und die Gebäudewirtschaft. Der Ausbau bedeutet Nettozubauraten von ca. 8 GW/a bis 2030. In den Jahren 2017 bis 2020 wurden zwischen 2 und 3 GW pro Jahr zugebaut.

Infobox 9: Modellierung von Photovoltaik auf Dächern

Im KN100-Szenario werden in der Spitze im Jahr 2045 fast 137 GW PV-Anlagen auf Dächern installiert. Die Zahl ist Ergebnis der integrierten Optimierung des Energiesystems, welche die wirtschaftlichen Trade-offs zwischen den verschiedenen EE-Technologien aus Gesamtsystemsicht widerspiegelt.

Im Vergleich dazu ergibt eine Analyse aus Gebäudeperspektive, die im Rahmen der Ermittlung des exogenen Transformationspfads für den Gebäudesektor von den Gutachtern FIW und ITG durchgeführt wurde (ITG/FIW-Gutachterbericht, 2021), eine installierte Leistung von knapp 179 GW im Jahr 2045. Hier wird explizit die Gebäudeperspektive eingenommen, d. h. die Maximierung der Eigenproduktion aus Gründen der individuellen Kosteneinsparung und des individuellen Klimaschutzes, führt zu einer höheren Anzahl und Leistung von PV-Anlagen auf Dächern. Auch Fördermaßnahmen (z. B. im Rahmen der energetischen Sanierung) oder die aktuell diskutierte PV-Pflicht könnten zu einem Zubau führen, der über dem Ergebnis der Gesamtsystemmodellierung liegt. Weitere Ausführungen zu Investitionen in Aufdach-PV-Anlagen aus Gebäudeperspektive finden sich im Gutachterbericht zum Gebäudesektor.

Der Wind-Onshore-Ausbau wird im KN100-Szenario gegenüber 2019 deutlich beschleunigt. Hier kommt es bis 2030 fast zu einer Verdoppelung der Kapazitäten. Die Nettozubauraten liegen mit fast 4 GW/a über den zuletzt beobachteten durchschnittlichen Raten von etwa 2 bis 3 GW/a (2017-2020). Anders als in der Vergangenheit müssen dabei erhebliche Kapazitäten an Altanlagen ersetzt werden, weil sie das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht haben. Damit wird unterstellt, dass mangelnde Akzeptanz und Verzögerungen durch langwierige Genehmigungsverfahren den Ausbau der Windenergie nicht wie in der Vergangenheit einschränken. Nach 2040 stagniert der Nettozubau bei Wind Onshore. Zwar sind die theoretischen Flächenpotenziale nur zu ca. zwei Drittel ausgenutzt, allerdings nimmt auch die Qualität der Verfügbaren freien Standorte bei weiterem Zubau ab. Auch hier macht sich zudem bemerkbar, dass sich der Anstieg der Stromnachfrage verlangsamt.

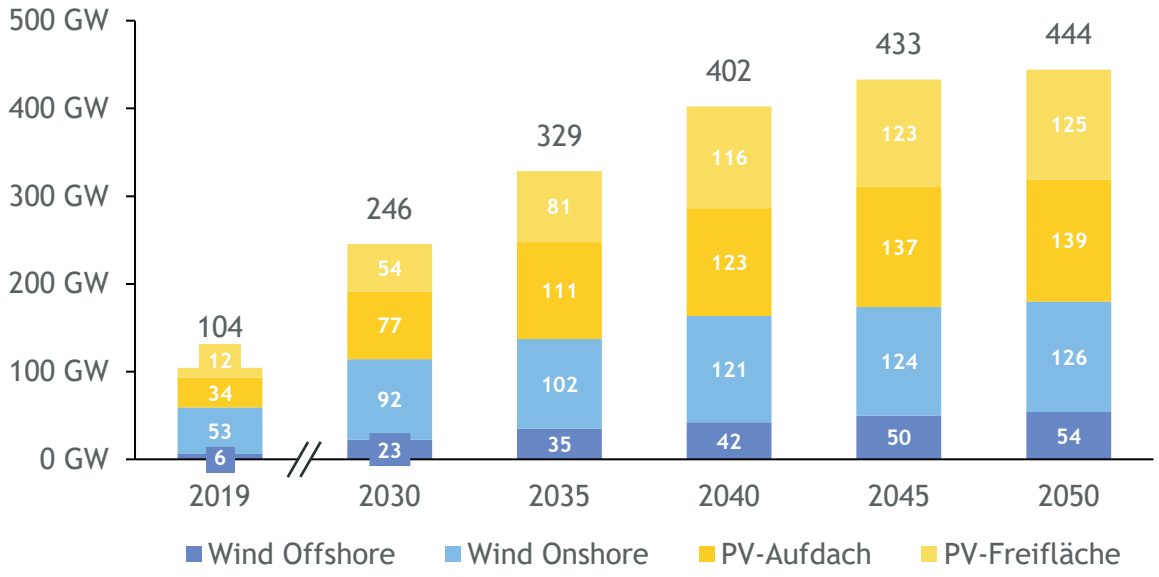


Abbildung 63: Installierte Leistung von Photovoltaik und Wind

Auch die Offshore-Windenergie wird schneller zugebaut als durch die Bundesregierung geplant. Bis 2030 wird die installierte Leistung gegenüber 6 GW im Jahr 2019 in etwa vervierfacht. Bis 2045 wird die installierte Leistung noch einmal mehr als verdoppelt. Bis 2030 bedeutet das einen Zubau von 2 GW/a. Zwischen 2017 und 2020 wurden im Durschnitt knapp unter 1 GW/a zugebaut. 2050 werden die für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone unterstellten Potenziale ausgeschöpft. Der Zubau ist vor allem auf die Umsetzung der Offshore-Strategie der Europäischen Union sowie auf die wachsende Stromnachfrage zurückzuführen. Dabei ist nicht nur die Stromnachfrage der Endverbrauchssektoren ausschlaggebend, sondern insbesondere auch die Stromnachfrage aus Elektrolyse. Dies zeigt sich besonders in den Jahren nach 2030: Während der Nettozubau bei PV hier mit der Stromnachfrage aus den Endverbrauchssektoren stagniert, steigt der Offshore-Zubau bis 2050 mit der heimischen Elektrolyse an.

Steuerbare Kraftwerke

Die Entwicklung der installierten Leistung steuerbarer Kraftwerke im KN100-Szenario wird maßgeblich durch den Anstieg der Stromnachfrage sowie der inflexiblen Lastspitze der Endverbrauchssektoren beeinflusst, die den Bedarf nach Spitzenlastkraftwerken treibt. Die Stromnachfrage der Endverbrauchssektoren und damit auch die inflexible Lastspitze steigt aufgrund von Elektrifizierung zunächst an, nimmt aber mit den Effizienzzuwächsen nach 2045 wieder ab. Die Entwicklung der Stromnachfrage aus Elektrolyse spielt für die Entwicklung steuerbarer Kraftwerke eine untergeordnete Rolle, da sie vornehmlich durch Erneuerbare Energien, insbesondere Windenergie, gedeckt wird.

Wie in Abbildung 64 zu sehen ist, findet bis 2030 eine umfassende Transformation des historischen Kraftwerksparks statt. Dabei erfolgt der Kernenergieausstieg im KN100-Szenario wie geplant. Der Kohleausstieg wird aufgrund des sektoralen Klimaziels für die Energiewirtschaft beschleunigt. Zwar bleibt die Steinkohle 2030 mit noch 8 GW am Markt und entspricht damit der Obergrenze

des von der Bundesregierung geplanten Kohleausstiegspfad. Die installierte Leistung von Braunkohlekraftwerken sinkt jedoch 2030 bereits auf 4 GW und liegt damit 5 GW unter dem vorgesehenen Pfad gemäß Kohleausstiegsgesetz. Dass der Rückbau von Braunkohlekraftwerken schneller erfolgt, ist auf die höhere CO_2-Intensität bei der Braunkohleverstromung gegenüber der Stromerzeugung aus Steinkohle, bzw. dem hohen Emissionsminderungsdruck im Jahr 2030 zurückzuführen. Sowohl Braunkohle- als auch Steinkohlekraftwerke erreichen im Jahr 2030 nur geringe Volllaststunden und erfüllen primär eine Back-up-Funktion. Insbesondere bei Braunkohlekraftwerken, für deren Betrieb die Braunkohletagebaue vorgehalten werden müssen, ist fraglich, ob ein wirtschaftlicher Betrieb der Kraftwerke bei dieser Auslastung möglich ist (siehe Infobox 10).

Infobox 10: Gesicherte Kraftwerksleistung im Jahr 2030

Braunkohlekraftwerke bleiben im KN100-Szenario im Jahr 2030 trotz niedriger Volllaststunden mit 4 GW am Markt. Für den Betrieb der Kraftwerke müssen aufgrund der begrenzten Lagerbarkeit von Braunkohle Tagebaue vorgehalten werden. Dies ist mit Kosten für den Tagebaubetrieb verbunden, sodass es fraglich ist, ob die Kraftwerke und Tagebaue bei einer sehr geringen Auslastung wirtschaftlich betrieben werden können. Weiterhin entstehen durch die geringen Auslastungen auch im Betrieb der Kraftwerke technische Herausforderungen, bspw. aufgrund der langen Vorlaufzeiten im Falle eines Kaltstarts.

Aufgrund der komplexen Kostenstrukturen im Tagebaubetrieb und im Kraftwerksbetrieb können diese Fragen im Rahmen der durchgeführten Modellrechnungen nur eingeschränkt beantwortet werden. Falls ein Weiterbetrieb nicht wirtschaftlich möglich ist, würden entsprechend zusätzliche Kraftwerkskapazitäten stillgelegt. Eine Vorhaltung als reine Reservekraftwerke ist für Braunkohlekraftwerke aufgrund des Tagebaubetriebs und der damit verbundenen Kosten nur stark eingeschränkt möglich. Für eine Beurteilung ist hier eine detaillierte Betrachtung der spezifischen Eigenschaften einzelner Tagebausysteme erforderlich.

Falls ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich ist, müssten für den Ersatz der gesicherten Leistung zusätzliche, über die im KN100-Szenario bis 2030 bereits zugebaute Leistung von 15 GW hinausgehende, wasserstofffähige Gaskraftwerke gebaut und refinanziert werden. Für kurze Knappheitssituationen mit einer Dauer von wenigen Stunden wäre auch denkbar, dass zusätzliche Flexibilität z. B. Batteriespeicher oder Lastflexibilität einen Rückgang der gesicherten Leistung teilweise kompensiert.

Der Rückgang der Kernkraft- und Kohlekapazitäten muss – über den Abbau von Überkapazitäten hinaus – durch einen Zubau von steuerbaren Kraftwerken kompensiert werden. Dazu werden bis 2030 wasserstofffähige Gaskraftwerke mit einer Kapazität von 15 GW zugebaut. Ungefähr zwei Drittel davon werden als offene Gasturbinen zur Bereitstellung gesicherter Leistung errichtet.[35] Bei den restlichen Anlagen handelt es sich um Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke (GuD-Anlagen), teilweise mit Wärmeauskopplung als Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Bis Ende der 2020er Jahre sollen wasserstofffähige Gaskraftwerke, also Anlagen, die mit bis zu 100 % Wasserstoff betrieben werden können, die Marktreife erlangen. Gaskraftwerke, die heute errichtet und geplant werden, können laut Herstellerangabe wasserstofffähig konzipiert werden. Dies bedeutet, dass eine spätere Umrüstung mit überschaubarem Aufwand und Kapitaleinsatz möglich ist. Hervorzuheben ist allerdings, dass wasserstofffähige Kraftwerke in der mittleren Frist zunächst Erdgas verstromen und erst um das Jahr 2040 mit Wasserstoff betrieben werden.

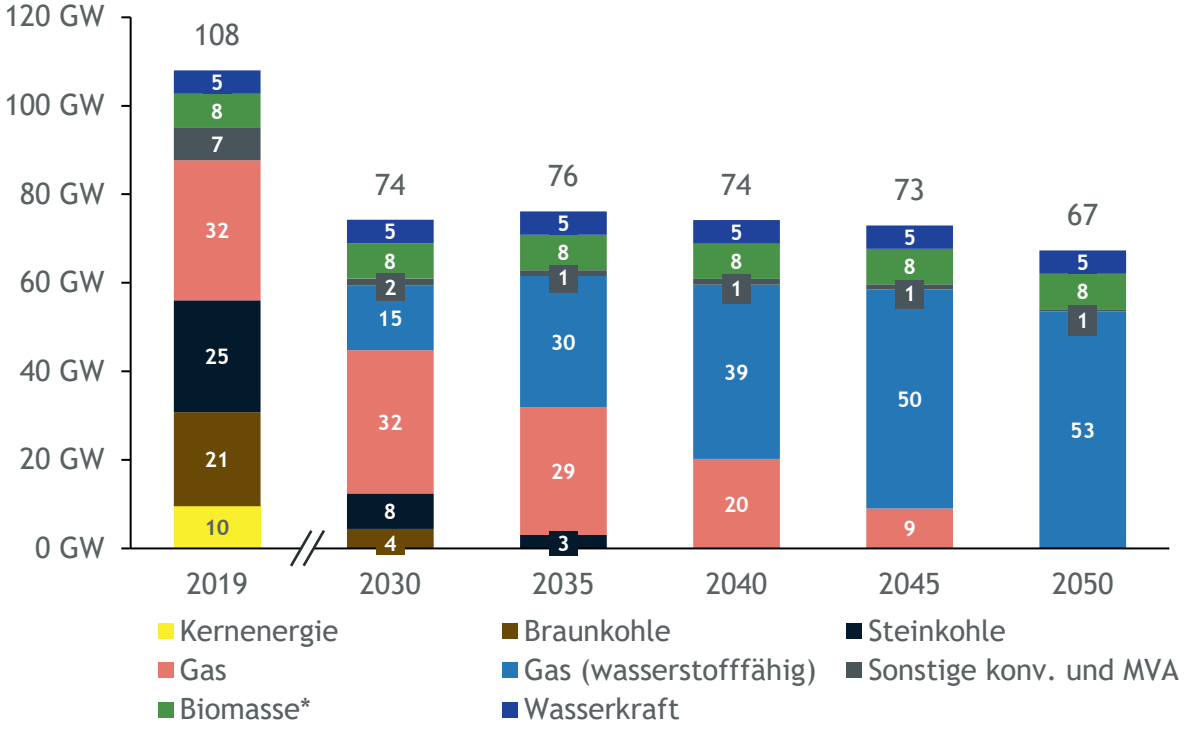


Abbildung 64: Installierte Leistung von steuerbaren Kraftwerken

*Biomasse beinhaltet Kraftwerke, die Rohbiogas verstromen. Biomethan wird in Gaskraftwerken verstromt.

Nach 2035 besteht der steuerbare Kraftwerkspark zum Großteil aus wasserstofffähigen Gaskraftwerken. Dabei werden nicht-wasserstofffähige Bestandsgaskraftwerke bis 2050 sukzessive abgebaut und ersetzt. Im Jahr 2045 verbleiben erdgasbetriebene Bestandskraftwerke mit einer Kapazität von 9 GW im System. Diese haben jedoch sehr niedrige Volllaststunden und dienen vor allem der Bereitstellung von gesicherter Leistung für Stunden mit hoher Residualnachfrage. Die durch sie erzeugten Emissionen sind somit geringfügig und können über CO_2-Senken ausgeglichen werden. Bis 2050 werden diese Kraftwerke dann zurückgebaut oder ersetzt, um die Stromerzeugung zielkonform vollständig zu dekarbonisieren. Insgesamt nimmt die installierte

[35] Die Refinanzierung von Spitzenlast-Kraftwerken, die nur geringe Auslastungen erreichen, wird in Kapitel 2.4.10 diskutiert.

Leistung steuerbarer Kraftwerke nach 2045 ab, weil auch die Stromnachfrage der Endverbrauchssektoren zurückgeht. Zudem werden zwischen 2045 und 2050 noch einmal Speicher zugebaut (siehe Abschnitt zu Flexibilitäten).

Flexibilitäten

Der Kraftwerkspark bestehend aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren und steuerbaren Kapazitäten wird ergänzt durch Flexibilitäten – dazu zählen Pump- und Batteriespeicher sowie Demand Side Management (DSM) in der Industrie, aber auch flexible Elektrolyseure. Letztere können die Stromnachfrage verstetigen bzw. EE-Einspeisespitzen durch ihre Stromnachfrage abfangen und so das Energiesystem stabilisieren. Abbildung 65 den Zubau von Flexibilitäten im Zeitverlauf.

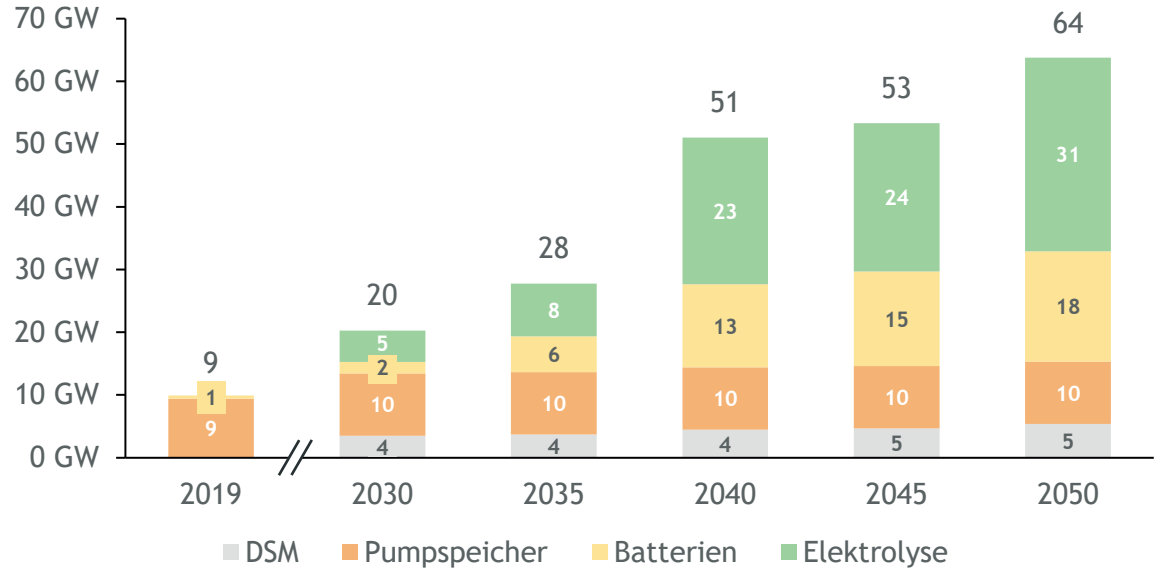


Abbildung 65: Demand Side Management und elektrische Anschlussleistung von Speichern und Elektrolyseuren

Das DSM-Potenzial in der Industrie, d. h. die Anpassung der industriellen Stromnachfrage aufgrund von Preisspitzen oder -tälern, wird bereits in der mittleren Frist bis 2035 eingesetzt. Dabei stehen gemäß des exogenen Transformationspfades im Industriesektor bis zu 5 GW Leistung zur Verfügung. Die Flexibilität wird durch die Nachfrageprofile industrieller Prozesse vorgegeben, sodass Stromnachfragen innerhalb enger zeitlicher Grenzen nachgeholt werden müssen.

Die installierte Kapazität von Pumpspeichern bleibt konstant, da die Potenziale in Deutschland ausgeschöpft sind. Batterien verzeichnen einen langsamen Hochlauf bis 2030, werden aber im Jahr 2035 und 2040 stark ausgebaut. Eine Rolle spielt dabei die steigende Volatilität der Stromerzeugung, bei gleichzeitiger Degression der Investitionskosten für Batteriespeicher.

Auch die Elektrolysekapazität wird ausgebaut, um – gemeinsam mit den Importen - den wachsenden heimischen Wasserstoffbedarf zu bedienen. Zunächst ist die deutsche Wasserstoffstrategie ausschlaggebend für den Zubau, im Jahr 2030 wird die geplante Kapazität von 5 GW erreicht. Besonders stark steigt die Leistung von Elektrolyseuren im Zeitraum von 2035 bis 2040. Auch hier sorgen sinkende Investitionskosten, aber auch die für die Elektrolyse

erwarteten Effizienzgewinne in der langen Frist für einen Investitionsschub. Der Ausbau der Elektrolyse geht Hand in Hand mit dem Ausbau der Offshore-Windenergie, da die flexible Stromnachfrage der Wasserstoffproduktion auch Einspeisespitzen gut abfangen kann. Zusätzlich erreichen Offshore-Windenergieanlagen höhere Volllaststunden und können daher die Auslastung der Elektrolyseure erhöhen.

Versorgungssicherheit

Mit der zunehmenden Elektrifizierung der Endanwendungen in den Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude steigt auch die gleichzeitige Nachfragespitze der Endverbrauchssektoren an. Die gleichzeitige Nachfragespitze der Endverbrauchssektoren ist annahmegemäß die maximale inflexible Last, die durch den Kraftwerkspark zuverlässig gedeckt werden muss und treibt daher den Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung im Modell.[36]

Bis 2030 steigt die gleichzeitige Nachfragespitze gegenüber 2019 bereits um 17 GW auf ca. 94 GW. Auch zwischen 2030 und 2040 erfolgt noch einmal ein ähnlicher Anstieg. Danach sorgen die Effizienzgewinne, insbesondere durch Sanierungen von Gebäuden und bei den Industrieprozessen für eine Stagnation bzw. einen leichten Rückgang der gleichzeitigen Nachfragespitze.

Insbesondere temperaturabhängige Verbraucher im Gebäudesektor – Wärmepumpen und andere strombetriebene Heizungen – sowie der Zuwachs bei den industriellen Stromnachfragen treiben die Spitze, die an einem Abend eines kalten Wochentags im Februar-liegt. Dabei entfallen z. B. im Jahr 2030 etwa 60 % der Spitzenlast auf den Gebäudesektor. 32 % der (inflexiblen) Spitzennachfrage werden durch den Industriesektor verursacht. Nur 8 % entfallen auf den Verkehrssektor.

Der Gebäudesektor verbraucht 2030 ca. 298 TWh Strom, dies entspricht ca. 48 % des Endenergieverbrauchs im Bereich Strom. Damit trägt der Gebäudesektor überproportional zur Nachfragespitze bei. Grund dafür ist die niedrige Temperatur, die zu hohen Heizlasten führt und der Tageszeitpunkt um 18 h, an dem bei Haushalten temperaturunabhängige Lasten zugeschaltet werden (z. B. Kochen). Allerdings werden bei der Ermittlung der Spitze regionale Ausgleichseffekte sowie eine gewisse Glättung aufgrund des heterogenen Nutzungsverhaltens von Haushalten angenommen. Nach 2045 nimmt Nachfrage des Gebäudesektors zum Spitzenzeitpunkt ab wie oben beschrieben aufgrund der besseren Gebäudesanierung ab.

Der Industriesektor verbraucht 2030 263 TWh Strom, was etwa 43 % des gesamten Verbrauchs der Endverbrauchssektoren entspricht. Zur gleichzeitigen Nachfragespitze trägt der Industriesektor also verhältnismäßig weniger bei, weil die Industrieproduktion vor allem tagsüber stattfindet.

Der Stromverbrauch des Verkehrssektors 2030 liegt nur bei etwa 55 TWh, also etwa 9 % der Nachfrage aus den Endverbrauchssektoren. Ladevorgänge von Elektro-Fahrzeugen finden dabei oftmals nachts statt und tragen daher nur zu einem geringeren Anteil zur gleichzeitigen Spitze bei. Dabei werden Ausgleichseffekte bei den Ladevorgängen vorausgesetzt, die zu einer Reduktion

[36] Für eine methodische Ausführung zur modelltechnischen Abbildung des Bedarfs an gesicherter Kraftwerksleistung siehe Exkurs zum Thema Versorgungssicherheit in Extremwettersituationen (Kapitel 2.4.5).

der Gleichzeitigkeit beitragen. Diese Effekte entstehen durch unterschiedliche Ladeorte (Zuhause, öffentliche Ladesäulen oder im Betrieb bei gewerblicher Fahrzeugnutzung sowie Laden am Arbeitsplatz) aber auch durch lange Fahrzeugstandzeiten sowie unterschiedliches Verhalten, da bspw. nicht alle Nutzerinnen und Nutzer zum gleichen Zeitpunkt von der Arbeit heimkehren.

Die gesicherte Kraftwerksleistung entspricht mindestens der gleichzeitigen Nachfragespitze der Endverbrauchssektoren. Die gleichzeitige Nachfragespitze kann durch Nachfrageflexibilität im Bereich Industrie (DSM und abschaltbare Lasten) um ca. 4 GW gesenkt werden. Darüber hinaus sind für die gleichzeitige Nachfragespitze der Endverbrauchssektoren keine Flexibilitäten veranschlagt. Der Kraftwerkspark ist daher so ausgelegt, dass die inflexible Nachfragespitze, abzüglich DSM und abschaltbaren Lasten in der Industrie, vollständig bedient werden kann.

Abbildung 66 zeigt die Entwicklung der inflexiblen Nachfragespitze sowie die Bereitstellung gesicherter Kraftwerksleistung nach Energieträger.

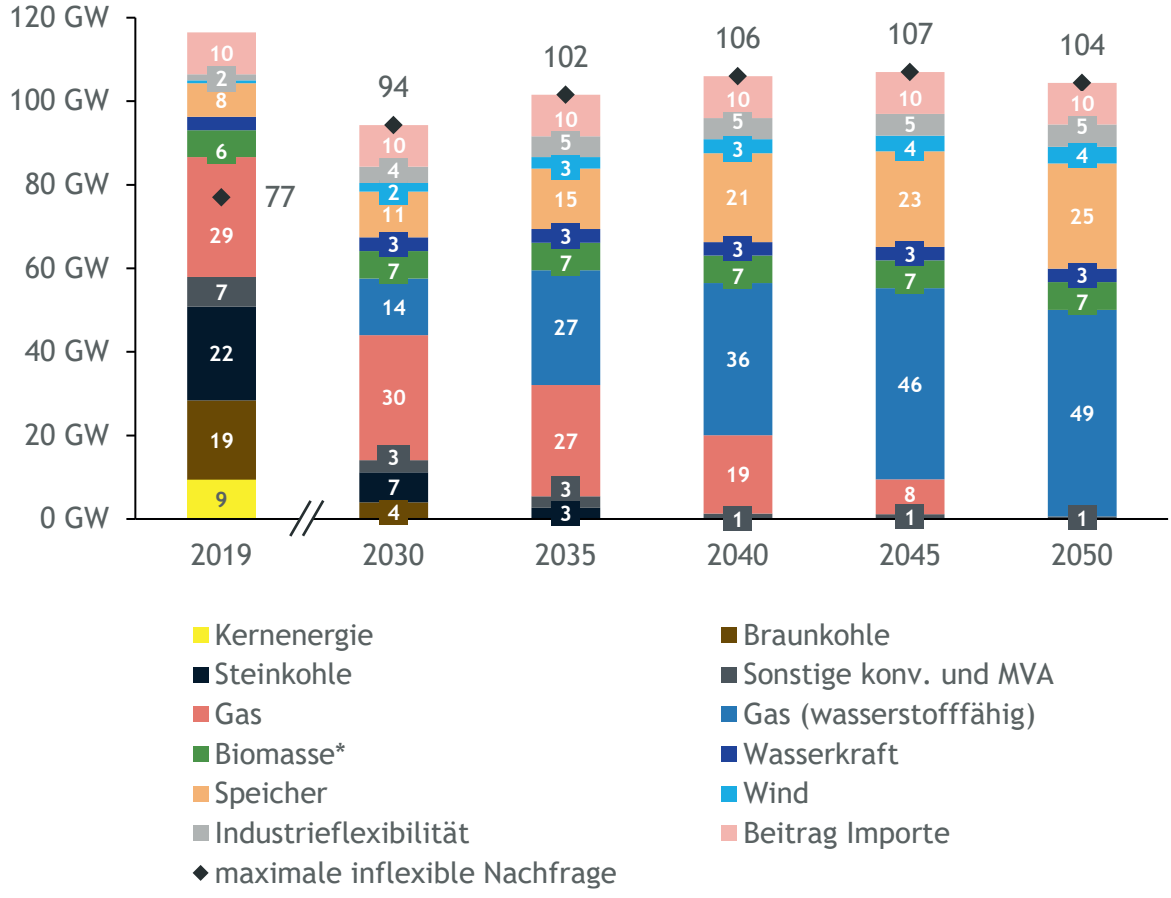


Abbildung 66: Entwicklung der inflexiblen Nachfragespitze sowie die Bereitstellung gesicherter Kraftwerksleistung nach Energieträgern

*Biomasse beinhaltet Kraftwerke, die Rohbiogas verstromen. Biomethan wird in Gaskraftwerken verstromt.

Erneuerbare tragen per Annahme nur sehr eingeschränkt zur gesicherten Leistung bei, da ihr Beitrag zur Deckung der Last dargebotsabhängig ist.[37] Auch Importe aus anderen Ländern tragen per Annahme nur 10 GW zur gesicherten Leistung bei – dies entspricht einer Abschätzung des verlässlichen Beitrags auch in Situationen mit niedriger Verfügbarkeit und gleichzeitig hoher Last in den europäischen Nachbarländern.

Die Deckung der maximalen unflexiblen Last bzw. der annahmegemäß hohen Residuallasten erfolgt mittelfristig vor allem durch Gaskraftwerke. Diese kompensieren die durch Kohle- und Kernkraftausstieg reduzierte steuerbare Kraftwerksleistung. Auch Batterie- und Pumpspeicher spielen eine Rolle in der Bereitstellung gesicherter Leistung.[38] Die tatsächliche Lastspitze des Systems liegt deutlich über der maximalen inflexiblen Last. Die zur Deckung der maximalen inflexiblen Last eingesetzten Kraftwerke refinanzieren sich nicht zwingend am Markt, weil sie nur selten eingesetzt werden. Die fehlenden Deckungsbeitrage und ihre Refinanzierung werden in Kapitel 2.4.10 diskutiert.

Neben der maximalen inflexiblen Last steigt auch die maximale Systemlast deutlich an. Die maximale Systemlast, d. h. die tatsächliche Lastspitze inklusive Speicherbeladung und Stromnachfrage durch Elektrolyse beträgt 2030 ca. 109 GW und steigt bis 2045 auf 155 GW. Im Gegensatz zur maximalen inflexiblen Lastspitze der Endverbrauchssektoren steigt sie auch nach 2045 noch einmal an und beträgt 2050 163 GW. Der Anstieg geht Hand in Hand mit dem Ausbau flexibler Nachfrager.

Der Anstieg geht Hand in Hand mit dem Ausbau flexibler Nachfrager. Die maximale Systemlast tritt in Stunden mit hoher EE-Einspeisung auf. Speicher und Elektrolyseure verschieben ihre Nachfrage in Stunden mit EE-Einspeisespitzen und profitieren von den damit einhergehenden niedrigen Strompreisen.

2.4.5 Exkurs: Versorgungssicherheit in Extremwetterperioden

Für die Reduktion der Treibhausgasemissionen aus der Stromerzeugung im KN100-Szenario spielt der Ausbau dargebotsabhängiger Erzeuger wie PV und Windenergie eine zentrale Rolle. Die installierte Leistung steuerbarer Kraftwerke geht hingegen zurück. Gleichzeitig nimmt durch die Elektrifizierung des Wärmesektors die Temperaturabhängigkeit der Nachfrage zu. Im Rahmen dieses Exkurses wird die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Extremwettersituationen vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen untersucht. Dafür werden anhand von historischen Wetterdaten der Jahre 1982-2016 exemplarische Perioden identifiziert, die für das Energiesystem im KN100-

[37] Für PV ist für die Stunde mit maximaler unflexibler Last ein verlässlicher Beitrag von 0 % an der installierten Leistung veranschlagt. Windenergie können mit 1 % (an Land) und 5 % (auf See) zuverlässig beitragen. Die Werte entsprechen dabei nicht den Verfügbarkeiten von Erneuerbaren in der entsprechenden Stunde im Basiswetterjahr, sondern stellen eine Einschätzung des garantierten Beitrags dar, der auslegungsrelevant für die gesicherte Kraftwerksleistung ist.

[38] Voraussetzung dafür ist allerdings, dass Situationen mit hoher Residuallast nicht über einen längeren Zeitraum auftreten bzw. dass Speicher regelmäßig beladen werden können. Eine Analyse der Auswirkungen längerer Extremwetterperioden, einer sog. „kalten Dunkelflaute“, auf die Stromversorgung wurde im Rahmen eines Exkurses durchgeführt. Die Ergebnisse sowie eine Beschreibung der Methodik finden sich in Kapitel 2.4.5.

Szenario mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien potenziell kritisch sind. In zwei Fallstudien werden besonders kritische Extremwetterperioden analysiert und vor dem Hintergrund langjähriger Mittel meteorologisch eingeordnet. Außerdem erfolgt eine Einsatzmodellierung von Kraftwerken, Flexibilitäten und Stromhandel unter Einfluss von meteorologischen Extrembedingungen bei der Nachfrage und der Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien. So sollen potenzielle Versorgungslücken, das heißt Lasten die mithilfe des Kraftwerksparks und der Flexibilitätsoptionen und den verfügbaren Importen nicht gedeckt werden können, identifiziert werden.

Ausgangspunkt für die Untersuchung ist der in Kapitel 2.4.4 vorgestellte Kraftwerkspark des KN100-Szenarios. Der Kraftwerkspark ist so ausgelegt, dass die Strom- und Wärmenachfragen der Endverbrauchssektoren sowie die zusätzlichen Strombedarfe des Umwandlungssektors, bspw. für die Elektrolyse und Nahwärmebereitstellung durch Großwärmepumpen, im KN100-Szenario gedeckt werden[39]. Grundlage für die meteorologischen Komponenten der Modellierung ist das Wetterjahr 2015. Alle wetterabhängigen Zeitreihen, d. h. die Verfügbarkeiten von dargebotsabhängigen Erneuerbaren, aber auch Nachfragezeitreihen[40] für temperaturabhängige Anwendungen (u. a. Wärmepumpen) wurden auf Basis des bevölkerungsgewichteten Temperatur-Mittels in stündlicher Auflösung des Jahres 2015 ermittelt. Ein auf einem einzelnen Wetterjahr basierender Modellierungsansatz kann jedoch nicht sicherstellen, dass die resultierende gesicherte Kraftwerksleistung die Versorgungssicherheit auch in Extremwetterperioden, die im Basisjahr nicht auftreten, gewährleisten kann.

Der Bedarf an zusätzlicher gesicherter Leistung im KN100-Szenario wird durch eine zusätzliche Nebenbedingung modelliert. Diese erfordert die Deckung einer maximalen inflexiblen Nachfrage, der gleichzeitigen Nachfragespitze der Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude. Da im Basiswetterjahr 2015 Kälteperioden auftreten, werden hier recht hohe Nachfragen erreicht, insbesondere weil temperaturabhängige Anwendungen wie Wärmepumpen ausgebaut werden. Gleichzeitig werden zum Zeitpunkt der maximalen inflexiblen Last niedrige Verfügbarkeiten von Erneuerbaren Energien und Importen veranschlagt. Durch die Nebenbedingung werden hohe Residuallasten, die im Basiswetterjahr nicht auftreten, gesondert im Modell abgebildet und treiben den Zubau an gesicherter Kraftwerksleistung. Allerdings handelt es sich dabei um eine Punktbetrachtung, in der Speicher und Stromhandel anhand pauschaler garantierter Beiträge abgebildet werden.[41]

Um den Einfluss meteorologischer Variabilität auch in längeren Perioden zu quantifizieren, wird der Einsatz des Kraftwerksparks in den beiden Fallstudien noch einmal für zwei historische Extrem-Wetterperioden berechnet. In stündlichen Simulationen wird der Einsatz von steuerbaren Kraftwerken, EE, Speichern, DSM sowie der Stromhandel über die europäischen NTC-Kapazitäten

[39] Das bevölkerungsgewichtete Mittel dient dabei als Proxy für die geographische Verteilung von Wärmenachfragen und die dabei entstehenden Ausgleichseffekte aufgrund lokaler Temperaturunterschiede. Die Ermittlung von Wärmenachfragen über das bevölkerungsgewichtete Mittel stellt eine Vereinfachung dar, weil der Zusammenhang zwischen Wärmenachfrage und Temperatur nicht linear ist.

[40] Die der Modellierung zugrunde liegenden Stromnachfragezeitreihen werden bottom-up und basierend auf anwendungsspezifischen Profilen (u. a. für Wärmepumpen in Wohngebäuden, Ladevorgänge für PKW oder bestimmte Industrieprozesse) ermittelt (siehe Anhang A: EWI Energiesystemmodell DIMENSION).

[41] Kraftwerke, die im Modell aufgrund der Nebenbedingung zugebaut werden, erreichen zumeist geringe Auslastungen und refinanzieren sich nicht zwingend am Markt. Die Refinanzierung dieser Spitzenlastkraftwerke wird im Kapitel 2.4.10 diskutiert.

detailliert abgebildet. Im Vergleich zur Referenzsimulation für das Basiswetterjahr 2015 können die Beiträge insbesondere von Flexibilität und Importen in Extremsituationen quantifiziert und etwaige Versorgungslücken identifiziert werden.

Identifikationen von kritischen Extremwetterperioden

Für die vorliegende Analyse werden in historischen Wetterjahren Perioden identifiziert, die für die Stromversorgung im Energiesystem des KN100-Szenarios potenziell kritisch sind. Für die Kritikalität von Extremwettersituationen gibt es allerdings keinen allgemeingültigen Indikator. Einschlägige Analysen sprechen von „kalten Dunkelflauten“, d. h. Situationen mit niedrigen Temperaturen, geringer Sonneneinstrahlung am Boden und geringen Windgeschwindigkeiten. Die niedrige Temperatur ist dabei als Indikator für die Stromnachfrage zu interpretieren, die an kalten Tagen höher liegt. Dies gilt vor allem, wenn Wärmepumpen eine zunehmend große Rolle in der Gebäudewärme spielen. Der Begriff „Dunkelflaute“ bezieht sich auf eine geringere Verfügbarkeit von PV und Windenergie. Eine einheitliche Definition im Sinne von Grenzwerten für die zugrundeliegenden meteorologischen Parameter existiert nicht.

Für die vorliegende Untersuchung wird die stündliche Strom-Residualnachfrage als Indikator für die Kritikalität von Wetterereignissen mit Bezug auf ein bestimmtes Energiesystem genutzt. Die Residualnachfrage entspricht der verbleibenden Last nach Abzug der Stromerzeugung von PV- und Windanlagen. Die Residualnachfrage gibt also einen ersten Aufschluss über die zu erwartende Beanspruchung der steuerbaren Kraftwerke und Flexibilitäten sowie mögliche Versorgungslücken.

Um eine möglichst große meteorologische Variabilität über das Basiswetterjahr hinaus abzubilden, werden basierend auf den Ergebnissen des KN100-Szenarios Residualnachfragezeitreihen für insgesamt 34 weitere[42] historische Wetterjahre simuliert. Insgesamt umfasst der Betrachtungszeitraum mit Bezug auf historische Wetterjahre die Jahre 1982-2016. Um die Residualnachfragen zu berechnen, werden die Szenario-Ergebnisse für installierte EE-Leistung und jährlichen Stromnachfragen mit den entsprechenden Zeitreihen für EE-Verfügbarkeiten und Lastprofilen verrechnet. Die simulierte Residualnachfrage berücksichtigen also sowohl den Kraftwerkspark und dessen meteorologische Komponenten als auch die Last und ihre Temperaturabhängigkeit. Die stündlichen Verfügbarkeiten von Erneuerbaren werden aus der Pan-European-Climate-Database des *Mid-term Adequacy Forecast* der ENTSO-E entnommen. Die Nachfragezeitreihen werden bottom-up und basierend auf anwendungsspezifischen Profilen ermittelt. Sie spiegeln die stündlichen, bevölkerungsgewichteten Temperaturverläufe des jeweiligen historischen Wetterjahres wider. Da ausschließlich die deutsche Residualnachfrage betrachtet wird, sei darauf hingewiesen, dass die natürliche räumliche Variabilität des Wetters in ganz Europa bei der Identifikation von Extremwettersituationen nicht berücksichtigt wird.[43]

Es gibt bislang keine systematische Untersuchung dazu, ab welcher Dauer Extremwetterperioden die Versorgungssicherheiten in Energiesystemen mit zunehmenden Anteilen Erneuerbarer

[43] In der Einsatzmodellierung für die identifizierten Extremwetterperioden wird jedoch auch der Beitrag des europäischen Auslands explizit modelliert.

Energien gefährden. Es liegt jedoch nahe, dass insbesondere Perioden, in denen durch längere Knappheitssituationen Speicher nicht mehr beladen werden können, kritisch sein könnten. Im KN100-Szenario stellen Speicher einen Teil der gesicherten Kraftwerksleistung (siehe Kapitel 2.4.4) in der Stunde mit maximaler inflexibler Last bereit, sodass eine Prüfung der Robustheit dieses Beitrags in Extremwettersituationen sinnvoll ist. Auch Importe tragen annahmegemäß mit einem pauschalen Beitrag von 10 GW bei. Je nach räumlicher und zeitlicher Ausdehnung der Extremwettersituation über Europa gerät jedoch auch die Stromerzeugung der Nachbarländer an ihre Grenzen, sodass ggf. nicht mehr ausreichend Strom importiert werden kann, um die innerdeutsche Nachfrage zu decken.

Es gilt also zu ermitteln, ob Ereignisse mit hinreichend hohen (deutsche) Residualnachfragen über längere, d. h. mit Blick auf die Speicher kritische, Zeiträume auftreten. Um in den historischen Wetterjahren kritische Extremwetterperioden von unterschiedlicher Dauer zu identifizieren, werden die simulierten über gleitende Zeitintervalle mit unterschiedlicher Dauer $d \in \{12h, 24h, 36h, 48h, \ldots, 336h\}$ aufsummiert. Als Kandidaten für die Fallstudien werden jeweils diejenigen Zeiträume identifiziert, die für ein bestimmtes Intervall die höchste Summe der Residualnachfrage zeigen. So werden einerseits kurze Extremwetterperioden, die in der Spitze extrem sind, identifiziert. Andererseits können auch längere Perioden gefunden werden, in denen entweder die Residualnachfrage durchgängig auf hohem Niveau liegt oder mehrere kurze Extremperioden hintereinander auftreten – beides führt zu einer hohen Summe der Residualnachfrage und ist für ein Energiesystem mit hohen Anteilen Erneuerbarer potenziell kritisch. Überschneiden sich die Zeiträume von zwei oder mehreren Intervallen, wird das kürzere Intervall allerdings verworfen, um ein vielfaches Zählen derselben Periode auszuschließen.

Insgesamt wurden aus den 35 Wetterjahren sieben eindeutige Extremwettersituationen unterschiedlicher Länge identifiziert. Eine der Extremwettersituationen – der 4,5-Tages-Zeitraum – findet im Januar des Basiswetterjahrs für die Modellierung statt (2015).

Abbildung 67 zeigt die deutschen Residualnachfragen für das Energiesystem im KN100-Szenario im Jahr 2045 für die identifizierten Extremwettersituationen. Abgebildet sind jeweils Zeiträume von zwei Wochen, in deren Mitte die mithilfe der Residualnachfrage identifizierte Extremperiode liegt. Die Stunden sind als Dauerlinien nach Höhe der Residualnachfrage geordnet, sodass der zeitliche Zusammenhang zwischen den Stunden nicht abgebildet ist. Die für die zusätzlichen historischen Wetterjahre simulierten Residuallasten können mit den bereits im Modell hinterlegten Spitzenresidualnachfragen verglichen werden, um sie bezüglich ihrer Kritikalität einzuordnen. Wie oben beschrieben, wird die im KN100-Szenario installierte gesicherte Kraftwerksleistung unter anderem durch eine Nebenbedingung getrieben, in der hohe Lasten bei gleichzeitig geringen Verfügbarkeiten von Erneuerbaren, d. h. hohe Residuallasten unterstellt werden. Für insgesamt drei der sieben hier identifizierten Extremwetterzeiträume treten Residualnachfragen auf, die über den im Modell bereits abgebildeten Spitzenresidualnachfragen liegen. Diese sind potenziell besonders kritisch und können nur überbrückt werden, wenn Erneuerbare oder Flexibilitäten mehr beitragen als für die Nebenbedingung angesetzt.

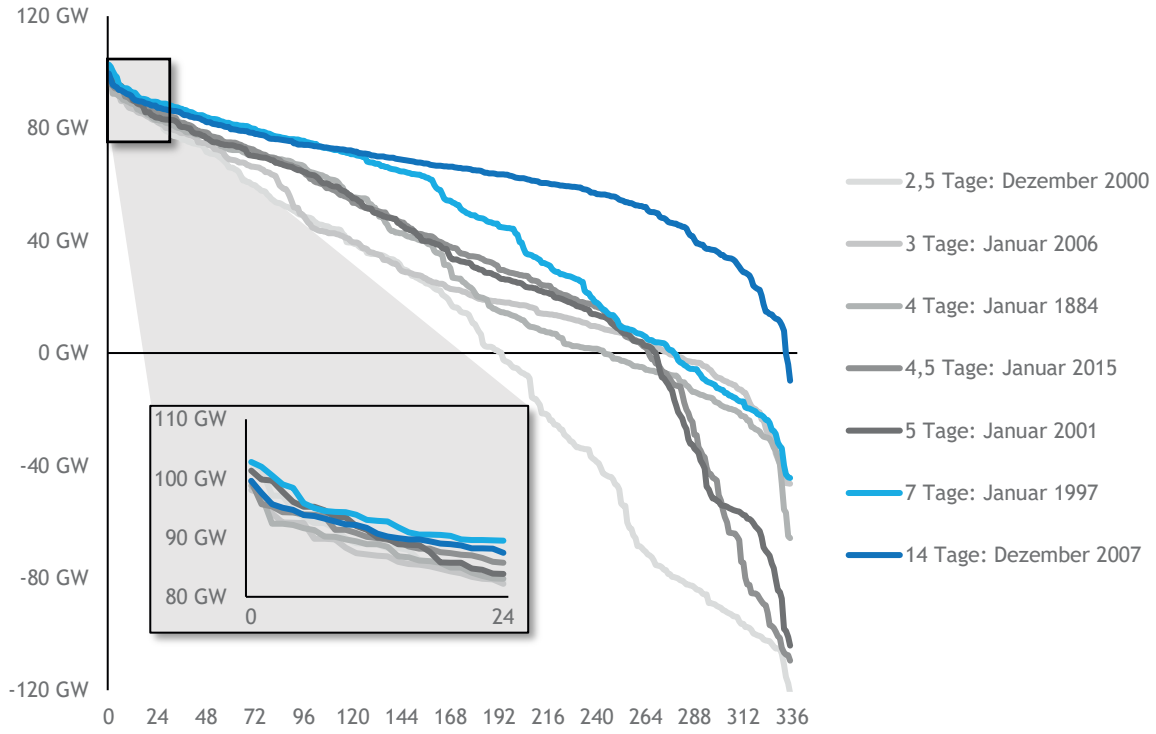


Abbildung 67: Residualnachfragedauerlinien für ausgewählte Zeiträume

Diese Ereignisse entstehen durch Extremwettersituationen von 2,5, 5 und 7 Tagen, die in den Wintermonaten der historischen Wetterjahre 2000, 2001 und 1997 auftreten. Hervorzuheben ist, dass die insgesamt höchste Residualnachfrage im längsten der drei Zeiträume, d. h. in der 7-tägigen Extremsituation auftritt. Es gibt also für die simulierten Residualnachfragezeitreihen keinen Zeitraum von kürzerer Dauer, der eine höhere Spitze aufweist. Zusätzlich liegt die Residualnachfrage für fast alle betrachteten Zeitpunkte über den Residualnachfragen der 2,5- und 5-tägigen Extremwettersituationen. Der Zeitraum im Januar 1997 ist - mit Blick auf die deutsche Residuallast – als besonders markantes Extremereignis einzuordnen. In dieser Extremwetter-situation liegt die maximale Residualnachfrage knapp 3 GW über der bereits im Modell abgebildeten Spitzenresidualnachfrage. Je nach tatsächlicher Verfügbarkeit von Importen und Möglichkeiten zum Einsatz von Flexibilitäten besteht in diesem Zeitraum also die Gefahr, dass Versorgungslücken auftreten.

Auch die längste betrachtete Extremwettersituation von 14-tägiger Dauer sticht hervor. Zwar liegt die maximale Residualnachfrage in diesem Zeitraum mit knapp 100 GW im Bereich des bereits im Modell abgebildeten Werts für die Spitzenresidualnachfrage. Trotzdem liegt die Residual-nachfrage über den gesamten Zeitraum auf konstant hohem Niveau. Verglichen mit den anderen abgebildeten Zeiträumen treten außerdem deutlich weniger Stunden mit negativer Residual-nachfrage auf, in den bspw. Speicher geladen werden könnten. Auch in diesem Zeitraum könnten also Versorgungslücken auftreten, falls Speicher oder Importe nur einen reduzierten Beitrag erbringen können.

Auf Basis der für das KN100-Szenario simulierten deutschen Residualnachfrage werden zwei Fallstudien zur Untersuchung der Auswirkung besonders kritischer Extremwettersituationen auf das Energiesystem durchgeführt: Für den 7-tägigen Zeitraum um den 8. Januar 1997 sowie den 14-tägiger Zeitraum um dem 17. Dezember 2001.

Meteorologische Einordnung

Die meteorologische Einordung der Extremwettersituationen basiert auf Berechnungen mit dem PV- und Windenergiemodell am Institut für Geophysik und Meteorologie der Universität zu Köln (z. B. Frank et al., 2021). Eingangsdaten für das Modell und für die meteorologischen Analysen ist die COSMO-REA6 Reanalyse für Europa mit einer horizontalen Auflösung von 6 km, die im Forschungsbereich Klimamonitoring und Diagnostik des Hans-Ertel-Zentrum für Wetterforschung entwickelt und vom Deutschen Wetterdienst produziert wurden. Nach einer Darstellung der mittleren Bedingungen für Wintermonate erfolgt die Betrachtung der Abweichungen und Besonderheiten während der zwei Extremwetterperioden.

Das langjährige Mittel für die meteorologische Bedingungen im Winter über Europa zeigt die typischen Westwinde, gekennzeichnet durch breitenkreisparallele Isobaren (Abbildung 68 (a)). Windgeschwindigkeiten im Bereich der Narbenhöhe von Windkraftanlagen, die hier exemplarisch als Mittelwert über den Höhenbereich 85-120m dargestellt sind, zeigen die charakteristischen höheren Werte über dem Meer als über Landflächen (Abbildung 68 (a)), was durch die stärkere Reibung, und somit Reduktion der Windgeschwindigkeit, über Land bedingt ist. Entsprechend ist der potenzielle Ertrag von Offshore-Windenergieanlagen größer als an Land (Abbildung 68 (d)).

Die Mittelwerte für die Strahlung und die Lufttemperatur nehmen astronomisch bedingt von Norden nach Süden zu (Abbildung 68 (b)). Der erwartete Ertrag von PV-Anlagen in Südeuropa ist somit im Mittel größer als in Mittel-, Nord- und Osteuropa (Abbildung 68 (c)).

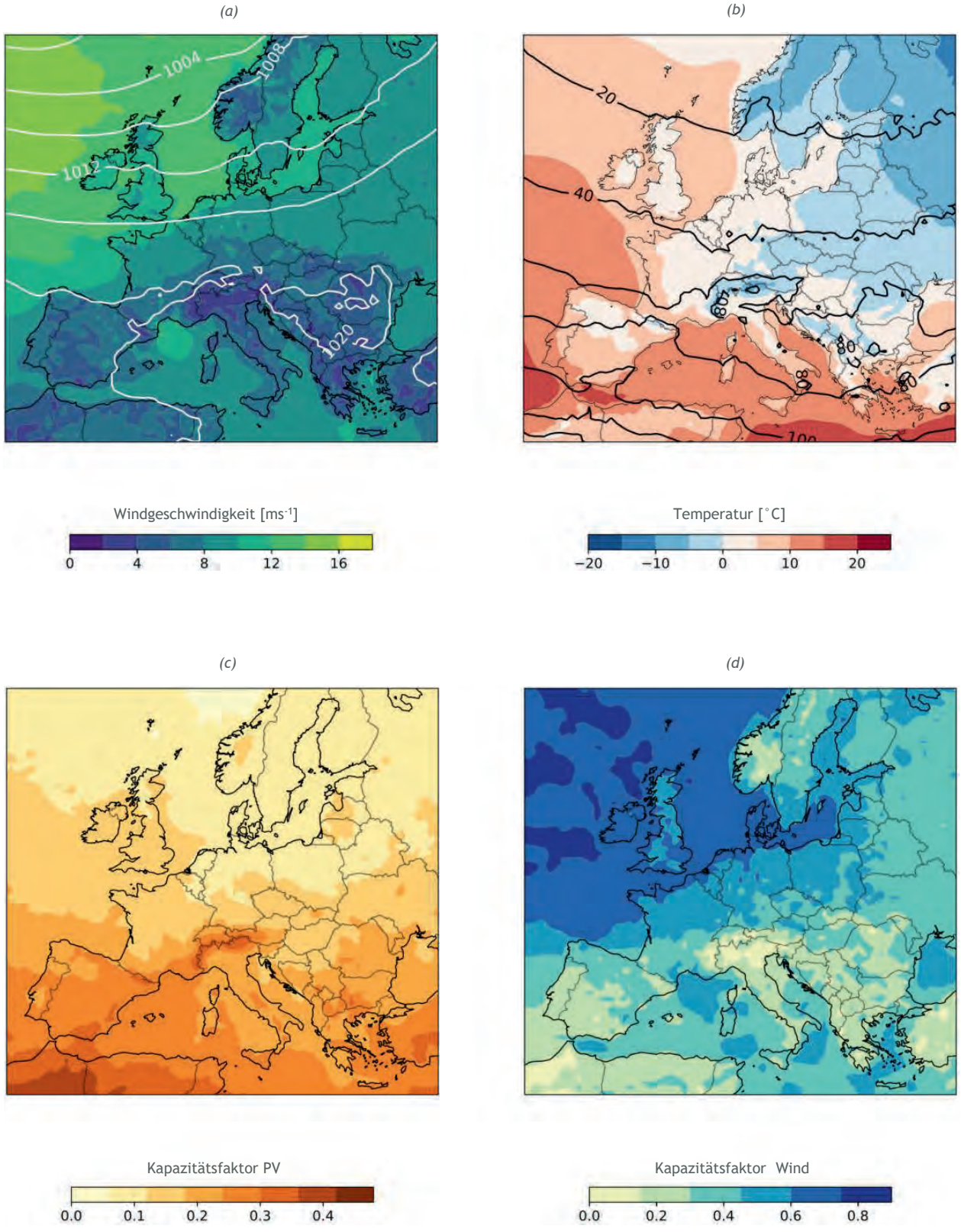


Abbildung 68: Mittel ausgewählter meteorologischer Größen für die Wintermonate 1995 bis 2014

für (a) die Windgeschwindigkeit um 100 m über dem Boden in ms-1 (Farbe) und der Luftdruck auf Meeresniveau in hPa (Linien), (b) die bodennahe Lufttemperatur in Grad Celsius (Farbe) und die mittlere tägliche solare Einstrahlung in Wm-2 (Linien), (c) den potenziellen PV Kapazitätsfaktor und (d) den potenziellen Windenergie Kapazitätsfaktor.

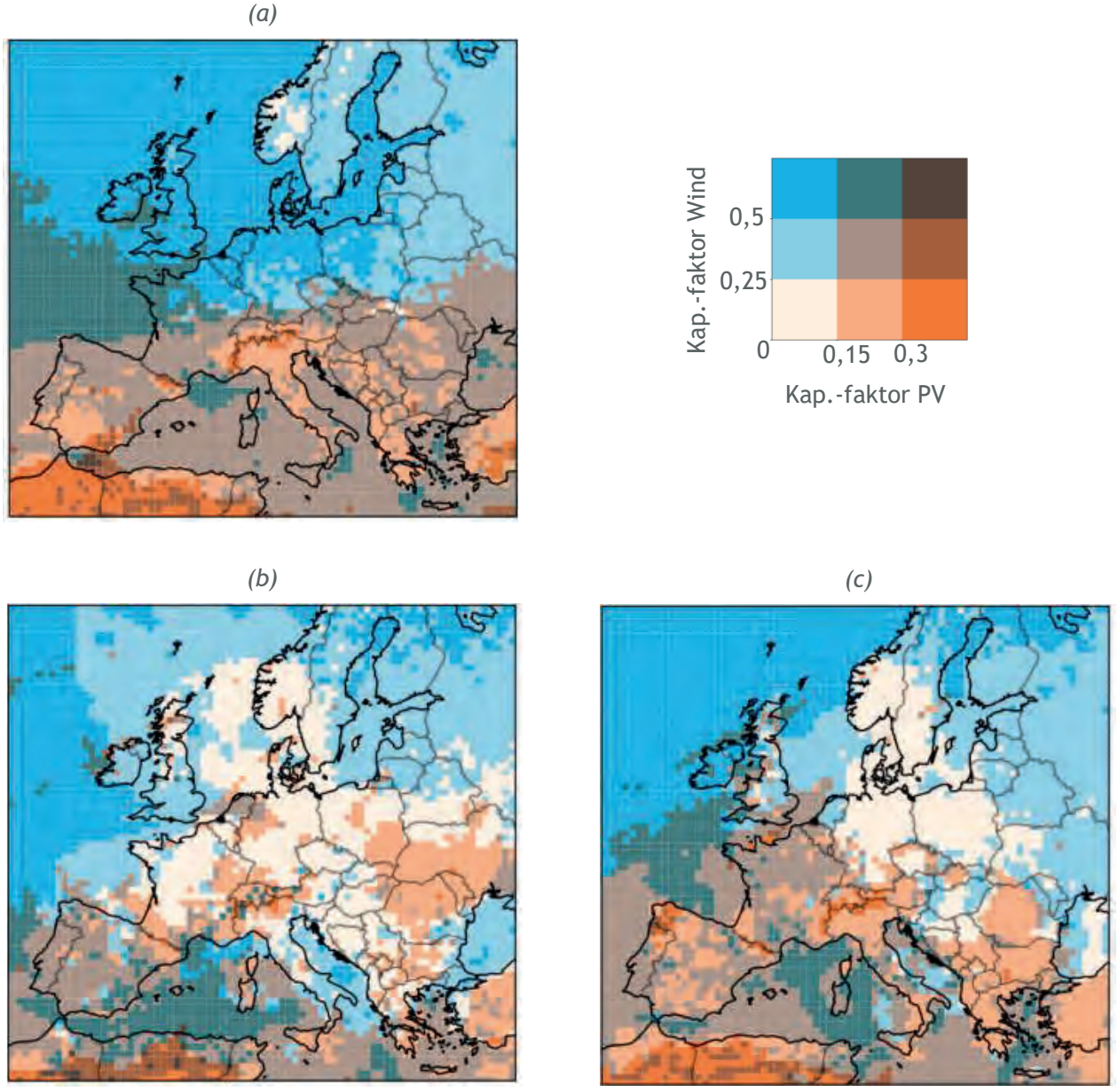


Abbildung 69: Gemittelte Kapazitätsfaktoren für Photovoltaik und Windenergie

für (a) die Wintermonate der Jahre 1995- 2014, sowie die Extremwetterperioden im (b) Januar 1997 und (c) Dezember 2007.

Besonders kalte und vergleichsweise trockene Luftmassen befinden sich im Mittel über dem Norden und Osten Europas und stehen warmen Temperaturen im Mittelmeerraum gegenüber. Bei der 7-tägigen Extremwettersituation aus dem Jahr 1997 handelt es sich um eine „kalte Dunkelflaute“, in der die Kapazitätsfaktoren für PV- und Windenergieerzeugung über großen Teilen Europas deutlich unter den Mittelwerten für Winter lagen (Abbildung 69(a-b)). Die Wetterlage war durch Hochdruckeinfluss vom Jahreswechsel bis zum 10. Januar 1997 geprägt. Ab dem 5. Januar hat sich die Luftdruckverteilung nur wenig geändert, sodass ein stationärer Hochdruckrücken über Zentraleuropa lag, der kalte Luftmassen nach Mitteleuropa lenkte (Abbildung 70 (a)). Die durch die Wetterlage bedingte Abkühlung führte zu einer Kältewelle, die

Süd- und Mitteleuropa beeinflusst und regional zu einer bodennahen Temperaturanomalie von bis zu -10°C gegenüber der langfristigen Wintermitteltemperatur führte (Abbildung 70 (b)).

Eine deutliche „Flaute“ mit einer regionalen Anomalie von bis zu -9 ms-1 im Mittel für 4.-11.1.1997 gegenüber dem langjährigen Wintermittel, führte zu einer geringeren Erzeugung von Windenenergie als im Mittel erwartet wird. Die Flaute war in Zentral- und Westeuropa besonders deutlich ausgeprägt. Abschätzungen des Windenergiepotenzials basierend auf COSMO-REA6 Daten zeigen negative Anomalien im Windenergiepotenzial in Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Nord- und Ostsee sowie in Teilen Osteuropas und den skandinavischen Ländern. Süd- und Nordeuropa zeigen im Mittel relativ hohe potenzielle Windenergieerträge, was konsistent mit den Kapazitätsfaktoren für Windenergie im Energiesystemmodell für den Zeitraum ist. Saisonal bedingt, ist der Beitrag von PV im Winter geringer als in anderen Jahreszeiten. Im Vergleich zum Wintermittel, fällt in der Berechnung der potenziellen PV-Erträge auf, dass sie für die Jahreszeit ungewöhnlich gering ausfallen, was charakteristisch für eine „Dunkelflaute“ ist.

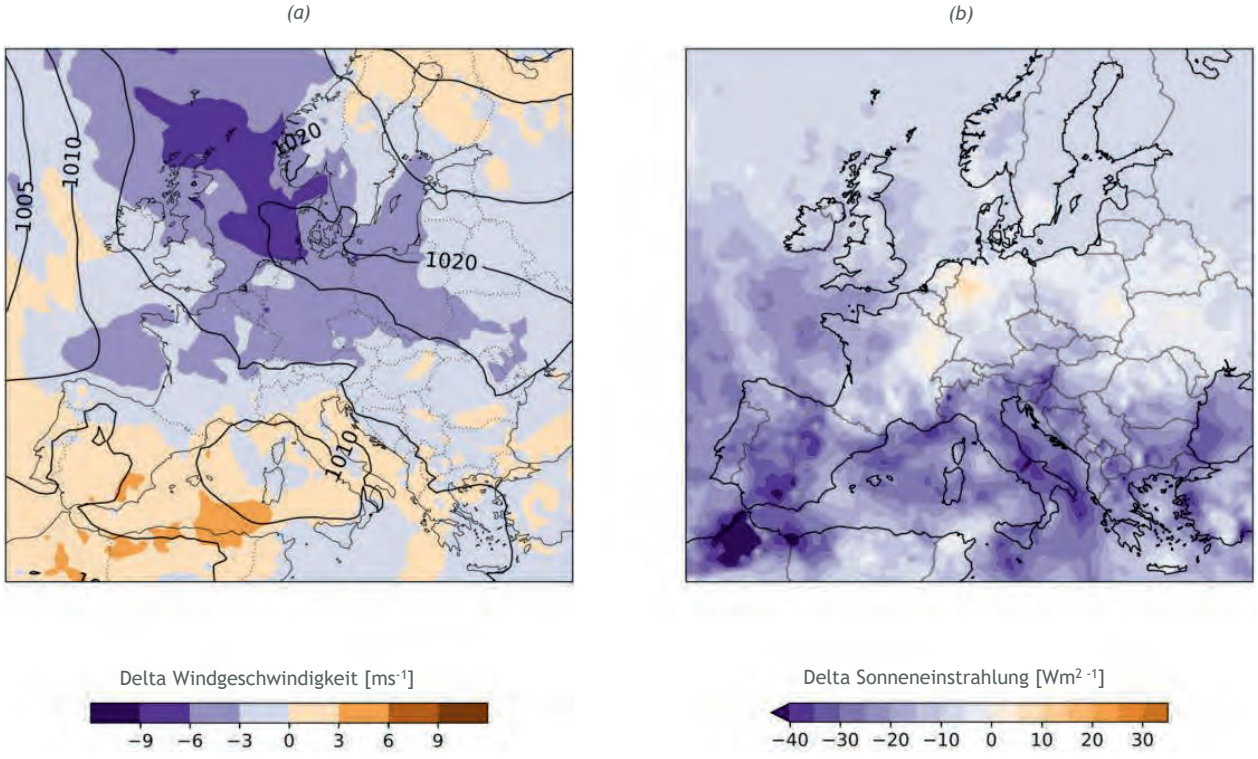


Abbildung 70: Meteorologische Bedingungen im Januar 1997

Gezeigt sind (a) die Abweichung der Windgeschwindigkeit um 100 m über dem Boden gegenüber dem Mittelwert für die Wintermonate im Zeitraum 1995- 2014 (Farbe), die Linien gleichen Luftdrucks auf Meeresniveau (Linien) und (b) die Abweichung der solaren Einstrahlung gegenüber dem Mittelwert für die Wintermonate im Zeitraum 1995- 2014.

Die Anomalie in der Einstrahlung trat vor allem in Südeuropa auf (Abbildung 70(b)), wo die Sonneneinstrahlung höher ist als nördlicheren Teilen Europas. Entsprechend größer ist die Auswirkung auf die potenzielle Energieerträge aus PV-Anlagen in dem Zeitraum. Die geringe Sonneneinstrahlung im Mittelmeerraum ist auf Bewölkung zurückzuführen. Durch die zeitgleich auftretende Kälte, die vor allem in Westdeutschland zu besonders geringen Temperaturen führt, beschreibt diese Fallstudie eine markante „kalte Dunkelflaute“.

Im Dezember 2007 zeigt sich in den Grundzügen der Wetterlage ein ähnliches Bild wie im Januar 1997. Nach einer nordöstlichen zyklonalen Strömung über Europa vom 10.-12.12.2007, bildet sich im Zeitraum 13.-21.12.2007 ein stationäres Hochdruckgebiet über Zentraleuropa (Abbildung 71 (a)), was zu schwachen Winden führt. Durch die „Flaute“ mit besonders schwachen Winden über der Nordsee und Norddeutschland, entstehen deutlich geringere potenzielle Energieerträge aus Windenergie als es für die Wintermonate im langfristigen Mittel erwartet wird (Abbildung 69 (b)).

Die Windgeschwindigkeit gemittelt für den Zeitraum 10.-24.12.2007 war regional bis zu -8 ms-1 kleiner als im langjährigen Wintermittel für 1995-2014. Die Sonneneinstrahlung für diesen Zeitraum war ebenfalls geringer als es für die Jahreszeit im Mittel üblich ist (Abbildung 71 (b)).

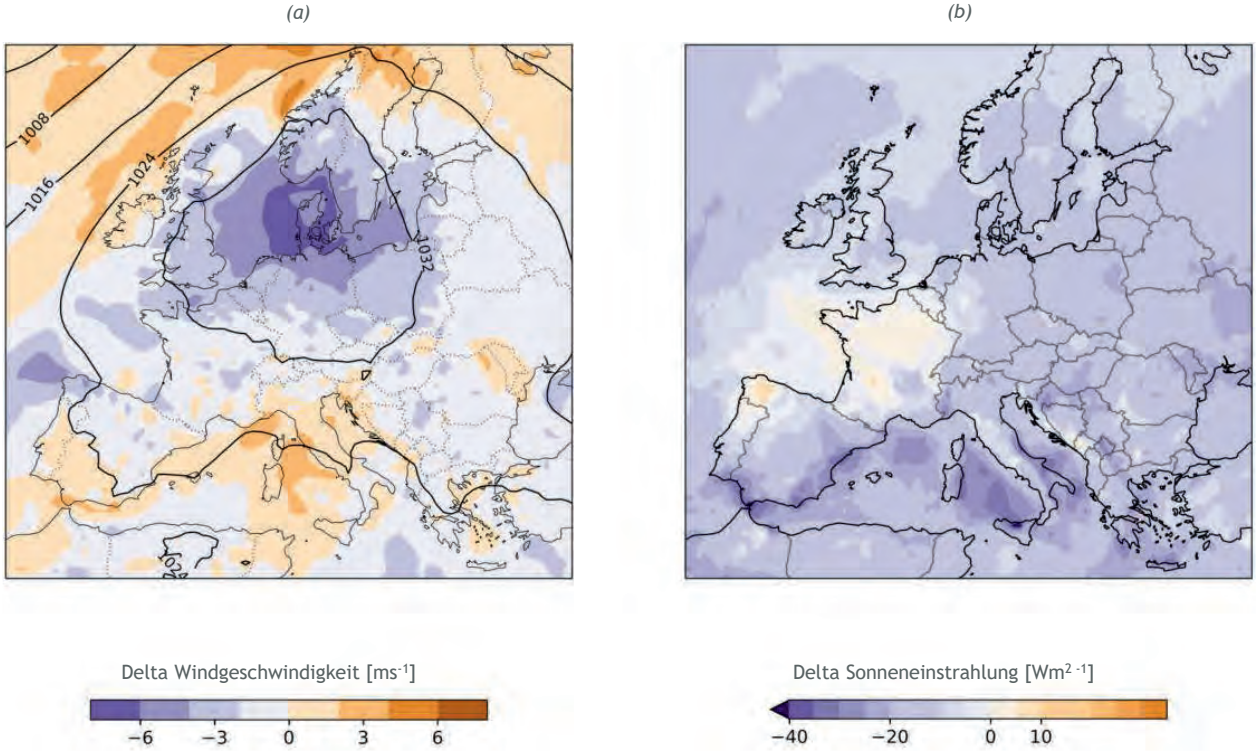


Abbildung 71: Meteorologische Bedingungen im Dezember 2007

Wie vorherige Abbildung

Wie im Fall 1997 war die Einstrahlung und somit der potenzielle PV-Ertrag besonders in Südeuropa kleiner als im langjährigen Wintermittel (Abbildung 71 (b)), was durch stärkere Bewölkung in dem Zeitraum im Vergleich zum Mittel entsteht. Unterschiede gegenüber der kalten Dunkelflaute aus 1997 sind die negativen Anomalien in der Einstrahlung über Osteuropa und positive Anomalien in der Windgeschwindigkeit über Teilen Nordeuropas. Somit konnte in der Fallstudie für 2007 größere Windenergieerträge in Nordeuropa erzeugt werden als im Jahr 1997, was die Energieverfügbarkeit für den potenziellen Import nach Deutschland begünstigt.

Überprüfung der Versorgungssicherheit

Basierend auf den Erkenntnissen der meteorologischen Analyse kann der Frage nachgegangen werden, welche Auswirkungen diese beiden markanten Extremwetterperioden in einem

zukünftigen Energiesystem mit höherer installierter EE-Kapazität – wie dem KN100-Szenario - haben. Für die beiden Extremwetterperioden wird eine detaillierte stündliche Einsatzmodellierung für Kraftwerkspark, Flexibilitäten und NTC-Handelskapazitäten[44] durchgeführt. Betrachtet werden dabei Deutschland, Süd-, West- und Nordeuropa sowie die direkten osteuropäischen Nachbarländer.[45] Die Einsatzmodellierung wird für die Modelljahre 2030 und 2045 mit den entsprechenden installierten Kraftwerkskapazitäten, Flexibilitäten und Nachfragestrukturen des KN100-Szenarios in diesen Jahren durchgeführt.

Zur Deckung der Stromnachfrage können die in Kapitel 2.4.4 gezeigten Kapazitäten Erneuerbarer, steuerbarer Kraftwerke sowie die Batterien, Pumpspeicher und DSM eingesetzt werden. Auf der Nachfrageseite werden - wie schon für die Ermittlung die Residualnachfragen- die Stromnachfragen der Endverbrauchsektoren, inklusive temperaturabhängiger Anwendungen wie Wärmepumpen betrachtet. Hinzu kommt der Stromverbrauch von Großwärmepumpen und anderer Power-to-Heat-Anwendungen in der Fern- und Nahwärmebereitstellung. Es wird außerdem angenommen, dass auch während der anhaltenden Extremwettersituation Wasserstoff im gleichen Umfang wie im KN100-Szenario produziert wird[46]. Die Stromnachfrage aus Elektrolyse wird dabei als untertägig flexibel angenommen und kann daher in weniger kritische Stunden verschoben werden.

Für die 14-tägige Extremwettersituation des Wetterjahres 2007 ergibt sich in der Einsatzmodellierung für keines der Modelljahre eine Versorgungslücke. Zwar hat die Ex-ante-Analyse in diesem Modellzeitraum in Deutschland beinahe durchgehend positive Residuallasten identifiziert. Mithilfe von Importen und dem Einsatz von Flexibilitäten (Pump- und Batteriespeicher, aber auch DSM) können Versorgungslücken jedoch vermieden werden. Importe stammen dabei insbesondere aus Nordeuropa.

In der Einsatzmodellierung für die 7-tägige Extremwettersituation des Wetterjahres 1997 hingegen tritt eine Versorgungslücke von 1,4 GW mit Dauer von einer Stunde im Modelljahr 2030 auf. Abbildung 72 zeigt den Einsatz von EE und steuerbaren Kraftwerken zur Deckung der Last, sowie die Stromhandelsbilanz im modellierten Zeitraum. Die stündliche Stromnachfrage wird durch die schwarze Linie dargestellt. Die tatsächliche Systemlast entspricht der gepunkteten Linie. Die Abweichungen zwischen Last und Nachfrage ergeben sich durch Ein- und Ausspeicherung bei Batterien und Pumpspeichern sowie aufgrund von Lastverschiebung durch DSM-Prozesse. Ausspeicherung und Lastreduktion durch DSM sind zusätzlich auch als Teil des kumulierten Stromangebots abgebildet (gelb und rot).

[44] Es werden keine Lastflüsse berechnet, sondern die auch für das Hauptgutachten angenommenen netto-Transferkapazitäten angesetzt.
[45] Für das Ausland werden die entsprechenden Last- und EE-Erzeugungszeitreihen für den jeweiligen Zeitraum aus der PECD entnommen.
[46] Die heimische Wasserstoffproduktion im Modellergebnis des KN100-Szenarios wurde hierfür anteilig für den betrachteten Zeitraum vorgegeben.

Die 7-tägige Extremsituation liegt in der Mitte des abgebildeten Zeitraums. Die kurzfristige Versorgungslücke tritt am 10. Januar zum Zeitpunkt der abendlichen Verbrauchsspitze um 18 Uhr auf. Es handelt sich dabei um einen Werktag, an dem temperaturbedingt hohe Nachfragen mit besonders geringen Verfügbarkeiten für Windenergie koinzidieren. Speicher, die während der PV-Mittagsspitze geladen wurden, werden in dieser Stunde mit voller Leistung eingesetzt. Auch das Verschiebepotenzial durch DSM wird vollständig eingesetzt. In der entsprechenden Stunde stellen Importe (netto) 18,5 GW, dies entspricht knapp 50 % der Kapazität der verfügbaren Grenzkuppelstellen.

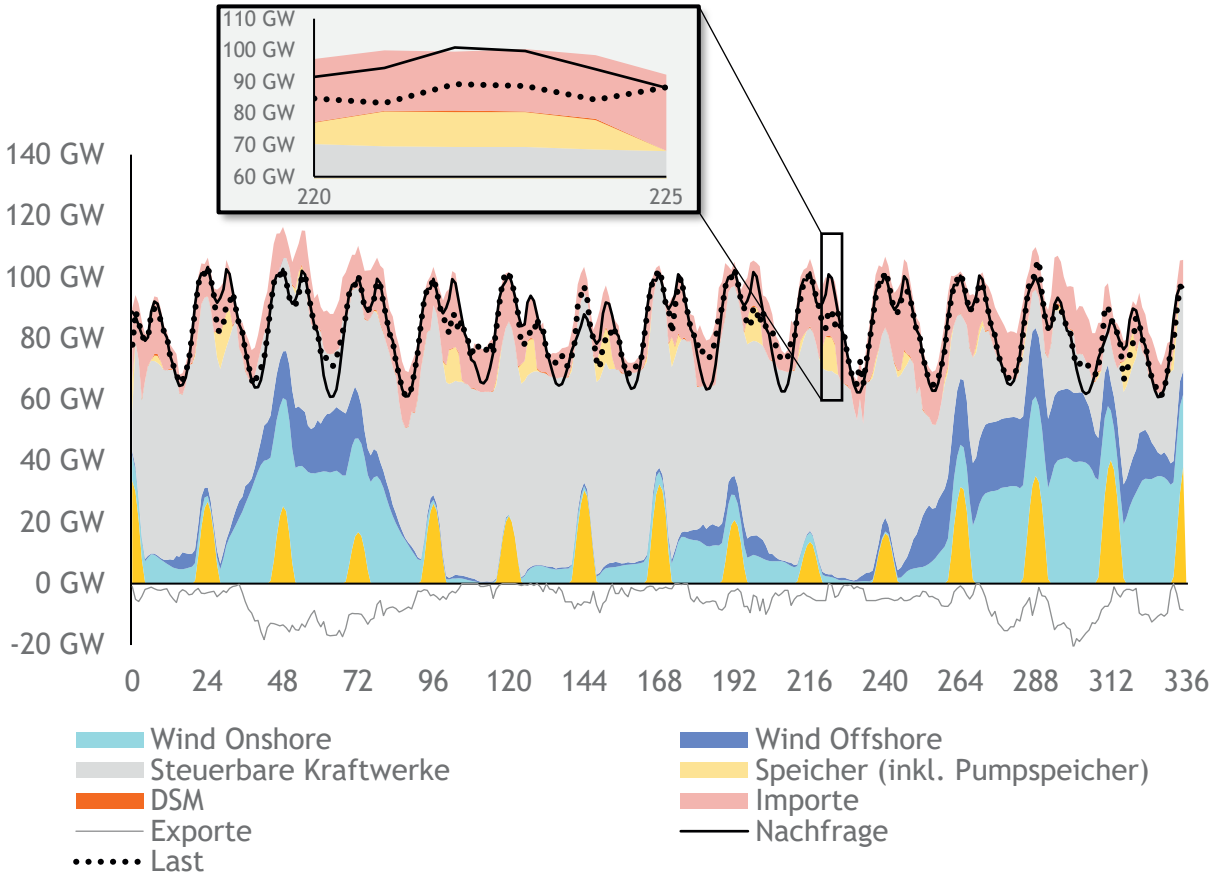


Abbildung 72: Nachfrage, Kraftwerkseinsatz und Versorgungslücke in der 7-tägigen Extremsituation des Wetterjahres 1997 für das Modelljahr 2030

Strom wird in dieser Stunde, aber auch im gesamten betrachteten Zeitraum, vor allem aus Nordeuropa importiert, wo die meteorologischen Bedingungen günstiger sind. Zum Tragen kommen auch europäische Ausgleichseffekte auf der Nachfrageseite. So findet zum Beispiel die französische Spitzennachfrage zwei Tage früher statt, d. h. zu einem Zeitpunkt, an dem PV und Wind in Deutschland einen höheren Beitrag leisten können. Stünden die Importe nicht zur Verfügung, würde die Versorgungslücke entsprechend höher ausfallen.

Im Energiesystem des KN100-Szenarios der Jahre 2035, 2040 und 2045 entsteht für das betrachtete Extremwetterereignis keine Versorgungslücke. Inzwischen zugebaute Batteriespeicher kompensieren jeweils den Anstieg der deutschen Stromnachfrage. Eine erneute Versorgungslücke kann

durch einen Zuwachs bei den Importen vermieden werden. So sorgt bspw. der Ausbau der Interkonnektorkapazität in die Schweiz für zusätzlich knapp 3 GW Stromlieferungen im Jahr 2045 (gegenüber 2030). In der kritischen Stunde kann die vorhandene Handelskapazität - wie auch bereits 2030 – voll ausgelastet werden, weil in der Schweiz Wasserkraftwerke und Pumpspeicher den entsprechenden Strom zur Verfügung stellen. Auch Frankreich kann in der kritischen Stunde im Jahr 2045 deutlich mehr Strom nach Deutschland exportieren als im Jahr 2030. Hier ist jedoch nicht allein der Anstieg der NTC-Kapazität ausschlaggebend, sondern auch der Kapazitätszubau in Frankreich sowohl bei Erneuerbaren als auch steuerbaren Kraftwerken.

Denkbar ist, dass die nach Einsatz der steuerbaren Kraftwerke und unter Berücksichtigung von Importen entstehende Versorgungslücke des Modelljahres 2030 durch zusätzliche Flexibilität überbrückt werden kann. Eine Sensitivitätsanalyse, in der angenommen wurde, dass Wärmepumpen und E-Fahrzeuge ihre Last teilweise verschieben können[47], zeigt, dass die Nachfrage in der kritischen Stunde weit genug abgesenkt werden kann, um die Versorgungslücke von 1,4 GW zu schließen. Es wird dabei vorausgesetzt, dass in Wohngebäuden installierte thermische Speicher bzw. die Batterien von Elektrofahrzeugen zu diesem Zweck eingesetzt werden können. Um diese Flexibilitätspotenziale tatsächlich nutzen zu können, müssten die Verbrauchseinrichtungen mit entsprechenden Schnittstellen ausgestattet sein. Auch regulatorische Anreizsysteme für private Haushalte müssten erst noch geschaffen werden. Ebenso denkbar wäre es, einer kurzfristigen Versorgungslücke – wie hier identifiziert – mithilfe von abschaltbaren Lasten beizukommen, d. h. Großverbraucher aus Industrie für einen Lastabwurf zu kontrahieren.

Unsicherheiten und weiterer Forschungsbedarf

Die dargestellten Ergebnisse unterliegen naturgemäß den Unsicherheiten einer vereinfachten Kraftwerkseinsatzmodellierung in einem linearen Optimierungsmodell. So können Kraftwerke flexibel und unter perfekter Voraussicht eingesetzt werden. Auch sind etwaige Kraftwerksausfälle lediglich über eine pauschale Wahrscheinlichkeit („Technologiebeitrag“) abgebildet, jedoch nicht explizit modelliert. Versorgungslücken werden dadurch tendenziell unterschätzt.

Auch ist hervorzuheben, dass Importe in der 7-Tages-Extremperiode durchgehend einen hohen Beitrag zur Deckung der Last und insbesondere zur Beladung der Speicher leisten. Diese sind ihrerseits essenziell für die Deckung der unflexiblen Nachfrage, insbesondere in den Abendstunden. Auch das Ergebnis bezüglich der Verfügbarkeit von Importen unterliegt jedoch Unsicherheiten. Denn die vorliegende Analyse konzentriert sich bei der Identifikation von Extremwettersituationen auf Deutschland. „Dunkelflauten“ sind nicht auf Deutschland begrenzt, sondern beeinflussen auch angrenzende Länder. Wenn auch andere Länder hohe Residuallasten zu decken haben, stünde potenziell weniger Energie für Importe nach Deutschland zur Verfügung.

[47] Für Wärmepumpen wird eine maximale Verschiebedauer von 2 Stunden, für E-Fahrzeuge eine Verschiebedauer von 4 Stunden (vorwärtsgerichtet) vorausgesetzt. Dabei wird angenommen, dass ein Großteil der Nachfrage flexibilisiert werden kann: 60 % der E-Fahrzeuge und 90 % der Wärmepumpen bis 2045.

Zwar haben Frank et al. (2021) gezeigt, dass Extreme in PV- und Windenergieverfügbarkeit zwischen europäischen Staaten nicht zeitgleich auftreten müssen, sodass potenziell Ausgleichseffekte zwischen verschiedenen Staaten genutzt werden können. Ob tatsächlich länderübergreifende Wetterphänomene auftreten, die für das Energiesystem kritisch sind, bedarf jedoch der weiteren Untersuchung. Eine Betrachtung europäischer Residualnachfragen analog zum hier gewählten Vorgehen für die deutsche Residualnachfrage könnte dazu dienen. in historischen Wetterdaten Perioden zu identifizieren, in denen überregional gleichzeitig hohe Nachfragen und geringe EE-Verfügbarkeiten auftreten. Dabei könnten auch Projektionen zur Zusammensetzung des europäischen EE-Anlagenparks sowie Nachfrageentwicklungen berücksichtigt werden.

Es sei außerdem darauf hingewiesen, dass die hier betrachteten Extremwetterperioden aus historischen Wetterdaten identifiziert wurden. Es wird allerdings eine Zunahme von Extremereignissen in einem wärmeren Klima erwartet. Die konkrete Bedeutung für das Energiesystem unter Einbezug eines sich wandelnden Energiesystems mit mehr wetterabhängigen EE-Kapazitäten und sich ändernde Nachfrage, ist bislang nicht hinreichend untersucht worden. Eine Rolle spielt dabei auch die unsichere sozio-ökonomische Entwicklung in der Zukunft, die mit unterschiedlichen Emissionen von Treibhausgasen einhergeht und somit auch den Klimawandel und resultierende Wetterlagen beeinflusst.

Insgesamt ist jedoch festzuhalten, dass der Kraftwerkspark des KN100-Szenarios und insbesondere die gesicherte Kraftwerksleistung in den beiden untersuchten Extremwettersituationen – mithilfe von Importen und unter Berücksichtigung von zusätzlicher Nachfrageflexibilität - die Versorgung gewährleisten können. Soll die Versorgungslücke ohne Einschränkungen bzw. Flexibilität auf der Nachfrageseite vermieden werden, ist ein weiterer Zubau gesicherter Kraftwerksleistung erforderlich. Dabei kommen vor allem flexible Gasturbinen infrage, die zukünftig auch Wasserstoff verbrennen und daher klimaneutral Strom erzeugen können. Auch zusätzliche Batteriespeicher hätten in der betrachteten Extremwettersituation die Versorgungslücke überbrücken können, da im Zeitraum um die kritische Stunde die Handelsbilanz positiv ist, also sogar exportiert wird.

Welche Technologie aus Gesamtsystemsicht geeignet ist, hängt nicht zuletzt von der Struktur und Häufigkeit von Wetterereignissen in der Zukunft ab. Es liegt nahe, dass Batteriespeicher vor allem kurze, aber häufiger auftretende Lücken überbrücken können. Längere „Dunkelflauten“ erfordern hingegen zusätzliche thermische Kapazitäten (v. a. wasserstofffähige Gaskraftwerke) oder Langfristspeicher. Bei der Auslegung der gesicherten Kraftwerksleistung gilt es daher zu ermitteln, mit welcher Dauer und Häufigkeit Extremwetterperioden in Zukunft auftreten. Dabei sollten nicht nur historische Wetterjahre betrachtet, sondern auch Klimawandelszenarien und deren Eintrittswahrscheinlichkeiten berücksichtigt werden. Extremwetterperioden müssen dabei in zeitlicher Abfolge und über längere Zeiträume als die hier gewählten 14 Tage betrachtet werden, um den Beitrag von Speichern sowie europäische Ausgleichseffekte bzw. den Beitrag einer intensiveren europäischen Vernetzung zu quantifizieren.

2.4.6 Fernwärmenachfrage und Fernwärmeerzeugung

Der **Ausbau der Fern- und Nahwärmenetze** ist ein wichtiger Baustein zur Erreichung der Klimaziele im Gebäudesektor. Bis 2045 steigt die Anzahl der mit Fernwärme versorgten Wohnungen um 43 % gegenüber 2020. Dabei werden vor allem Neubauten an Wärmenetze angeschlossen, die aufgrund des guten baulichen Wärmeschutzes eine unterdurchschnittliche Wärmenachfrage haben. Gleichzeitig wird der Gebäudebestand flächendeckend saniert, was die Nachfrage nach Fernwärme reduziert und den Anstieg der Fernwärmekunden überkompensiert.[48] Auch die Nachfrage aus der Industrie sinkt durch Effizienzgewinne langfristig um ca. 10 %. Abbildung 73 zeigt die **Fernwärmenachfrage**, welche von 128 TWh im Jahr 2018 auf 109 TWh im Jahr 2045 sinkt.

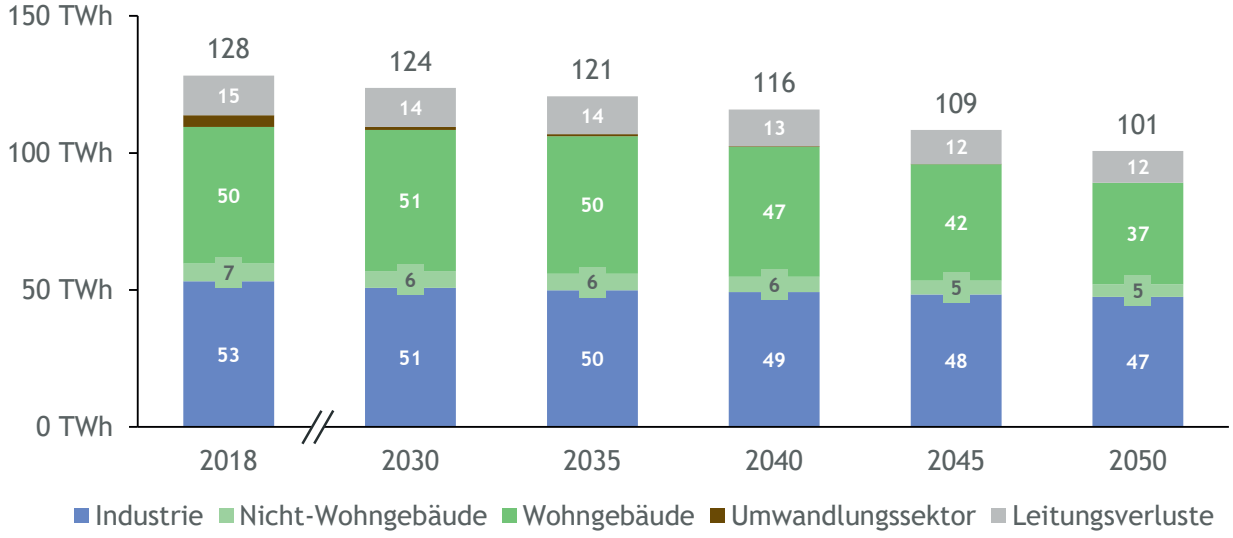


Abbildung 73: Fernwärmenachfrage nach Verbrauchsgruppen

Fernwärmenetze unterscheiden sich u. a. in ihrer Größe und Kundenstruktur, aber auch hinsichtlich der verfügbaren Wärmequellen. Um langfristig klimaneutrale Fernwärme bereitzustellen, werden individuelle Kombinationen neuer Wärmequellen wie Geothermie, Solarthermie, industrielle Abwärme, Großwärmepumpen und Power-to-Heat (Elektrodenkessel) sowie Biomasse und Wasserstoff eingesetzt.

Im Zuge des Rückgangs bei den Kohlekraftwerkskapazitäten sinkt der Einsatz von Braun- und Steinkohle in der **Fernwärmeerzeugung** um über die Hälfte bis 2030 und endet bis 2035. Ersetzt werden diese Anlagen zunächst durch (teilweise wasserstofffähige) Gas-KWK-Anlagen, welche langfristig mit neuen Wärmequellen kombiniert betrieben werden. Dabei werden KWK-Anlagen flexibler eingesetzt, sodass Gas und Wasserstoff immer mehr eine Back-up-Funktion für Zeiten mit hoher Strom- und Wärmenachfrage übernehmen. Im Jahr 2045 wird in den Gas-KWK-Anlagen nur noch Wasserstoff eingesetzt. Rund ein Viertel der Fernwärme wird dann aus Wasserstoff erzeugt.

[48] Eine detaillierte Darstellung der Entwicklung bei den mit Fernwärme versorgten Gebäuden findet sich in ITG/FIW-Gutachterbericht (2021).

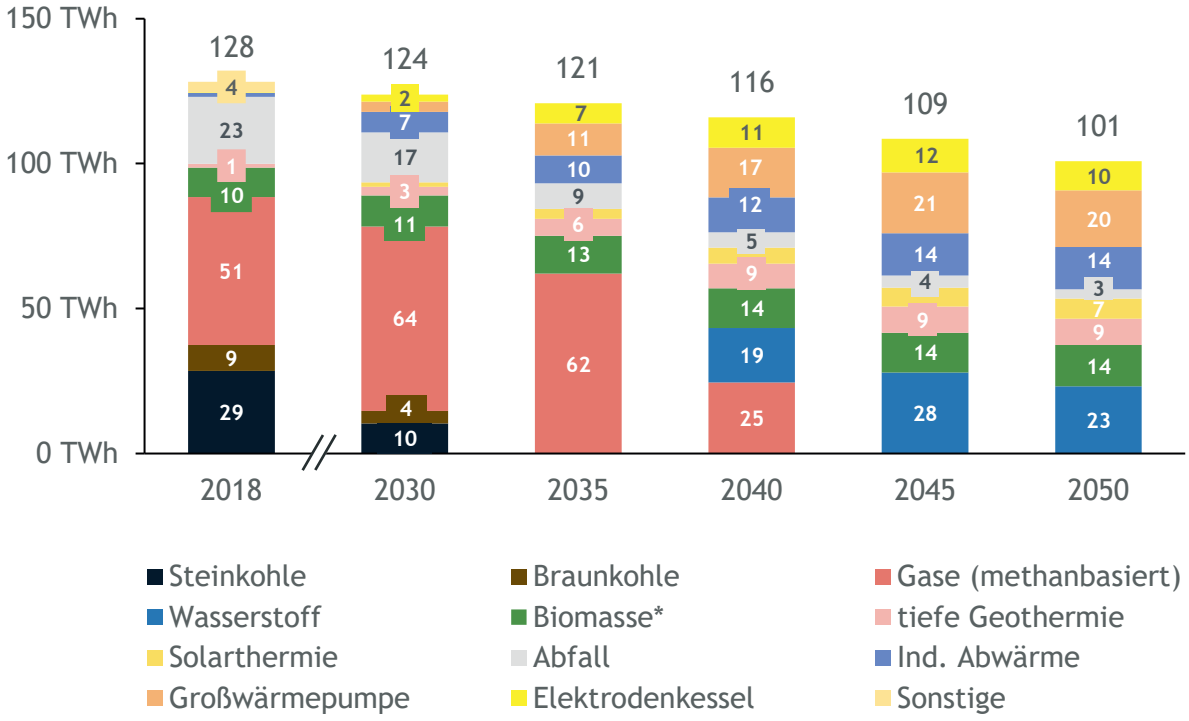


Abbildung 74: Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern

*Biomasse beinhaltet Rohbiogas. Biomethan fällt unter Gase (methanbasiert).

Auch die Wärmeerzeugung der Müllverbrennungsanlagen sinkt in Folge des geringeren Müllaufkommens und einer zunehmenden Verwendung in der Industrie. Dennoch spielen Müllverbrennungsanlagen in Verbindung mit Technologie zur Abscheidung und Speicherung der Emissionen (CCS) langfristig eine Rolle bei der Erzeugung von Fernwärme.

Die Nutzung von Abwärme aus der Industrie und dem GHD-Sektor (bspw. Datencenter) steigt bis 2030 auf rd. 7 TWh und langfristig auf rd. 14 TWh. Geothermie wird in Regionen mit geeigneten geologischen Bedingungen, d. h. Vorhandensein von wasserführenden Gesteinsschichten mit ausreichend hohen Temperaturen in erreichbarer Tiefe, ausgebaut. Neue Fernwärmetechnologien wie oberflächenwassergespeiste Großwärmepumpen, Power-to-Heat und Solarthermie werden ab Mitte der 2030er Jahre in großem Umfang installiert.

Der Anteil von Biomasse an der Fernwärmeerzeugung steigt von rd. 8 % im Jahr 2018 auf 13 % im Jahr 2045. Jedoch wird statt Rohbiogas vermehrt feste Biomasse eingesetzt. Die meisten der entsprechenden Kraftwerke sind im Jahr 2045 mit CCS-Technologie (BECCS) ausgerüstet, wodurch die Fernwärmebereitstellung zu einer technischen CO_2-Senke wird. Abbildung 74 fasst die Fernwärmeerzeugung nach Energieträger zusammen.

2.4.7 Wasserstoff und synthetische Folgeprodukte

Neben Strom nehmen auch Wasserstoff sowie Wasserstoff-Folgeprodukte, welche vor allem durch Fischer-Tropsch-Synthese hergestellt werden, im KN100-Szenario eine zentrale Rolle ein. Grüner und blauer Wasserstoff sowie synthetische PtL ermöglichen CO_2-Vermeidung vor allem bei Anwendungen, die nicht oder nur zu hohen Kosten elektrifiziert werden können. Dies betrifft beispielsweise den Beriech der Hochtemperaturwärme in Industrieprozessen oder den Schwerlast- bzw. Flugverkehr. Außerdem können diese Energieträger über große Distanzen transportiert werden, wodurch der Import aus Regionen mit besseren Standorten zur Erzeugung von erneuerbarem Strom und damit günstigeren Bedingungen für die elektrolysebasierte Wasserstoffproduktion möglich ist.

Nachfrage nach Wasserstoff

Im Szenario KN100 entwickelt sich in Deutschland bereits in den 2020er Jahren eine schnell wachsende Wasserstoffwirtschaft. Im Jahr 2030 werden 66 TWh klimafreundlicher Wasserstoff eingesetzt, was 3 % der deutschen Endenergienachfrage entspricht. Damit übersteigt sie den historischen Bedarf nach grauem – per Dampfreformierung aus Erdgas gewonnenen - Wasserstoff in Höhe von rd. 55 TWh. Zwischen 2030 und 2040 wächst der deutsche Wasserstoffmarkt durchschnittlich um über 15 % pro Jahr. Anschließend sinkt das Wachstum auf rd. 10 %/a im Zeitraum von 2040 bis zum Zieljahr 2045. Der Verbrauch von klimafreundlichem Wasserstoff liegt dann bei insgesamt 458 TWh. Davon entfallen 226 TWh auf Endenergieverbräuche (werden also direkt in den Endverbrauchssektoren genutzt und nicht im Umwandlungsbereich bspw. in Kraftwerken eingesetzt), wodurch Wasserstoff einen Anteil von 18 % am Endenergieverbrauch hat. Hinzu kommen nichtenergetische Nachfragen im Industriesektor von 103 TWh.

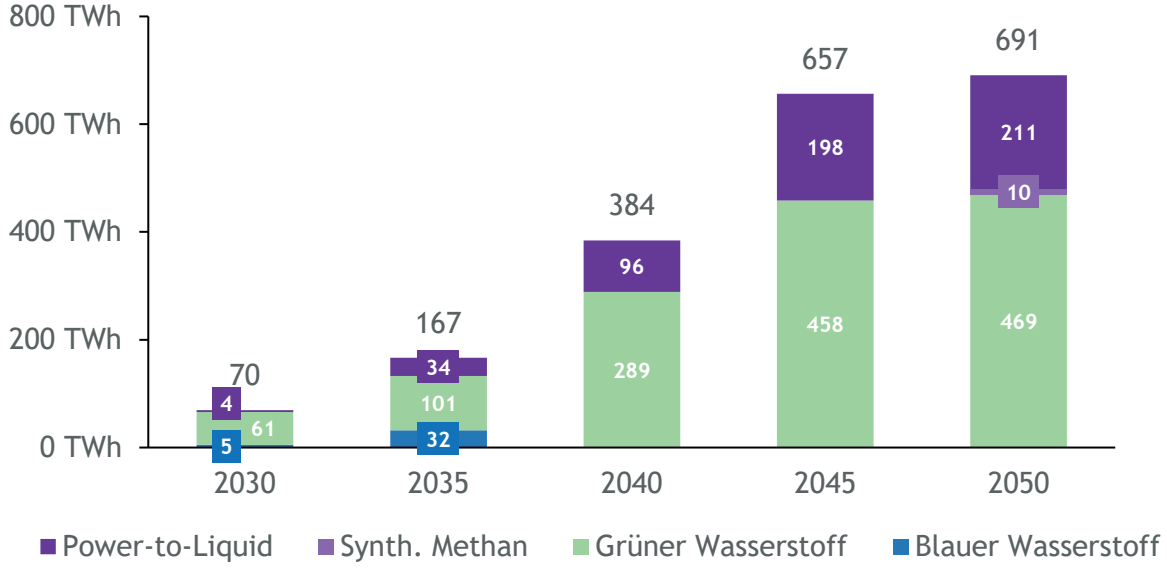


Abbildung 75: Nachfrage nach Wasserstoff und Folgeprodukten

Vor allem die Stahl- und Chemieindustrie setzen früh große Mengen Wasserstoff ein. Insgesamt liegt der Verbrauch im Industriesektor (energetisch und nichtenergetisch) bei 52 TWh im Jahr 2030. Bis zum Jahr 2045 steigt die Nachfrage auf 191 TWh (siehe Kapitel 2.2.5). Im Verkehrssektor wird Wasserstoff überwiegend im Güterverkehr eingesetzt. Während der Verbrauch im Jahr 2030 bei lediglich 9 TWh liegt, steigt er bis 2045 auf insgesamt 59 TWh (inkl. internationaler Luftfahrt) (siehe Kapitel 2.1.4). Im Gebäudesektor kommt es erst in den 2030er Jahren zur Umstellung von Gas- zu Wasserstoffverteilnetzen[49] und einem in der Folge deutlichen Anstieg des Wasserstoffverbrauchs (siehe Kapitel 2.3.3). Bis die Umstellung erfolgt wird Wasserstoff lediglich im Rahmen der zulässigen Quoten im Gasnetz beigemischt (siehe Kapitel 2.7.3). In der Strom- und Wärmeerzeugung erfolgt im Zeitraum von 2035 bis 2045 beinahe eine vollständige Substitution von Erdgas durch Wasserstoff. Im Jahr 2045 werden zur Strom- und Wärmeerzeugung 128 TWh Wasserstoff eingesetzt, weitere 2 TWh entfallen auf die restlichen Verbräuche des Umwandlungssektors.

Der Großteil des Wasserstoffs wird „grün“, also unter Einsatz von erneuerbar erzeugtem Strom mittels Elektrolyse erzeugt. In Deutschland erfolgt gemäß des exogenen Transformationspfades in der Industrie keine Herstellung von blauem Wasserstoff (bspw. durch Nachrüstung von CCS an bestehenden Anlagen zur Erdgas-Dampfreformierung). Dagegen sehen die Pläne der EU und der Nachbarstaaten durchaus blauen Wasserstoff vor. Daher kann blauer Wasserstoff dennoch importiert und in Deutschland eingesetzt werden. Dies geschieht in geringem Umfang bereits in den 2030er Jahren, wodurch blauer Wasserstoff den Aufbau einer grenzüberschreitenden europäischen Wasserstoffwirtschaft unterstützt und begleitet. Da grüner Wasserstoff im Zeitverlauf in größeren Mengen und zu geringeren Kosten verfügbar ist und es bei der Herstellung von blauem Wasserstoff zu Treibhausgasemissionen kommt, welche laut dem für die vorliegende Studie gewählten Bilanzierungsrahmen Deutschland zugeschrieben werden, endet der Import von blauem Wasserstoff bereits Ende der 2030er Jahre.

Nachfrage nach Wasserstoff-Folgeprodukten

Weil nicht alle Anwendungen mit Wasserstoff betrieben oder elektrifiziert werden können, wird Deutschland auch langfristig auf Methan und flüssige (ölbasierte) Energieträger angewiesen sein. Um die Emissionen in den betreffenden Endanwendungen und Industrieprozesse zu reduzieren, können klimaneutrale Gase und Kraftstoffe verwendet werden, die mittels Methanisierung und Fischer-Tropsch-Synthese produziert werden. Diese Verfahren werden auch Power-to-Gas (PtG) bzw. Power-to-Liquid (PtL) genannt.

Das bedeutendste Anwendungsfeld für PtL ist im KN100-Szenario die Luftfahrt. Um diese klimafreundlicher zu gestalten, werden bereits im Jahr 2030 ca. 3 TWh synthetisches Kerosin beigemischt, was rd. 2 % des gesamten Kerosinverbrauchs entspricht. Zusätzlich werden 1 TWh synthetische flüssige Kraftstoffe im Straßenverkehr eingesetzt. Im Zeitraum bis zum Jahr 2045

[49] Laut Herstellerangaben ab dem Jahr 2024 hergestellte Gasbrennwertgeräte mit Wasserstoff betrieben werden. Bevor ein Netzabschnitt auf Wasserstoff umgestellt werden kann, müssen alle Endgeräte in diesem Netzabschnitt wasserstofffähig sein. Bei typischen Investitionszyklen von 20 Jahre für Heizungsgeräte wird davon ausgegangen, dass Verteilnetzumstellungen von methanbasiertem Gas auf Wasserstoff in den 2030er Jahren starten und im Jahr 2050 abgeschlossen sind.

steigt der Anteil von PtL in der Luftfahrt weiter an, sodass in Summe 108 TWh an synthetischem Kerosin im Flugverkehr verbraucht werden. Bis zum Zieljahr 2045 wächst außerdem der Bedarf nach synthetischen Kraftstoffen im Straßen-, Schienen-, und Binnenwasserverkehr. Insgesamt werden dann 138 TWh PtL-Kraftstoffe im Verkehrssektor eingesetzt (siehe Kapitel 2.1.4).

Der zweite Großabnehmer von PtL ist die chemische Industrie. Dort wird heute bei der Herstellung von Aromaten und Olefinen überwiegend fossiles Naphtha (Rohbenzin) eingesetzt. Im KN100-Szenario wird die Herstellung von Aromaten und Olefinen langfristig (neben dem MTO/MTA-Verfahren) auf den Einsatz von synthetischem Naphtha (sogenanntem „grünem Naphtha“) umgestellt. Insgesamt werden im Jahr 2045 dafür 51 TWh grünes Naphtha nichtenergetisch verwendet.

Im Vergleich dazu sind die PtL-Mengen, die im Gebäude- und Energiesektor eingesetzt wesentlich geringer. Im Jahr 2045 werden im Gebäudesektor rd. 9 TWh synthetisches Heizöl benötigt, um verbleibende Ölheizungen klimaneutral zu beheizen.

Herkunft von Wasserstoff und Folgeprodukten

Im Szenario KN100 führen weltweite Anstrengungen zur Treibhausgasreduktion zu einem Hochlauf von Wasserstofferzeugung, -weiterverarbeitung und -handel auf europäischer sowie globaler Ebene. Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte können aus Regionen mit günstigeren Bedingungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen importiert werden. Für die

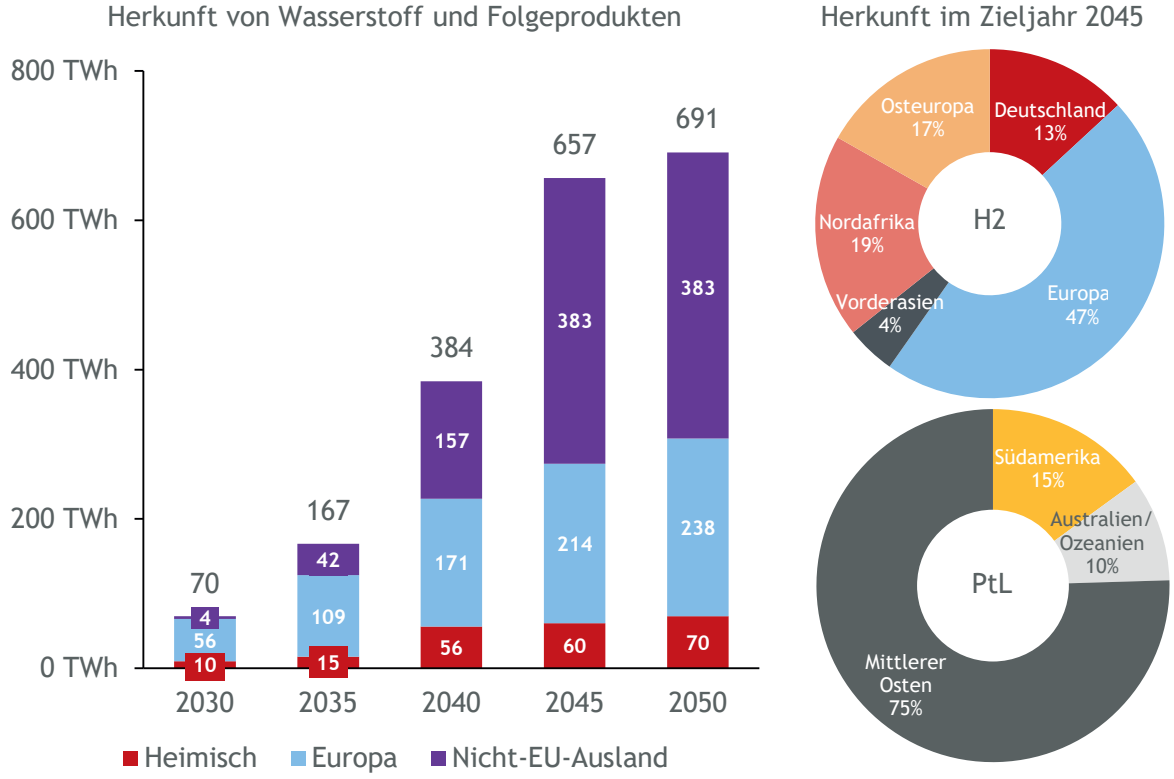


Abbildung 76: Herkunft von Wasserstoff und Folgeprodukten

Studie wurden bottom-up Kosten für den Import von Wasserstoff, synthetischem Gas sowie synthetischen Kraftstoffen aus 113 Ländern ermittelt. Eine methodische Beschreibung findet sich in (Brändle et al., 2020; Schulte et al., 2021; Moritz & Schönfisch, 2021). Darüber hinaus wird die Wasserstoffelektrolyse und -weiterverarbeitung für die EU sowie Großbritannien, Norwegen und die Schweiz explizit in der Energiesystemmodellierung abgebildet und optimiert. Eine detaillierte Beschreibung findet sich in Anhang A: EWI Energiesystemmodell DIMENSION.

Der Bedarf an klimafreundlichem Wasserstoff beträgt 66 TWh im Jahr 2030. Wie durch die nationale Wasserstoffstrategie anvisiert, sind in Deutschland im Jahr 2030 Elektrolyseure mit einer elektrischen Gesamtleistung von 5 GW installiert, welche rd. 10 TWh grünen Wasserstoff erzeugen. Die verbleibenden 56 TWh werden aus dem europäischen Ausland importiert. Die Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen wird über Importe aus weiter entfernen Ländern, z. B. aus dem mittleren Osten gedeckt. Im Zeitverlauf nehmen sowohl inländische Erzeugung als auch Importe deutlich zu. Ab dem Ende der 2030er Jahre steigt allerdings auch die Wasserstoffnachfrage in den europäischen Nachbarstaaten, sodass auch die heimische Produktion weiter ausgebaut wird. Im Zieljahr 2045 deckt diese 13 % der gesamten Wasserstoffnachfrage. Mit 47 % (214 TWh) haben Importe aus dem europäischen Ausland den größten Anteil an der deutschen Wasserstoffversorgung. Darüber hinaus werden große Mengen Wasserstoff per Pipeline aus Nordafrika, Osteuropa (Russland und Ukraine) sowie der Türkei importiert.[50]

Die Herstellung synthetischer Energieträger benötigt große Mengen erneuerbaren Stroms. Die Produktion in Deutschland ist aufgrund im Vergleich geringer EE-Verfügbarkeiten relativ teuer, außerdem ist die verfügbare Fläche für den Zubau erneuerbarer Energien begrenzt. PtL-Energieträger können aufgrund ihrer hohen Energiedichte und ihres Aggregatszustands günstig transportiert werden. Im KN100-Szenario werden diese daher aus weiter entfernten Weltregionen importiert. Besonders der mittlere Osten bietet sich hier auf Grund seiner sehr guten PV-Bedingungen sowie dem relativ kurzen Transportweg nach Europa als Herkunftsregion an. Auch in Südamerika - insbesondere Chile und Kolumbien - und Australien befinden sich große Erzeugungspotenziale und günstige Bedingungen für Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Im KN100-Szenarion stammen im Jahr 2045 sämtliche PtL-Importe aus diesen drei Weltregionen. Die Importe aus dem Nahen Osten machen 75 % aller Importe aus. Weitere 15 % stammen aus Südamerika und die verbleibenden 10 % aus Australien.

2.4.8 Verfügbarkeit und Einsatz biogener Energieträger

Biogene Energieträger wie Biomethan, aber auch flüssige Kraft- und Brennstoffe wie Biodiesel, Bioethanol und biogenes Heizöl können in den Endverbrauchssektoren zur Substitution konventioneller Brenn- und Kraftstoffe eingesetzt werden. Im Gebäude- und im Industriesektor werden außerdem feste Biomassen (vornehmlich Holz) zur Heizung oder Befeuerung von Prozessen

[50] Unter Berücksichtigung Annahmen zu Wasserstofftransportkosten ist der Import von Wasserstoff per Pipeline aus diesen Regionen kostengünstiger als der Schiffstransport aus weiter entfernten Regionen. Eine Übersicht über die zugrunde liegenden Annahmen und weitere Studienergebnisse wird separat zum Download bereitgestellt.

eingesetzt. Im Energiesektor werden Rohbiogas und Biomethan sowie feste Biomassen zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Im Jahr 2018 wurden etwa 270 TWh biogene Energieträger genutzt. Ein Großteil davon entfällt auf feste Biomassen, die vor allem in der Gebäudewärme eingesetzt wurden und auf Biogas, das vor allem als Rohbiogas direkt zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt wurde. Flüssige Biokraftstoffe mit Einsatz im Verkehrssektor machen lediglich etwa ein Zehntel aus. Die Biomassepotenziale steigen im KN100-Szenario langfristig an, allerdings gibt es eine Verlagerung von flüssigen Bioenergieträgern hin zu festen Biomassen. Auch der Einsatz in den einzelnen Sektoren verändert sich im Zeitverlauf, vor allem, weil im Jahr 2030 signifikante Mengen Bioenergieträger zur Erreichung der Sektorziele in den Endverbrauchssektoren eingesetzt werden.

Verfügbarkeit biogener Energieträger

Ein Großteil der Bioenergie stammt aus dem Anbau von Energiepflanzen in Deutschland oder den heimischen Wäldern. Das heimische Bioenergiepotenzial im KN100-Szenario ist Ergebnis der Modellierung aus Öko-Institut-Kurzgutachten (2021). Die Flächenkulisse für den Anbau von Energiepflanzen, aber auch das Potenzial zur Entnahme von Holz aus dem Wald wird durch Maßnahmen zum Schutz und Ausbau der natürlichen Kohlenstoffsenke bedingt. Natürliche Senken werden im sog. LULUCF[51]-Sektor bilanziert, in dem Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft zusammengefasst sind. Laut Klimaschutzgesetz der Bundesregierung soll der LULUCF-Sektor im Jahr 2045 eine Senkenleistung von -40 Mio. t. CO_2e erreichen. Der Großteil der Senkenleistung im LULUCF-Sektor wird durch Wälder erbracht, die CO_2 in Bäumen und Boden binden. Um die Waldsenke zu erhalten und zu stärken ist eine Aufforstung, also die Umwandlung von Ackerland in Wald sowie die Extensivierung der Holzentnahme nötig. Auch die Wiedervernässung entwässerter, landwirtschaftlicher Moorböden ist eine wirksame Klimaschutzmaßnahme.

Auch die Flächennutzung der Landwirtschaft begrenzt die Fläche, die für den Anbau von Energiepflanzen verfügbar ist. Der Flächenbedarf der Landwirtschaft nimmt annahmegemäß[52] leicht ab, da in der langen Frist Tierbestände reduziert und weniger Futterflächen benötigt werden. So gehen Milchkuh-, Rinder- und Schweinebestände bis zum Jahr 2045 um ca. ein Viertel zurück, Geflügelbestände jedoch nur um 3 %. Im Gegenzug steigt der Verzehr pflanzlicher und synthetischer Ersatzprodukten für Fleisch und Milch deutlich an.

In Summe bleibt die Anbaufläche für Bioenergie-Rohstoffe in Deutschland in etwa konstant. Das heimische Bioenergiepotenzial steigt trotzdem von ca. 270 TWh im Jahr 2018 auf bis zu 331 TWh im Jahr 2040. Danach sinkt das heimische Angebot auf ca. 315 TWh/a.

Der Anstieg der Bioenergiepotenziale ist vor allem auf die steigende Verfügbarkeit fester Biomasse zurückzuführen. Da ein Umbau der Wälder hin zu Laub- und Mischwäldern stattfindet, bleibt das Potenzial für Waldholz bis 2035 in etwa auf heutigem Niveau. Ab 2040 sinkt die verfügbare Menge

[51] LULUCF steht für „Land use, land use change and forestry".
[52] Der Transformationspfad des Landwirtschaftssektors und die damit einhergehenden Flächenentwicklungen basieren auf der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* (Prognos, Öko-Institut & Wuppertal-Institut, 2021).

an Waldholz, um die Senkenleistung des Waldes zu erhalten. Gleichzeitig steigt allerdings das Potenzial von Holz aus Kurzumtriebsplantagen von ca. 1 TWh/a auf über 70 TWh/a ab 2040.

Der Anbau von Energiepflanzen für die Gewinnung von biogenen Kraftstoffen steigt bis 2030 an, geht dann aber langfristig zurück, da auch die Nachfrage nach flüssigen Kraftstoffen im Zuge der Elektrifizierung im Verkehrssektor sinkt. Die freien Flächen werden auf Kurzumtriebsplantagen umgestellt.

Das heimische Biogaspotential steigt mittelfristig zunächst an, geht aber bis 2045 aber leicht zurück. Dabei geht der Anbau von Energiepflanzen für die Biogasgewinnung zurück. Beim Abfall-, Klär- und Deponiegas sowie bei der Gewinnung von Biogas aus Gülle gibt es bis 2030 einen leichten Anstieg, danach sind die Potenziale etwa konstant.

Neben den heimischen Potenzialen, deren Entwicklung in Öko-Institut-Kurzgutachten (2021) noch einmal detailliert beschrieben wird, werden zusätzliche Bioenergiepotentiale aus Importen unterstellt. Annahmegemäß können 12 TWh/a Biodiesel und 10 TWh/a feste Biomassen aus dem europäischen Ausland importiert werden, dies entspricht in etwa dem heutigen Niveau. Für aufbereitetes Biomethan wird bis 2030 ein Importpotential von 10 TWh/a unterstellt, langfristig wird ein Anstieg auf 20 TWh/a angenommen. Zwar wird heute Biomethan nur in geringem Umfang importiert, jedoch wird ein deutlicher Anstieg der Biomethanproduktion in Europa und in den angrenzenden Ländern erwartet. Biomethan kann theoretisch über das Gas-Fernleitungsnetz oder in flüssiger Form per LKW oder Schiff importiert werden.

Einsatz biogener Energieträger

Im Zuge der Transformationen in den Endverbrauchssektoren und im Energiesektor verändert sich die Nutzung biogener Energieträger.

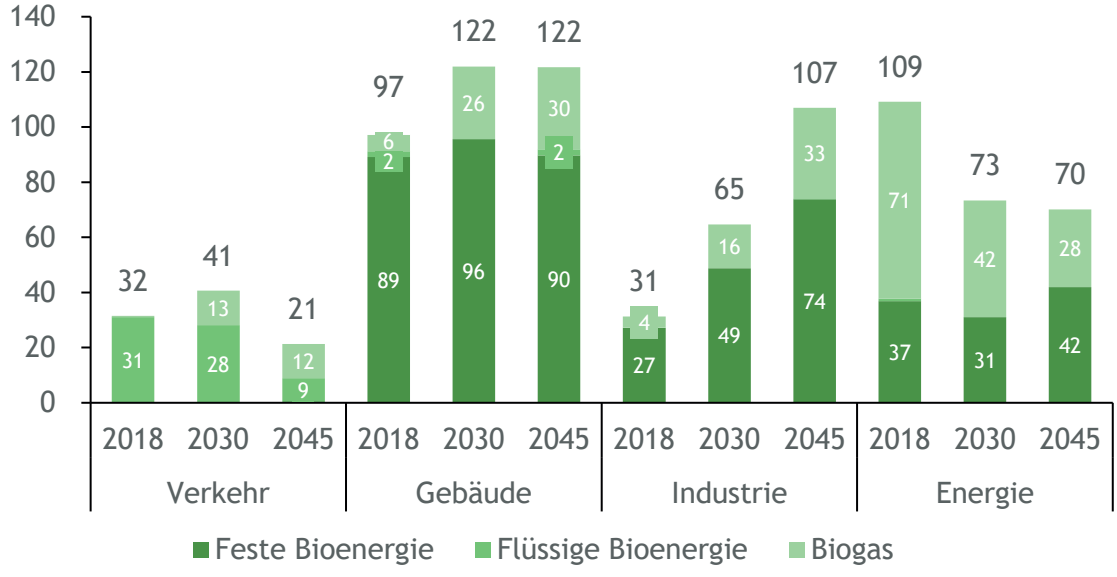


Abbildung 77: Einsatz biogener Energieträger

Wie in Abbildung 77 zu sehen ist, steigt im Gebäudesektor die Nachfrage nach Bioenergie schon bis 2030 stark an. Feste Biomasse bzw. Holz verzeichnen einen Zuwachs um ein Drittel gegenüber dem heutigen Niveau, da die Wärmeerzeugung mit Pellets oder Scheitholz für viele ältere und noch unsanierte Gebäude die günstige CO_2-Vermeidungsoption darstellt. Bis 2040 steigt die Zahl der Pelletheizungen und Einzelfeuerstätten und damit der Einsatz von Holz in der Gebäudewärme und verbleibt dann auf hohem Niveau. Die Energienachfrage nimmt dabei aufgrund von Sanierungsmaßnahmen langfristig leicht ab. Im Jahr 2030, wo das Sektorziel von 67 Mt CO_2e für den Gebäudesektor erreicht werden muss, werden Gasheizungen auch vermehrt mit Biomethan betrieben, um Emissionen zu vermeiden. Biomethan macht 2030 in etwa einen Anteil von 11 % an der Nachfrage nach methanbasierten gasförmigen Energieträgern im Gebäudesektor aus und kann über das Gasnetz an die Gebäude geliefert werden.

Auch im Industriesektor steigt die Nachfrage nach festen biogenen Brennstoffen. Dabei dient die feste Biomasse vor allem der Substitution von Kohle, Öl und Gas als Brennstoff für Hochtemperaturprozesse. Ab 2030, vor allem jedoch bis 2045 werden Verbrennungsanlagen im Industriesektor mit BECCS-Technik ausgestattet. Durch Abscheiden der – bilanziell bereits klimaneutralen – CO_2-Emissionen kann eine zusätzliche Vermeidung, d. h. Senkenleistung von bis zu -10 Mt CO_2e im Jahr 2045 erreicht werden. Auch im Industriesektor nimmt außerdem der Anteil von Biomethan zu und erreicht 2030 einen Anteil von 11 % an der Nachfrage nach methanbasierten Gasen.

Im Verkehrssektor nimmt der Einsatz von flüssigen und gasförmigen biogenen Kraftstoffen zunächst zu. Flüssige biogene Kraftstoffe spielen im Verkehrssektor vor allem im Jahr 2030 eine Rolle, wo sie zum Erreichen des Sektorziels beitragen. Im Jahr 2045 geht die Nutzung von Biodiesel und -ethanol deutlich zurück. Grund dafür ist zum einen der Rückgang bei den konventionellen Antrieben bzw. der Nachfrage nach flüssigen Kraftstoffen. Zum anderen wirkt sich das Verbot der Nutzung biogener Kraftstoffe der 1. Generation ab 2030 aus. Zwar steigt die Nachfrage nach biogenen Kraftstoffen der 2. Generation, diese werden jedoch vor allem als Gase bereitgestellt. Hier kommt Biomethan aus Gülle und Abfall zum Einsatz, welches kriterienkonform nicht aus für Futter- oder Nahrungsmittel geeigneten Pflanzen gewonnen wird.[53]

Die Nutzung von Biomethan im Verkehrssektor steigt zunächst mit dem Hochlauf gasbetriebener Verkehrsträger, insbesondere im Schwerlastbereich. 2030 wird knapp die Hälfte der Gasnachfrage (exkl. H2 bzw. nur methanbasierte Gase) durch Biomethan gedeckt. 2045 kann die gesamte verbleibende Nachfrage nach methanbasierten Gasen im Verkehrssektor biogen gedeckt werden, da diese auf Grund des Hochlaufs der Wasserstoffmobilität auf ca. 12 TWh sinkt. Im Verkehrssektor wird vor allem flüssiges Biomethan, d. h. aus dem (europäischen) Ausland importiertes Bio-LNG eingesetzt.

[53] Artikel 26, Absatz 3 der *RED II Verordnung* spezifiziert die zulässigen Anteile von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen, die aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen gewonnen werden. Zulässig ist ein Anteil der einen Prozentpunkt höher liegt als der Anteil dieser Kraftstoffe am Endenergieverbrauch im Bereich Straßen- und Schienenverkehr im Jahr 2020, höchstens jedoch 7 %. Bis 2030 werden die zulässigen Anteile auf 0 % abgesenkt.

Im Energiesektor nimmt die Nutzung biogener Brennstoffe bis 2030 zunächst leicht ab. Da im Stromsystem günstigere CO_2-Vermeidungsoptionen wie der Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen existieren, wird weniger Rohbiogas verstromt und stattdessen zunehmend zu Biomethan aufbereitet. So kann es in die Gasnetze eingespeist und in den Endverbrauchssektoren eingesetzt oder in Gaskraftwerken zur Strom- und Wärmebereitstellung genutzt werden. Insbesondere in der Wärmebereitstellung kommen langfristig feste Bioenergieträger wie Holz, aber auch biogene Abfälle zum Einsatz. Durch die Abscheidung und Speicherung des bei der Verbrennung freigesetzten CO_2 kann hier kosteneffizient CO_2 der Atmosphäre entzogen werden.

2.4.9 Treibhausgasemissionen im Energiesektor

Der Energiesektor reduziert den Ausstoß von Treibhausgasen bereits bis 2030 um 78 % gegenüber 1990. Das sektorale Klimaziel, das im Klimaschutzgesetz der Bundesregierung für den Energiesektor auf 108 Mt CO_2e festgelegt ist, wird um 4 Mt CO_2e unterschritten. Der Energiesektor übererfüllt sein Sektorziel, da in den Sektoren Landwirtschaft, Abfall und Sonstige die Sektorziele leicht verfehlt werden, und der Energiesektor dies kompensiert.

Das Gros der Emissionsreduktion im Energiesektor im Jahr 2030 wird durch eine Reduktion der Kohleverstromung (-90 % gegenüber 2018) erreicht. Im Gegenzug wird die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen in etwa verdoppelt.

Ein Teil des Rückgangs bei der Kohleverstromung wird durch einen deutlichen Anstieg der Erdgasverstromung im Jahr 2030 kompensiert. Nach 2030 geht die Stromerzeugung aus Erdgas jedoch sukzessive zurück. Gleichzeitig wächst die (klimaneutrale) Stromerzeugung aus Erneuerbaren und in wasserstofffähigen Gaskraftwerken weiter an. Auch bei der Fernwärmeerzeugung wird zunehmend auf Wasserstoff-KWK sowie Power-to-Heat-Anwendungen und erneuerbare Wärmequellen gesetzt.

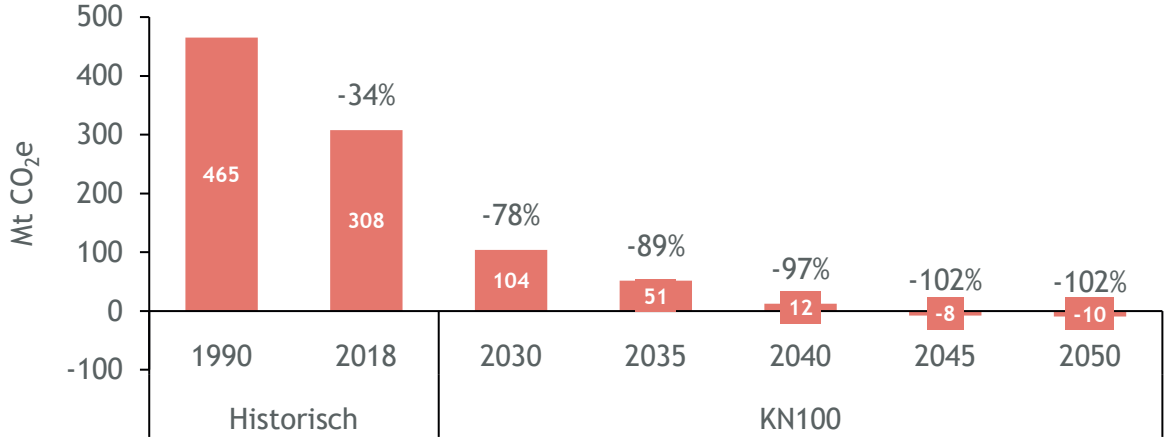


Abbildung 78: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Energiesektor

Im Jahr 2040 gibt es noch Restemissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung mit Erdgas in Höhe von ca. 10 Mt CO_2e, 2045 sind es weniger als 1 Mt CO_2e. Daneben verbleiben noch Emissionen aus der Abfallverwertung in Müllverbrennungsanlagen in Höhe von ca. 3 Mt CO_2e im Jahr 2040 und ca. 2,3 Mt CO_2e im Jahr 2045. Auch in Raffinerien und beim Transport von Gasen entstehen noch in geringem Maße Restemissionen.

Ab 2040 werden mit Biomasse betriebene Heizwerke mit BECCS-Technologie ausgestattet und können das bei der Verbrennung entstehende CO_2 direkt abscheiden. Im Jahr 2040 wird so eine Senkenleistung von -5 Mt CO_2e erreicht, 2045 sind es bereits -10 Mt CO_2e. Zusätzlich werden Müllverbrennungsanlagen mit CCS-Technologie ausgestattet, sodass die bei der thermischen Abfallbehandlung entstehenden Emissionen ab 2040 größtenteils abgeschieden werden können.

Insgesamt ist der Energiesektor damit im Jahr 2040 mit Nettoemissionen von 12 Mt CO_2e bereits nahezu klimaneutral. Im Jahr 2045 hat der Energiesektor eine negative Nettoemissionsbilanz.

2.4.10 Investitionen im Energiesektor und Energiebereitstellungskosten

Im KN100-Szenario werden signifikante Investitionen in den Umbau des Kraftwerksparks, d. h. den Zubau wasserstofffähiger Gaskraftwerke und Speicher, sowie den Ausbau der Erneuerbaren Energien, getätigt. Auch der Hochlauf der deutschen Wasserstoffwirtschaft bedeutet Investitionen in signifikanter Höhe. Der Umbau des Energiesektors hat außerdem einen Einfluss auf die Energiebereitstellungskosten, die sich bis 2045 strukturell verändern.[54]

Investitionen im Energiesektor

Ein Großteil der Investitionen im Energiesektor entfällt auf die **Stromerzeugung**. Bereits bis zum Jahr 2030 sind signifikante Investitionen notwendig, um die wachsende Stromnachfrage zu decken und gleichzeitig das Minderungsziel des Energiesektors zu erreichen.

Bereits in der kurzen Frist wird die Erzeugung aus konventionellen Energieträgern wie Erdgas und Kohle deutlich reduziert. Gleichzeitig erfolgt ein schneller Ausbau bei den Erneuerbaren Energien. Diese Entwicklung setzt sich bis 2045 fort: Die installierte Leistung der Erneuerbaren vervierfacht sich in etwa. Zusätzlich werden Flexibilitäten wie Batteriespeicher und wasserstofffähige Gaskraftwerke ausgebaut. Insgesamt sind 2045 Batteriespeicher mit einer Kapazität von 15 GW und 50 GW wasserstofffähige Gaskraftwerke am Markt aktiv. Im Jahr 2045 sind nahezu keine Bestandskraftwerke aus dem Jahr 2021 mehr im System. Erdgas- bzw. methanbefeuerte Gaskraftwerke verbleiben lediglich mit einer Kapazität von 9 GW und erfüllen vor allem eine Back-up-Funktion.

Für den Umbau des Kraftwerksparks werden – inklusive ohnehin anfallender Ersatzinvestitionen - bis 2045 rund 522 Mrd. EUR investiert. Dabei werden technologieübergreifend deutliche

[54] Alle Kostenangaben beziehen sich auf reale Werte (Basisjahr 2018).

Kostendegressionen unterstellt.[55] Etwa 450 Mrd. EUR entfallen auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland, d. h. vor allem auf Windenergie und PV. Die restlichen 72 Mrd. EUR entfallen auf steuerbare Kraftwerke und Flexibilitäten. Zum Vergleich: Laut *Monitoringbericht zur Energiewende* (BMWi, 2021) wurden in Deutschland zwischen 2000 und 2019 insgesamt ca. 235 Mrd. EUR in Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien investiert.

Der Hochlauf der nationalen Wasserstoffwirtschaft erfordert signifikante Investitionen in Elektrolyseure, in Höhe von insgesamt 12 Mrd. EUR bis 2045. Auch hier werden deutliche Kostendegressionen unterstellt.

Bereits bis 2030 werden wie in der nationalen Wasserstoffstrategie geplant bereits Elektrolyseure mit einer elektrischen Anschlussleistung von insgesamt 5 GW zugebaut. Bis 2045 beträgt die installierte Elektrolyse-Leistung insgesamt 24 GW. Langfristig werden etwa 13 % der deutschen Wasserstoffnachfrage aus Elektrolyse in Deutschland gedeckt. Ein Großteil des Wasserstoffs wird aus dem europäischen Ausland sowie ab 2040 zunehmend auch aus dem außereuropäischen Ausland importiert. PtL werden im KN100-Szenario ausschließlich aus dem Ausland importiert. Auch in den Herkunftsländern von Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukten sind daher signifikante zusätzliche Investitionen in die Wasserstoffwirtschaft sowie in den Ausbau Erneuerbarer Energien nötig.

Abbildung 79 zeigt die durchschnittlichen jährlichen Investitionen in den Kraftwerkspark und die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland. Bereits zwischen 2021 und 2030 sind signifikante Investitionen vor allem im Bereich der Erneuerbaren zu tätigen. Treiber ist hier neben den Emissionsminderungszielen vor allem der Anstieg der Stromnachfrage, die zwischen 2019 und 2030 um 21 % wächst. Zusätzlich werden wasserstofffähige Gaskraftwerke zugebaut, die den Rückgang von gesicherter Leistung bei den Kern- und Kohlekraftwerken kompensieren. Außerdem fallen für den Zubau von 5 GW Elektrolyseleistung bis 2030 durchschnittlich Investition in Höhe von 0,2 Mrd. EUR/Jahr an. Diese Investitionen werden insbesondere ab 2025 getätigt.

Nach 2030 steigen die jährlichen Investitionen mit dem Fortschreiten der Transformation der Energieversorgung weiter an. Zentrale Treiber sind weiterhin Investitionen in Erneuerbare Energien, die für die Emissionsminderung bei weiter steigender Stromnachfrage aus Endverbrauch und Elektrolyse erforderlich sind. Weiterhin sind für die Investitionstätigkeit in Erneuerbare nach 2030 auch zunehmend Ersatzinvestitionen für altersbedingt stillgelegte Anlagen von Bedeutung. Auch die Investitionen in steuerbare Kraftwerke, insbesondere wasserstofffähige Gasturbinen, steigen zwischen 2031 und 2040 an. Denn der Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung steigt, während sowohl Kohle-, als auch konventionelle Gaskraftwerke, substituiert werden müssen.

[55] Eine Übersicht der zugrundeliegenden Annahmen zu Investitionskosten wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

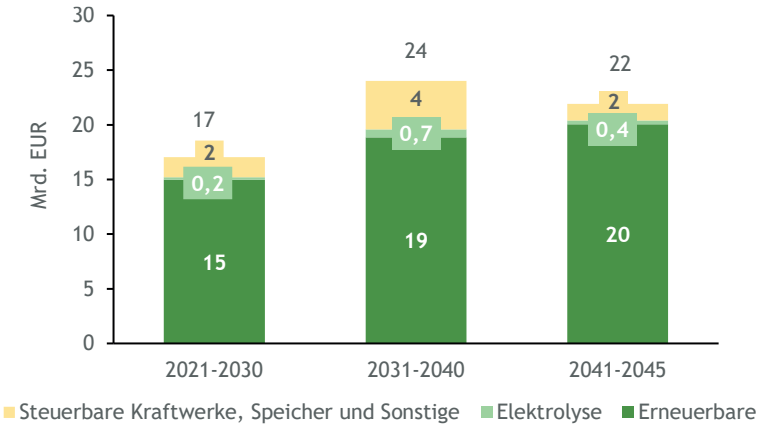


Abbildung 79: Jährliche durchschnittliche Investitionen im Energiesektor in Deutschland

Der Hochlauf der nationalen Wasserstoffwirtschaft findet vor allem zwischen 2031 und 2040 statt, in diesem Zeitraum wird 18 GW Elektrolyseleistung zugebaut. Daher liegen die durchschnittlichen Investitionen in Elektrolyseure in dieser Dekade am höchsten. Nach 2040 kommt es bei den Erneuerbaren weiterhin zu hohen Investitionsbedarfen. Dies ist insbesondere durch Ersatzinvestitionen sowie den zusätzlichen Ausbau von vor allem Wind Offshore und PV begründet.

Verglichen mit den Summen, die in Deutschland in der Vergangenheit in Erneuerbare Energien investiert wurden, sind die jährlichen Investitionen im KN100-Szenario in den nächsten drei Dekaden auf einem hohen Niveau – insbesondere vor dem Hintergrund der unterstellten Kostendegressionen bei den Investitionskosten. Ähnlich hohe Investitionen gab es in der Vergangenheit nur in den Jahren 2009 bis 2012, in denen die installierte EE-Leistung von 38 auf 67 GW nahezu verdoppelt wurde. In diesem Zeitraum betrugen die jährlichen Investitionen in Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien teilweise mehr als 20 Mrd. EUR. Danach sind die Investitionen aufgrund von niedrigeren Kosten durch Lerneffekte und weniger Zubau stark gesunken. 2019 wurden insgesamt nur knapp 7 Mrd. EUR in Erneuerbare investiert.

Energiebereitstellungskosten

Mit der Erzeugungsstruktur verändern sich auch die **Strombereitstellungskosten,** die sich aus den Großhandelsstrompreise, den Umlagen von Finanzierungslücken für Erneuerbare und Spitzenlastkraftwerken sowie den Verteilungs- bzw. Netzkosten zusammensetzen. Die Strombereitstellungskosten werden in Abbildung 80 für die Jahre 2030 und 2045 dargestellt und mit den historischen Werten verglichen.

Der Großhandelsstrompreis steigt von 3,8 ct/kWh im Jahr 2019 auf 5,5 ct/kWh im Jahr 2030 an. Der Großhandelsstrompreis für die Jahre 2030 und 2045 ist Ergebnis der Marktmodellierung und entspricht den Grenzkosten des – im Sinne der Grenzkosten - teuersten eingesetzten Kraftwerks.

Grund für den Anstieg sind zum einen die Entwicklungen bei der Stromnachfrage, die 2030 bereits um 21 % höher liegt als noch 2019. Zusätzlich geht die Kohleverstromung stark zurück. Importe aus den Nachbarländern und Gaskraftwerke sind daher öfter preissetzend. Gaskraftwerke verzeichnen dabei annahmegemäß steigende Brennstoffkosten. Im Jahr 2045 geht der Großhandelsstrompreis leicht zurück und beträgt noch 4,1 ct/kWh. Grund für den Rückgang ist vor allem der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Stagnation der

Stromnachfrage. Am Großhandel kommt es aufgrund der Gleichzeitigkeit der Erzeugung vermehrt zu Nullpreisen.

Die grenzkostenbasierten Strompreise ermöglichen keine vollständige Refinanzierung der Erzeugungsanlagen, sodass sich auch in Zukunft ein Förderungsbedarf ergibt. Die Finanzierungslücke ist darauf zurückzuführen, dass ein Teil des Zubaus nicht marktlich, sondern durch politische Zielvorgaben getrieben ist. Besonders das Offshore-Ausbauziel der EU, aber auch die Vorgaben zur Biomasseverstromung wirken sich hier aus. Zusätzlich entsteht mittelfristig ein Förderbedarf aufgrund der verbleibenden EEG-Bestandsanlagen.

Im Jahr 2045 ist außerdem aufgrund der Gleichzeitigkeit der Erzeugung aus erneuerbaren Energien ein sinkender Marktwert zu beobachten. Dies kann zum Beispiel bei Windenergieanlagen, die üblicherweise gleichzeitig produzieren und tendenziell geringe Großhandelsstrompreise verursachen, auftreten. Im Jahr 2045 ist jedoch die Förderung für EEG-Bestandsanlagen ausgelaufen, sodass der Refinanzierungsbedarf für EE-Anlagen insgesamt geringer ausfällt als im Jahr 2030.

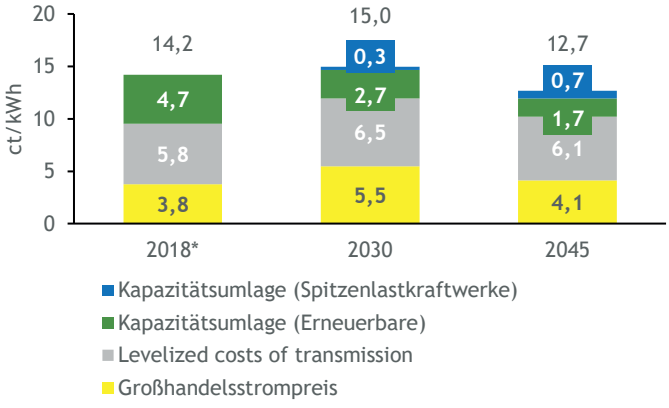


Abbildung 80: Entwicklung der Strombereitstellungskosten

*Die historischen Daten für die LCOT und die Kapazitätsumlage für Erneuerbare wurden basierend auf den Netzentgelten und der EEG-Umlage des Jahres 2018 geschätzt.

Im Jahr 2030 ergeben sich Zusatzkosten für die Refinanzierung von EE-Anlagen in Höhe von 2,7 ct/kWh. Bis 2045 sinken die zusätzlichen Kosten auf 1,7 ct/kWh. Die hier berechnete EE-Kapazitätsumlage lässt sich dabei nicht direkt mit der heute erhobenen EEG-Umlage vergleichen, da von den bestehenden Ausnahmeregelungen des *EEG*, die einen Teil des Letztverbrauchs von der Umlage befreien, abstrahiert wird. Im Unterschied zur EEG-Umlage wird der gesamte Stromverbrauch der Endenergiesektoren als Bezugsgröße zugrunde gelegt (siehe Infobox 11). Würden bestimmte Teile der Stromnachfrage von der Kapazitätsumlage befreit, würde diese für die übrigen Nachfragegruppen ansteigen.

Auch für steuerbare Kraftwerke ergibt sich 2030 eine Finanzierungslücke von 1,9 Mrd. EUR und 5,6 Mrd. EUR im Jahr 2045. Die Finanzierungslücke entsteht vor allem für Spitzenlast-Kraftwerke, die sich über die ermittelten Großhandelsstrompreise nicht vollständig refinanzieren können. Die Kapazitätsumlage für Spitzenlastkraftwerke beträgt bei Umlage der Deckungsbeiträge auf den gesamten Letztverbrauch 0,3 ct/kWh im Jahr 2030 und 0,7 ct/kWh im Jahr 2045.

Infobox 11: Umlage von Finanzierungslücken

Im KN100-Szenario werden Investitionen in EE-Anlagen nicht vollständig am Strommarkt refinanziert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Zubau zu einem gewissen Teil nicht marktlich getrieben ist, sondern politischen Zielvorgaben folgt.

Die fehlenden Deckungsbeiträge könnten bspw. nach Vorbild der EEG-Umlage auf Stromnachfrage umgelegt werden, die als Aufschlag auf den Strompreis für Letztverbraucher erhoben wird. Mithilfe der EEG-Umlage werden die Finanzierungskosten der EEG-Förderung umgelegt, d. h. die fehlenden Deckungsbeiträge, die sich anhand der garantierten Vergütungssätze für Stromerzeugung ergeben. Allerdings sind einige Letztverbraucher wie z. B. stromintensive Produktionsprozesse oder Schienenbahnen von der EEG-Umlage befreit. Auch die Eigenstromproduktion aus Bestandsanlagen und kleinen EE-Anlagen ist von der Umlagepflicht ausgenommen. Die Höhe der von nichtbefreiten Letztverbrauchern zu entrichtender Umlage ist also stark abhängig von der Größenordnung befreiter Verbräuche. Im Jahr 2018 lag die EEG-Umlage für nichtbefreite Letztverbraucher bei 6,79 ct/kWh. Für die Jahre 2021 und 2022 ist allerdings eine Deckelung der EEG-Umlage auf 6,5 ct/kWh und 6,0 ct/kWh beschlossen. Auch wird das Instrument EEG-Umlage als solches wiederholt diskutiert und eine Abschaffung erwägt. Als arbeitspreisbasierte Umlage verteuert sie den Strombezug und ist damit ein potenzielles Hindernis für Elektrifizierung.

Eine realistische Fortschreibung der EEG-Umlage ist aufgrund der regulatorisch bestimmten Umlagensystematik nur schwer möglich. Trotzdem ist die Einordnung von Finanzierungslücken wichtig, um die tatsächlichen Energiebereitstellungskosten, die über den Großhandelsstrompreis hinausgehen, abzuschätzen. Daher wird für EE-Anlagen eine durchschnittliche Kapazitätsumlage berechnet, indem die fehlenden Deckungsbeiträge auf den gesamten Letztverbrauch, d. h. ohne Befreiung einzelner Verbraucher oder Eigenversorger, umgelegt werden. Dabei werden sowohl Finanzierungslücken für Neuanlagen als auch Kosten für EEG-Altanlagen berücksichtigt. Anhand des resultierenden Arbeitspreises lassen sich die zusätzlichen Energiebereitstellungskosten abschätzen. Je nach Umlagensystematik könnte diese jedoch für einzelne Verbraucher höher oder niedriger ausfallen

Auch für typische Spitzenlastkraftwerke, vor allem offene Gasturbinen, kann keine vollständige Refinanzierung erreicht werden. Diese werden im KN100-Szenario vor allem als Back-up bzw. Reserve zugebaut. Für Spitzenlastkraftwerke wird analog zur EE-Kapazitätsumlage ein arbeitspreisbasierter Aufschlag auf die Energiebereitstellungskosten berechnet. Auch hier wird die Finanzierungslücke auf den gesamten Letztverbrauch umgelegt.

Im Gegensatz zur EEG-Umlage bei den Erneuerbaren gibt es heute kein Instrument für die Refinanzierung von Spitzenlastkraftwerken. Diese refinanzieren sich am Markt oder nehmen an einem der bestehenden Reservemechanismen teil, deren Kosten über die Netzentgelte auf den Letztverbrauch umgelegt werden. Es bleibt daher zu klären, in welcher Form Investitionen in Spitzenlastkraftwerke künftig angereizt und refinanziert werden.

Neben den Erzeugungskosten fallen auch Kosten für die Verteilung von Strom an. Die Kosten für die Verteilung setzen sich zusammen aus den Kapital- und Betriebskosten der Verteil- und Übertragungsnetze und werden für die vorliegende Studie als durchschnittliche Transportkosten für Strom je Kilowattstunde Letztverbrauch (engl.: levelized costs of transport, LCOT) ausgewiesen. Der im KN100-Szenario notwendige Netzausbau wurde vom Institut ef.Ruhr im Rahmen einer Netzausbaumodellierung ermittelt (siehe Kapitel 2.7.1).

Die Netzkosten im KN100-Szenario steigen im Zeiterlauf an, da der Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Elektrifizierung im Endverbrauch einen Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze erfordert. Insgesamt werden im KN100-Szenario bis 2045 Investitionen in die Stromnetze in Höhe von insgesamt ca. 345 Mrd. EUR bis 2045 getätigt. Die Kosten enthalten dabei allerdings nur die Kosten für Leitungen, Kosten für Sekundärtechnologie (Stationen, Transformer, Kompensationsanlagen, etc.) sind nicht enthalten.

Auf die Übertragungsnetze entfallen dabei 162 Mrd. EUR, inklusive der Offshore-Netzanschlusskosten. Die Investitionen in Offshore-Netzausbau allein betragen knapp 69 Mrd. EUR bis 2045. In den Verteilnetzen erfolgen im KN100-Szenario Netzinvestitionen in Höhe von 183 Mrd. EUR bis 2045. Der Großteil des Netzausbaus erfolgt jeweils bis 2030.

Aus diesem Grund steigen die LCOT bis 2030 von schätzungsweise 5,8 ct/kWh im Jahr 2018 auf 6,5 ct/kWh, wenn die Netzkotzen auf den gesamten Endverbrauch umgelegt werden. Bis 2045 sinken die LCOT dann wieder auf 6,1 ct/kWh, weil die jährlichen Investitionen nach 2030 etwas geringer ausfallen. Dieser Arbeitspreis lässt sich nicht direkt mit dem heute durch Letztverbraucher zu entrichtenden Netzentgelt vergleichen. Die Netzentgelte dienen zwar der Refinanzierung von Netzkosten, allerdings erfolgt die Berechnung anhand der Netzentgeltsystematik, die für unterschiedliche Verbraucher ganz unterschiedliche Komponenten vorsieht (siehe Infobox 12).

Infobox 12: Umlage von Netzkosten

Die Kosten für die Stromnetzinfrastruktur werden heute als Netzentgelte auf den Letztverbrauch, exklusive der Eigenproduktion, umgelegt. Die Wälzungssystematik ist in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) festgelegt. Die Netzentgelte beinhalten verschiedene Komponenten (Arbeitspreis, Grundpreis, Leistungspreis), die sich je Netzgebiet und Anschlussebene unterscheiden. In der Niederspannung, wo private Haushalte und kleine Gewerbe angeschlossen sind, überwiegt üblicherweise der Arbeitspreis, zusätzlich wird ein Grundpreis erhoben. Industrielle Verbraucher entrichten einen Arbeits- und einen Leistungspreis. Es gibt zusätzlich Sondermodelle für den sogenannten atypischen Letztverbrauch. Beispielsweise entrichten Unternehmen mit einer Abnahme von mehr als 10 GWh und mehr als 7.000 Benutzungsstunden ein reduziertes Netzentgelt.

Die Netzentgeltsystematik steht aufgrund ihrer Komplexität und auch aufgrund der entstehenden Anreize für Letztverbraucher in der Kritik. Zahlreiche Forschungsvorhaben beschäftigen sich mit einer

Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. Auch sieht der Koalitionsvertrag der auslaufenden Legislaturperiode zwischen SPD und CDU/CSU eine Reform der Netzentgeltsystematik vor, die allerdings bisher nicht umgesetzt wurde.

Aufgrund der Komplexität und des Reformbedarfs ist eine Fortschreibung der Wälzungslogik im Rahmen dieser Studie nicht zielführend. Wie auch für die Gasnetzinfrastruktur werden daher durchschnittliche Transportkosten, die levelized costs of transport (LCOT) berechnet. Auch wenn keine Netzentgelte im Sinne der aktuellen Wälzungssystematik ermittelt werden können, sind Netzkosten doch ein nicht zu vernachlässigender Teil der Energiebereitstellungskosten. Diese ergeben sich als Quotient aus den annualisierten Netzkosten (Betriebs- und Kapitalkosten) und des gesamten Letztverbrauchs. Dabei wird die Befreiung der Eigenproduktion, sowie Netzentgeltreduktionen nicht berücksichtigt. Auch die Aufteilung auf die Komponenten Arbeitspreis, Grundpreis und Leistungspreis wird nicht vorgenommen.

Für die Berechnung der annualisierten Investitionen sind einige Annahmen zu treffen. Die Neuinvestitionen, die in einer Zusatzbetrachtung durch ef.Ruhr ermittelt wurden, werden gleichmäßig auf die Zeiträume zwischen 2021 und 2030 bzw. 2030 und 2045 verteilt. Unter Berücksichtigung einer Lebensdauer von 40 Jahren werden die Annuitäten berechnet. Die Verzinsung entspricht dem gewichteten Mittelwert aus dem Eigenkapital- und Fremdkapitalverzinsung, den die Netzbetreiber laut Anreizregulierung veranschlagen dürfen. Die Kapitalkosten für Altanlagen werden basierend auf Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur zu den durchschnittlichen Netzentgelten und einzelnen Netzkostenbestandteilen geschätzt. Dabei wird angenommen, dass Altanlagen eine Lebensdauer von 50 Jahren haben und gleichverteilt abgeschrieben werden. Die Modellergebnisse von der ef.Ruhr beinhalten keine reinen Ersatzinvestitionen, diese werden in diesem Ansatz daher vernachlässigt.

Auch die Abschätzung der Netzbetriebskosten verlässt sich auf eine Anzahl von Annahmen. Im Übertragungsnetz wird das historische Verhältnis der Wartungskosten zu den Kapitalkosten fortgeschrieben. Die Kosten für Regelenergie, Redispatch, Reservevorhaltung und Netzverluste werden auf dem Niveau des Jahres 2018 eingefroren. Im Verteilnetz wird einem Verhältnis von Betriebs- und Kapitalkosten von etwa 2:3 ausgegangen, das fortgeschrieben wird.

Die so ermittelten jährlichen Netzkosten stellen also lediglich eine grobe Abschätzung dar. Aufgrund der Vernachlässigung von Ersatzinvestitionen, aber auch möglicher Entwicklungen beim Redispatch bzw. Einspeisemanagement werden die Kosten tendenziell unterschätzt.

Bei der Ermittlung der LCOT wird von einer Umlage auf den gesamten Letztverbrauch ausgegangen. Im Übertragungsnetz entspricht dies der gesamten Stromnachfrage aus den Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude. Für das Verteilnetz wird davon ausgegangen, dass zwar alle privaten Verbraucher, Gewerbe und Industrien jedoch nur teilweise am Verteilnetz angeschlossen sind. Die Verteilnetzkosten werden daher nur auf etwa 95 % des Letztverbrauchs umgelegt, dieser Anteil entspricht in etwa den 2018 aus dem Verteilnetz entnommenen Strommengen.

Die für das historische Jahr 2018 approximierten LCOT betragen 5,4 ct/kWh. Sie liegen unter den durchschnittlichen Netzentgelten, die im gleichen Jahr von Haushalten bezahlt wurden (7,19 ct/kWh), was auf die ungleich größere Umlagebasis zurückzuführen ist.

Für die **Bereitstellungskosten für Wasserstoff** sind sowohl die heimischen Produktionskosten als auch die Kosten für Wasserstoffimporte bedeutend. Die nationale Wasserstoffproduktion deckt langfristig um 13 % der Nachfrage, während der Rest vor allem aus dem europäischen Ausland importiert wird.

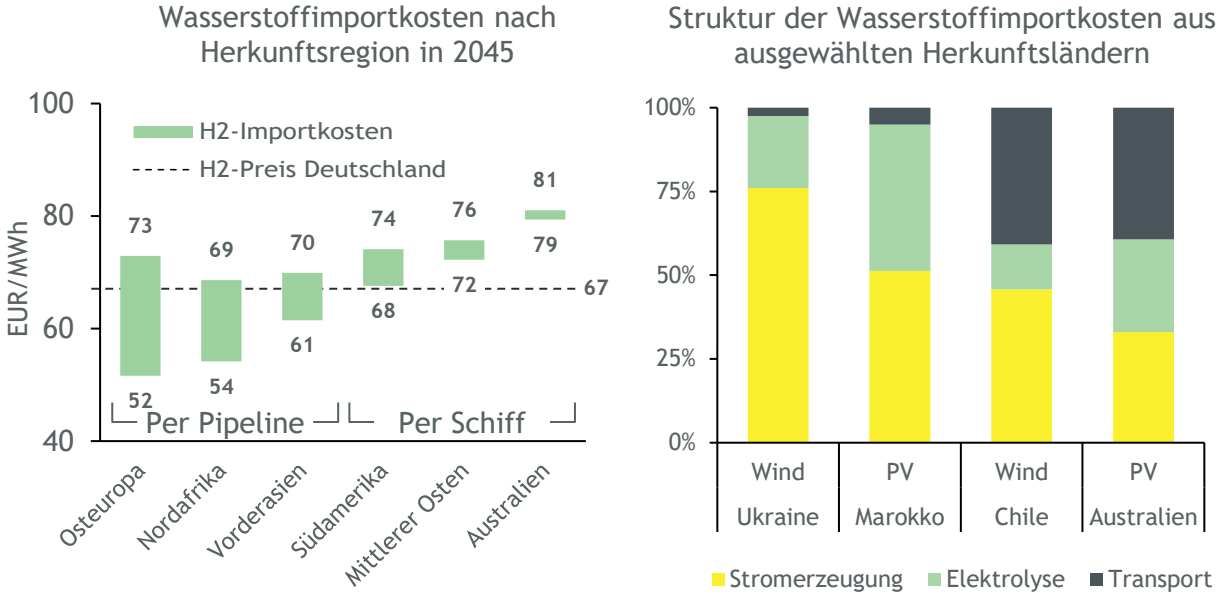


Abbildung 81: Wasserstoffimportkosten aus exemplarischen Weltregionen im Jahr 2045

Im Zuge der deutschen und europäischen Wasserstoffstrategie wird bis 2030 der Aufbau von 40 GW Elektrolysekapazität in Europa gefördert, davon 5 GW in Deutschland. Diese Anlagen können flexibel auf Strompreise reagieren und dadurch in Zeiten hoher EE-Einspeisung und geringer Strompreise Wasserstoff erzeugen. Im Mittel zahlen die Elektrolyseure in Deutschland im Jahr 2030 lediglich rd. 20 EUR/MWh für den Strombezug[56] und können zu Kosten von unter 70 EUR/MWh Wasserstoff erzeugen. Dieses Kostenniveau bleibt auch langfristig in etwa erhalten. Zwar sinken die Kapital- und Betriebskosten annahmegemäß, gleichzeitig steigt der Wasserstoffbedarf jedoch deutlich an, wodurch Elektrolyseure auch in Stunden mit höheren Strompreisen Wasserstoff produzieren. Die Volllaststunden deutscher Elektrolyseure steigen im Zeitraum von 2030 bis 2045 von rd. 2.800 h/a auf rd. 3.600 h/a. Im Zieljahr 2045 liegt der deutsche Wasserstoffmarktpreis (ohne Kosten der Verteilung) bei 67,4 EUR/MWh, was ungefähr 2,25 EUR/Kilogramm entspricht.

Große Teile des Wasserstoffbedarfs werden durch Importe gedeckt (siehe Kapitel 2.4.7). Insbesondere in Ländern außerhalb Europas herrschen bessere Bedingungen für die erneuerbare Stromproduktion. Den günstigeren Produktionsbedingungen stehen jedoch weitere Entfernungen für den Wasserstofftransport entgegen. Insbesondere für weit entfernte Länder, bei denen der Wasserstofftransport nach Deutschland per Schiff erfolgt, machen die Transportkosten einen großen Anteil an den gesamten Wasserstoffimportkosten aus. An weiter entfernt gelegenen Standorten mit guten EE-Verfügbarkeiten, bspw. in Südamerika, kann Wasserstoff zwar langfristig zu niedrigeren Kosten erzeugt werden (ca. 40 EUR/MWh). Aufgrund der hohen Kosten des

[56] Dabei wird unterstellt, dass neben den Großhandelsstrompreisen für Elektrolyseure keine weiteren Strombezugskosten anfallen.

Schiffstransports von Wasserstoff bieten sich solche Länder jedoch eher für den Import von Folgeprodukten, wie synthetischen Kraftstoffen an. Diese können aufgrund ihres Aggregatzustands und der Energiedichte gut per Schiff importiert werden.

Wasserstoff kann stattdessen günstiger aus Osteuropa, Nordafrika sowie Vorderasien bezogen werden, da hier annahmegemäß bestehende Pipelines zu vergleichsweise niedrigen Kosten umgerüstet werden können. Die günstigsten Standorte in Russland ermöglichen die Erzeugung von Wasserstoff aus Windenergie zu Kosten von 52 EUR/MWh. Auch Wasserstoff, der in Nordafrika aus PV-Strom erzeugt wird, kann zu vergleichbaren Kosten importiert werden.

Abbildung 80 gibt einen Überblick über die Höhe und Zusammensetzung von Wasserstoffimportkosten. Auf der linken Seite wird die Bandbreite der angenommenen Wasserstoffimportkosten inkl. Transport und Elektrolyse für verschiedene Weltregionen dargestellt. Für Regionen, von wo der Transport per Schiff erfolgt, liegen die Kosten jeweils deutlich höher und über dem Markpreis für Wasserstoff in Deutschland im Jahr 2045.

Rechts ist die Zusammensetzung der Wasserstoffimportkosten für vier Beispielländer im Jahr 2045 dargestellt. Auch hier ist der höhere Transportkostenanteil in weiter entfernten Regionen deutlich zu sehen. Außerdem unterscheidet sich die Kostenstruktur der Importe abhängig davon, ob der Strom mittels PV oder Windenergie erzeugt wird. Der Anteil der Stromerzeugungskosten ist geringer, wenn Photovoltaikanlagen genutzt werden. Allerdings erreichen die Elektrolyseure dann nur eine geringere Volllaststundenzahl, wodurch die Kapitalkosten der Elektrolyse stärker ins Gewicht fallen.

Power-to-Liquid

Synthetische Kraftstoffe und Brennstoffe sowie grünes Naphtha werden aus Ländern mit günstigen Bedingungen für Erneuerbare importiert. In diesen Ländern kann Wasserstoff zu Kosten von unter 50 EUR/MWh erzeugt werden. Der für die Weiterverarbeitung notwendige CO_2-Bedarf wird annahmegemäß über Direct-Air-Capture (DAC) gedeckt. Da diese Technologie stromintensiv ist, fallen auch in diesem Schritt die Stromerzeugungskosten ins Gewicht. Die Kosten des Schiffstransports nach Deutschland sind im Vergleich zu den Erzeugungskosten gering, sodass Importe über weite Strecken (bspw. aus Australien) stattfinden. Abbildung 82 stellt die Struktur der Importkosten für beispielhafte Herkunftsländer im Jahr dar.

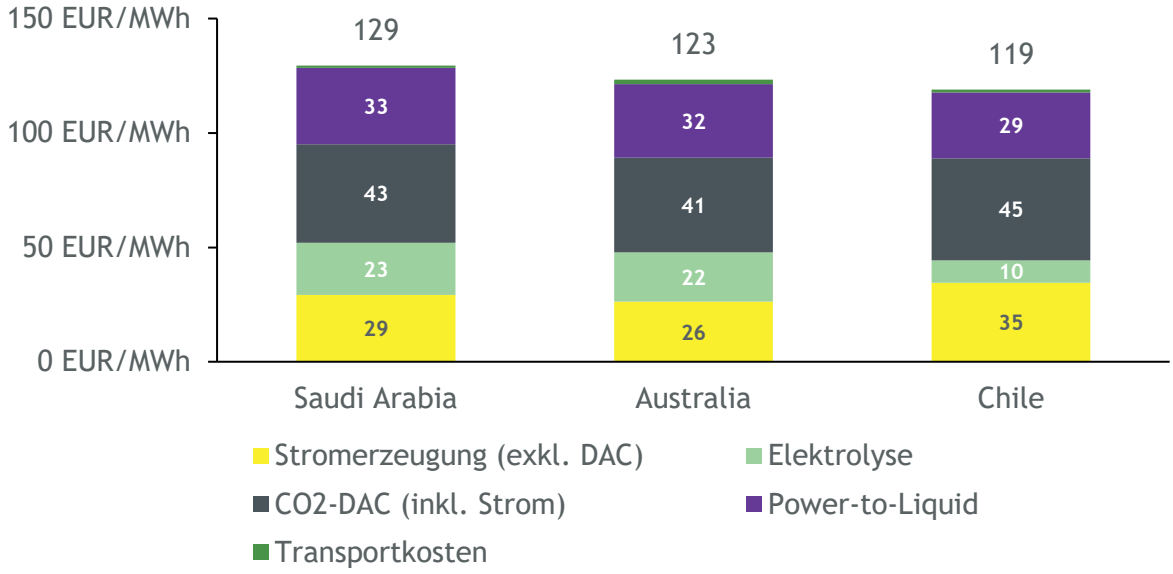


Abbildung 82: Importkosten für Power-to-Liquid aus exemplarischen Weltregionen im Jahr 2045

2.5 Primärenergieverbrauch

Der Primärenergiebedarf[57] halbiert sich bis 2045 ungefähr. Zudem werden konventionelle Energieträger zunehmend durch Erneuerbare ersetzt. Der sinkende Primärenergiebedarf ergibt sich einerseits durch abnehmende Umwandlungsverluste und andererseits aufgrund steigender Effizienzen bei den Endanwendungen sowie der Verkehrsverlagerung auf weniger emissionsintensive Verkehrsträger. Die Primärenergieeffizienzziele der Bundesregierung, welche eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs von 30 % bis 2030 und 50 % bis 2050 gegenüber 2008 (rd. 4.000 TWh) erfordern, werden leicht übertroffen.

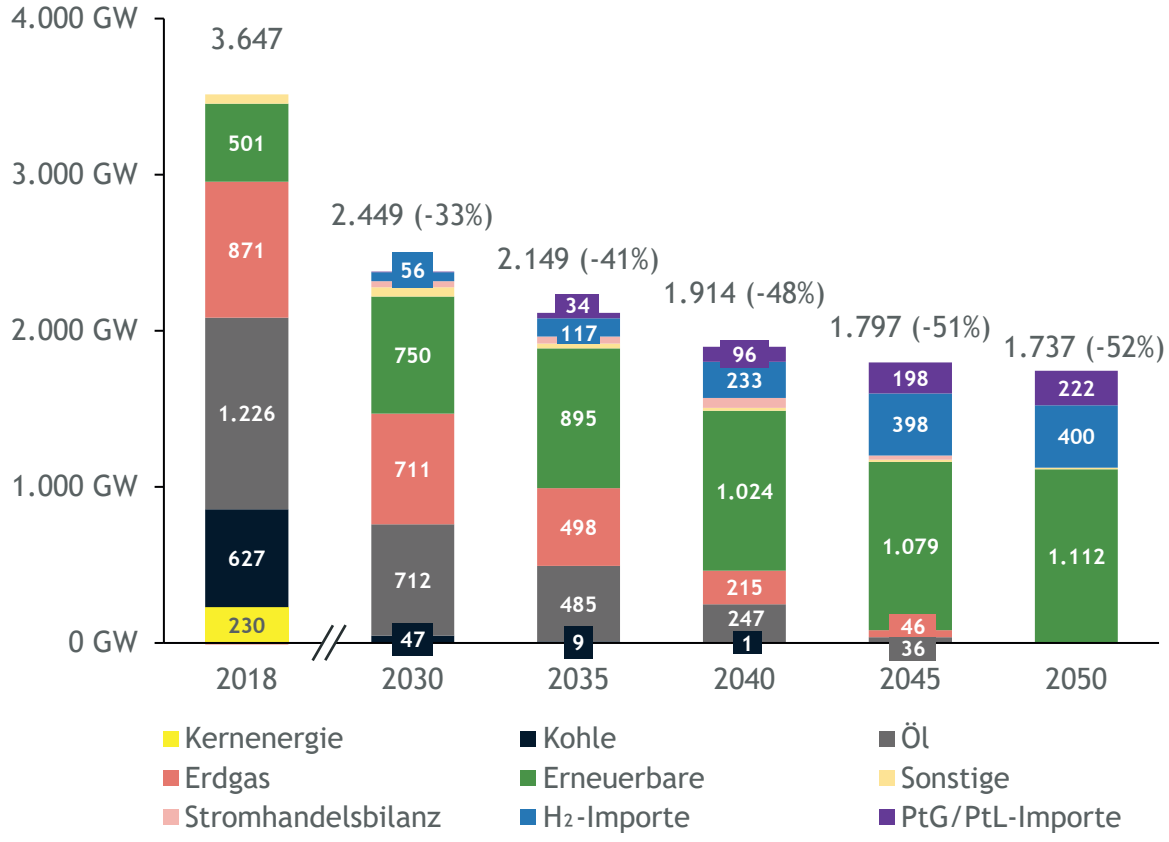


Abbildung 83: Aggregierter Primärenergieverbrauch nach Energieträgern

Der Anteil fossiler Primärenergieträger sinkt von ca. 80 % im Jahr 2018 auf 65 % im Jahr 2030. Der Bedarf nach Kohle sinkt sogar um über 90 %, was unter anderem durch die Reduktion der Kohleverstromung zu erklären ist. Die Nachfrage nach Öl geht insbesondere durch die Elektrifizierung

[57] Der Primärenergieverbrauch enthält alle nicht-erneuerbaren Primärenergienachfragen und erneuerbare Primärenergienachfragen exklusive Umgebungswärme und -kälte in Deutschland. Biogene Energieträger werden unter „Erneuerbare" subsummiert. Zusätzlich zum tatsächlichen Primärenergieeinsatz in Deutschland sind Stromimport und Importe von Wasserstoff und Folgeprodukten aufgeführt, auch wenn sie keine Primärenergieverbräuche im eigentlichen Sinne darstellen. Der (erneuerbare) Primärenergieeinsatz für die Herstellung von nach Deutschland importiertem Strom, Wasserstoff und Wasserstofffolgeprodukten wird jedoch nach der hier gewählten Bilanzierungslogik im Ausland bilanziert.

und Verkehrsverlagerung im Verkehrssektor zurück. Der Erdgasverbrauch sinkt um 18 %. Dem

Infobox 13: Entwicklung der Energieimporte

Da die heimische Förderung von Steinkohlen, Erdgas und Öl seit Jahren rückläufig ist, ist die Importabhängigkeit Deutschlands in den letzten drei Dekaden angestiegen. Aktuell werden Steinkohlen, Erdgas und Öl fast vollständig importiert. Insgesamt wurden im Jahr 2019 ungefähr drei Viertel des Primärenergieverbrauchs über Importe gedeckt. Infolge des sinkenden Einsatzes fossiler Energieträger und dem Ausbau heimischer erneuerbarer Stromerzeugung sinkt die Importabhängigkeit Deutschlands im KN100-Szenario kontinuierlich. Im Jahr 2030 machen Importe noch 65 % des Primärenergiebedarfs aus. Bis 2045 sinkt die Importabhängigkeit weiter auf 41 %. Die importierten Energieträger sind langfristig im Ausland erzeugter grüner Wasserstoff sowie entsprechende Folgeprodukte.

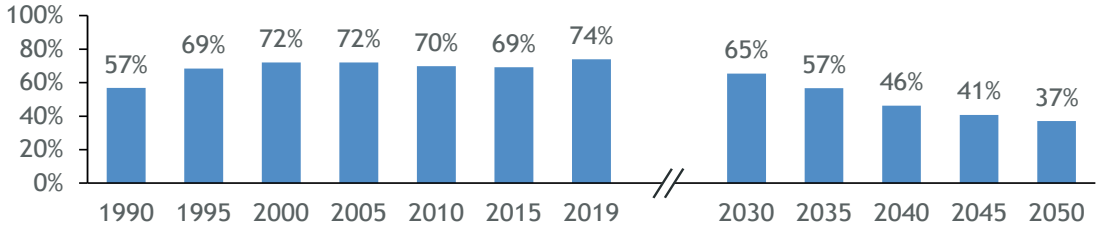


Abbildung 84: Entwicklung der Importanteile am Primärenergiebedarf

sinkenden Bedarf an fossiler Primärenergie stehen steigende Bedarfe an erneuerbaren und CO_2-armen Energieträgern gegenüber. Diese werden verstärkt zur Erzeugung von Strom- und Wärme genutzt.

Zwischen 2030 und 2045 beschleunigt sich der Rückgang fossiler Energieträger, die ab 2045 fast ausschließlich nicht-energetisch in der Industrie verwendet werden. Fossile Energieträger 2045 machen nur noch 5 % des Primärenergieverbrauchs aus. Der Bedarf nach Erneuerbaren Energieträgern sowie Importen von Wasserstoff und PtG/PtL-Brennstoffen steigt hingegen weiter.

Während Deutschland im Jahr 2019 rund 74 % seines Primärenergieverbrauchs durch Importe deckte, werden im Jahr 2045 lediglich 37 % des Primärenergieverbrauchs importiert. Der Rückgang ist auf den steigenden Anteil heimischer erneuerbarer Erzeugung zurückzuführen (siehe Infobox 12).

2.6 Treibhausgasemissionen und Senken

Die deutschen Treibhausgasemissionen sanken zwischen 1990 bis 2018 um 32 %, von 1.252[58] auf 856 Mt CO_2e (exkl. LULUCF). Die Minderung erfolgte dabei verteilt über fast alle Sektoren. Lediglich im Verkehr blieben die Emissionen auf ähnlichem Niveau, da steigende Mobilitätsbedarfe die erzielten Effizienzgewinne ausgeglichen haben. Zwischen 1991 und 2000 konnten jährlich im Schnitt 21 Mt CO_2e eingespart werden. Diese vergleichsweise hohen Minderungsraten waren jedoch auch auf Sondereffekte im Zuge der deutschen Wiedervereinigung zurückzuführen. Nach 2000 verlangsamten sich die jährlichen Einsparungen deutlich auf durchschnittlich 10 Mt CO_2e. Einsparungen erfolgten in diesem Zeitraum vorwiegend in den Sektoren Energie und Gebäude.

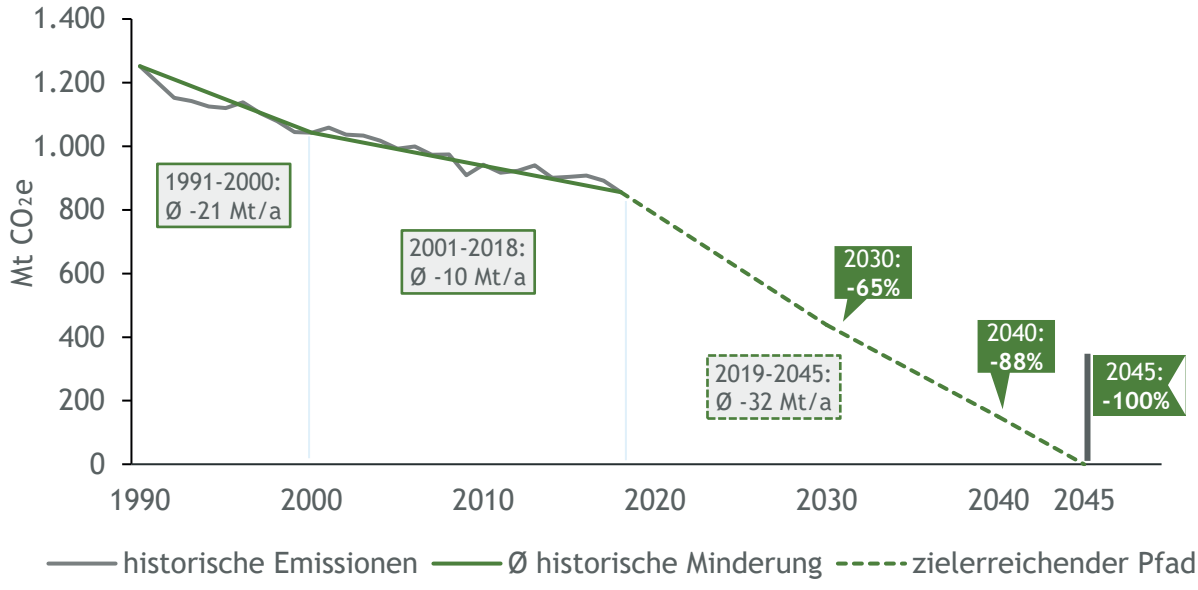


Abbildung 85: Entwicklung der nationalen Treibhausgasemissionen und Klimaziele bis 2045

Das Ziel für 2020, eine Reduktion um 40 % gegenüber 1990, wurde vor allem durch einen Corona-bedingten signifikanten Rückgang des Verkehrsvolumens und der Industrieproduktion erreicht. Für das Jahr 2021 deutet sich ein Anstieg der Emissionen und eine mögliche Verfehlung der Vorgaben des Klimaschutzgesetzes an.

Das Klimaschutzgesetz 2021 strebt das Ziel Klimaneutralität für das Jahr 2045 an. Weiterhin sollen die Emissionen bis zum Jahr 2030 um 65 % und bis zum Jahr 2040 um 88 % gegenüber 1990 sinken. Nach 2050 wird eine netto-Negativbilanz angestrebt. Um Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, müssen durchschnittlich 32 Mt CO_2e/a vermieden werden. Das bedeutet, dass die durchschnittliche jährliche Minderungsleistung im Vergleich zum Zeitraum 2001-2018 etwa verdreifacht werden muss, um die Klimaziele einhalten zu können.

[58] Die historischen Treibhausgasemissionen im Jahr 1990 beziehen sich auf das vom Umweltbundesamt ausgewiesene „Base Year“ (UBA, 2020).

Das Klimaschutzgesetz 2021 gibt weiterhin sektorspezifische Ziele für das Jahr 2030 vor. Diese geben für den Energiesektor ein Emissionsbudget von 108 Mt CO_2e, für den Industriesektor 118 Mt CO_2e, für den Verkehrssektor 85 Mt CO_2e und für den Gebäudesektor 67 Mt CO_2e vor (siehe Kapitel 1.3.2).

2.6.1 Natürliche und technische Senken

Zur Erreichung der Klimaneutralität ist neben der Reduktion des Ausstoßes von CO_2 die dauerhafte Speicherung und Nutzung von CO_2 von zentraler Bedeutung. Hierbei kann zwischen natürlichen und technischen Senken unterschieden werden.

Natürliche CO_2-Senken - LULUCF

Natürliche Senken sind Reservoire, die der Atmosphäre z. B. durch Photosynthese Kohlenstoff entziehen und diesen speichern. Zu den natürlichen Senken gehören Ökosysteme wie Wälder, Feuchtgebiete, Grünland, marine Seegraswiesen und Salzmarschen. Das CO_2 wird in der lebenden und toten Biomasse sowie in den Böden für unterschiedlich lange Zeiträume gespeichert. Die genannten natürlichen Senken sind im LULUCF-Sektor zusammengefasst, in dem Treibhausgasemissionen (inkl. Negativemissionen) aus der nicht-landwirtschaftlichen Flächennutzung bilanziert werden.

Für 2018 verzeichnet das Umweltbundesamt eine Netto-Senkenleistung von -18 Mt CO_2e im LULUCF-Sektor. Das Klimaschutzgesetz 2021 sieht vor, dass der LULUCF-Sektor im Jahr 2030 mindestens eine Senke in Höhe von –25 Mt CO_2e erreichen soll. Bis im Jahr 2040 soll diese auf -35 Mt CO_2e und 2045 auf –40 Mt CO_2e gesteigert werden. Die Senkenleistung des LULUCF-Sektors kann laut Klimaschutzgesetz 2021 für das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 angerechnet werden.

Die Projektion für den LULUCF-Sektor im KN100-Szenario wurde in Öko-Institut-Kurzgutachten (2021) modelliert und wird dort detailliert dargestellt.[59] Im KN100-Szenario wird das LULUCF-Senkenziel Jahr 2030 deutlich und im Jahr 2040 geringfügig unterschritten (Öko-Institut-Kurzgutachten, 2021). Im Jahr 2045 erreicht der LULUCF-Sektor im KN100-Szenario eine Senkenleistung von -41 Mt CO_2e und übertrifft damit das Sektorziel knapp.

[59] Die Modellierung in Öko-Institut-Kurzgutachten (2021) basiert auf den Schätzungen der Treibhausgasemissionen des Jahres 2018 aus der CRF-Submission des Jahres 2020 (UNFCC, 2020), um mit der ausstehenden Projektion der Bundesregierung zum LULUCF-Sektor konsistent zu sein. In der Submission aus dem Jahr 2020 wird für die Netto-Emissionen des LULUCF-Sektors ein Wert von -29 Mt CO_2e ausgewiesen. Hier zitiert ist die Nationale Trendtabelle für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen des Umweltbundesamtes mit Stand vom Dezember 2020.

Infobox 14: LULUCF-Sensitivität

Im Jahr 2045 kann der LULUCF-Sektor in KN100 vor allem durch den Ausbau der Kohlenstoffsenke Wald eine Senkenleistung von -41 Mt CO_2e erzielen. Allerdings ist die Senkenleistung, die durch die deutschen Wälder erreicht werden kann stark abhängig von deren Zustand. Im Szenario KN100 werden verschiedene Waldumbau- und Aufforstungsmaßnahmen vorausgesetzt, um die Senkenleistung zu steigern. Ob das Ziel erreicht werden kann, ist aber auch von Umwelteinflüssen wie z. B. Trockenheit, Waldbränden oder Insektenkalamitäten (z. B. dem Borkenkäfer) abhängig, die die Waldbestände dezimieren können. Aufgrund der mit diesen Faktoren verbundenen Unsicherheit – nicht zuletzt aufgrund des Klimawandels – wird für die Senkenleistung des LULUCF-Sektors im Jahr 2045 eine Sensitivität betrachtet. In der Sensitivität erreicht der LULUCF-Sektor im Jahr 2045 eine um 20 Mt CO_2e geringere, d. h. ungefähr halb so hohe, Senkenleistung.

Die fehlende Senkenleistung, die im KN100-Szenario zur Erreichung des Ziels Klimaneutralität 2045 beiträgt, muss in der Sensitivität durch technische Senken ausgeglichen werden. Knapp 4 Mt CO_2e Senkenleistung können durch die verstärkte Nutzung von Biomasse in der Fernwärmebereitstellung in Verbindung mit BECCS erzielt werden. Weitere rd. 16 Mt CO_2e werden über DACCS aus der Luft abgeschieden und gespeichert. Zusätzlich werden 0,5 Mt CO_2e durch einen Mehreinsatz synthetischer Energieträger vermieden. Der für den Betrieb der DACCS-Anlagen benötigte Strom (rd. 16 TWh) wird ungefähr zur Hälfte über Stromimporte gedeckt. Die andere Hälfte wird mittels Wind- und PV-Anlagen sowie durch Wasserstoffverstromung bereitgestellt. Erdgas wird vollständig aus der Stromerzeugung verdrängt. Insgesamt steigt der Wasserstoffbedarf in dieser Sensitivität um rd. 5 TWh an.

Um die Senkenleistung zu erreichen, müssen die oben genannten Ökosysteme sowie ihre Funktion als Kohlenstoffspeicher und -senke geschützt und gestärkt werden. Die größte Rolle spielt dabei die Waldsenke, die in den letzten Jahren durch Trockenheit und Borkenkäfer und das damit verbundene Abholzen von Bäumen geschrumpft ist. Der Ausbau und Erhalt der Waldsenke erfordert langfristig gesunde Wälder. Zwischen 2021 und 2040 erfolgt im KN100-Szenario daher ein Umbau der Wälder hin zu resistenteren Laub- und Mischwäldern. Ab 2040 wird außerdem weiter aufgeforstet, d. h. es werden Ackerflächen zu Wäldern umgewandelt, um die Waldsenke zu vergrößern. Auch die Wiedervernässung von Moorflächen spielt eine Rolle. Zusätzlich werden im KN100-Szenario Emissionen aus dem Acker- und Grünland verringert, z. B., indem der Ökolandbau intensiviert wird und Grünflächen geschützt werden.

Technische CO_2-Vermeidung und -Senken

Neben den natürlichen Senken bestehen unterschiedliche Optionen zur Reduktion von CO_2-Emissionen durch technische CO_2-Vermeidung und -Senken. Diese Verfahren werden ausschließlich in den Sektoren Energie und Industrie angewandt. Alle Verfahren haben gemein, dass für eine anrechenbare Reduktion bzw. Senke CO_2 dauerhaft gespeichert oder genutzt werden muss.

Für eine dauerhafte **Speicherung (Storage)** ist die geologische Speicherung in geeigneten Gesteinsformen wie salinen Aquiferen und erschöpften Öl- und Gasfeldern besonders relevant. Bei der Speicherung sind die unterschiedlichen Eigenschaften der Speichermöglichkeiten und mögliche Risiken zu beachten. Als potenzieller Speicherort für in Deutschland abgeschiedene CO_2-Emissionen wird v. a. die Nordsee gehandelt. Hier wird CO_2-Speicherung bereits seit längerem angewandt und neue Projekte wie z. B. Northern Lights planen großskalige CO_2-Speicherung und -Verpressung bis Mitte der 2020er Jahre.

Als Alternative zur dauerhaften Speicherung kann CO_2 auf verschiedene Arten **genutzt werden (Utilization).** Die Nutzungsarten können physikalischer, chemischer, biotechnologischer und biologischer Nutzung zugeordnet werden. Im Szenario KN100 kommt in Deutschland chemische Nutzung zum Einsatz (grünes Naphtha und grünes Methanol). Weitere chemische CO2-Bindungen wie die Recarbonatisierung von Beton (siehe Infobox 16) werden im Szenario KN100 nicht berücksichtigt.

Für die Bilanzierung von abgeschiedenen CO_2-Emissionen ist entscheidend, ob diese aus fossilen, biogenen oder atmosphärischen Quellen stammen. Die dauerhafte Speicherung oder Nutzung von Emissionen fossilen Ursprungs werden als **CO_2-Vermeidung** bilanziert, da lediglich verhindert wird, dass aus Punktquellen CO_2 in die Atmosphäre entweicht (CCS & CCU). Wenn die dauerhaft gespeicherten oder genutzten Emissionen aus biogenen Quellen (BECCS & BECCU) oder direkt aus der Atmosphäre (DACCS & DACCU) stammen, werden negative CO_2-Emissionen geschaffen, die als **CO_2-Senke** bilanziert werden (Prognos-Kurzgutachten, 2021).

Bei **Carbon Capture and Storage (CCS)** und **Carbon Capture and Utilization (CCU)** werden fossile CO_2-Emissionen an Kraftwerken oder Industrieanlagen abgeschieden und dauerhaft eingespeichert, bzw. genutzt.

Bio-Energy Carbon Capture and Storage (BECCS) sowie **Bio-Energy Carbon Capture and Utilization (BECCU)** erfolgen analog zu CCS und CCU. Der zentrale Unterschied ist, dass der Ursprung des abzuscheidenden CO_2 biogen ist. Da biogene Energieträger aus der Atmosphäre gebundenes CO_2 enthalten, gelten diese als klimaneutral. Bei einer Abscheidung und Einspeicherung oder dauerhaften Nutzung werden bilanziell negative Emissionen erzeugt.

Für die **Abscheidung (Capture)** bei CCS/CCU sowie BECCS/BECCU werden im KN100-Szenario zwei Verfahren eingesetzt: Post-Combustion und Oxyfuel. Bei Post-Combustion wird das CO_2 nach der Verbrennung des Energieträgers abgeschieden. Hierfür kommt eine so genannte Rauchgaswäsche zum Einsatz. Beim Oxyfuel-Verfahren wird zunächst Luft in Sauerstoff und Stickstoff zerlegt. Nach der Abtrennung des Stickstoffs wird für den weiteren Prozess reiner Sauerstoff für die Verbrennung genutzt. Dadurch wird die Abgasmenge reduziert – das entstehende Abgas besteht im Wesentlichen noch aus CO_2 und Wasser.

Durch die verschiedenen Verfahren lassen sich unterschiedlich hohe Abscheideraten erreichen. Im Szenario KN100 kommen in der Industrie lediglich das Post-Combustion- und das Oxyfuel-Verfahren zum Einsatz. Es werden durchschnittliche Abscheideraten von 90 % angenommen. Im Anschluss an die Abscheidung muss das abgeschiedene CO_2 für den Transport hoch verdichtet oder verflüssigt werden.

Infobox 15: CO_2-Infrastrukturen

Parallel zum Aufbau von CO_2-Abscheidungskapazitäten muss eine entsprechende CO_2-Infrastruktur aufgebaut werden. Sofern sich CO_2-Quelle und -Senke geografisch nicht am gleichen Ort befinden, ist der Transport des abgeschiedenen CO_2 erforderlich. Dabei können Mengen und Entfernungen zwischen Branchen und Standorten stark abweichen.

Für den Transport von CO_2, zum Speicherort oder zum Nutzenden, kann auf die gängigen Optionen für den Transport von Gas zurückgegriffen werden: LKW, Güterzüge, Schiffe und Pipelines. Die Tabelle gibt Mengenpotenziale und Kostenabschätzungen zu den jeweiligen Optionen an.

Transport-option	Mengenpotenzial in t CO_2	Kosten in Eurocent/t CO_2/km
LKW	25	13
Güterzug	1.050	1,2
Schifffahrt	50.000	1,1 - 7,5
Pipeline	n/a	0,35 – 5,2

Quelle: Prognos-Kurzgutachten (2021)

LKW weisen ein stark begrenztes Mengenpotenzial und vergleichsweise hohe Kosten auf. Daher eignen sich diese v. a. zur Überbrückung kurzer Distanzen bzw. zum Transport geringer Mengen. Güterzüge haben im Vergleich zu Schiffen und Pipelines ebenfalls begrenzte Mengenpotenziale. Zudem kann hier die Auslastung des Schienennetzes das Gesamtpotenzial begrenzen. Schiffe sind neben Pipelines die einzige Möglichkeit Offshore-Speicher zu bedienen. Für bestehende LPG-Schiffe ist eine Umwidmung möglich. Der Transport per Pipeline erfolgt flüssig und weist die größten Kapazitätspotenziale auf. Eine Umwidmung von Öl- und Erdgaspipelines ist dabei technisch möglich. Dabei macht es zusätzlich einen Kostenunterschied, ob eine Pipeline On- oder Offshore liegt. Die Wirtschaftlichkeit wird maßgeblich von der Auslastung bestimmt und ob vorhandene Öl- oder Erdgaspipelines umgewidmet werden können oder ein Neubau notwendig ist (Prognos-Kurzgutachten, 2021).

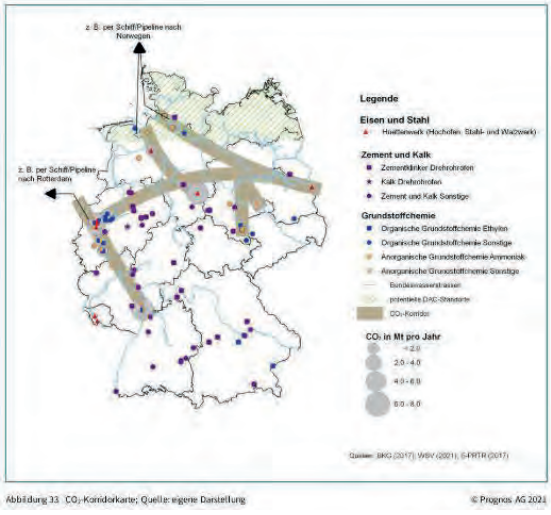


Abbildung 33: CO_2-Korridorkarte; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021

Quelle: Prognos-Kurzgutachten (2021)

Der Energiebedarf des Transports ergibt sich aus dem Energiebedarf des Transportmittels und aus der Kompression des CO_2. Letzterer liegt zwischen 70 bis 125 kWh/t CO_2 (Prognos-Kurzgutachten, 2021). Die Kompression ist notwendig, um das Gas in einen transportfähigen Zustand zu bringen.

In Prognos-Kurzgutachten (2021) werden neben Transportoptionen auch mögliche CO_2-Transportkorridore anhand potenzieller BECCS und DACCS Standorte aufgezeigt. Diese orientieren sich an Industriestandorten und Wasserstraßen. Als möglicher Ausgangspunkt für den Transport zu Offshore-Speichern werden die Nordseeküste und Rotterdam aufgezeigt.

Erste Anwendungen von CO_2-Abscheidung erfolgen im Szenario KN100 bereits Ende der 2020er Jahre im Bereich Steine & Erden. Dies ist notwendig, um einen Hochlauf der Technologien unter Berücksichtigung der notwendigen CO_2-Infrastruktur (siehe Infobox 15) und der Einspeicherpotenziale zu gewährleisten.

Bei **Direct Air Capture (DAC)** wird CO_2 der Atmosphäre entzogen. Das abgeschiedene CO_2 kann, wie bei den anderen vorgestellten Verfahren, gespeichert (Carbon Storage; DACCS) oder gebunden (Carbon Utilization; DACCU) werden (z. B. in Power-to-Liquid). Im Szenario KN100 wird DAC in Deutschland nicht eingesetzt. DAC ist ein stromintensives Verfahren und eine vergleichsweise teure Senke und wird nur im Ausland zur Erzeugung von PtL genutzt. Erreicht der LULUCF-Sektor die im Klimaschutzgesetz vorgesehene Senkenleistung im Jahr 2045 nicht, ist auch in KN100 der Einsatz von DACCS in Deutschland erforderlich (siehe Infobox 14).

Neben den vorgestellten technischen Verfahren wurde im Industriesektor die dauerhafte Bindung von CO_2 in Produkten der Chemieindustrie gesondert betrachtet. Dabei wurden insbesondere die als CO_2-Senke anrechenbaren CO_2-Mengen für **grünes Naphtha** und **grünes Methanol** bilanziert. Grünes Naphtha wird im KN100-Szenario ausschließlich importiert und grünes Methanol über Biomassevergasung erzeugt.

Infobox 16: Recarbonatisierung von Beton

Der Baustoff Beton ist ein Gemisch aus Zement, Kies, Sand und Wasser. Die Betonherstellung wird maßgeblich durch Prozess- und Brennstoffemissionen der Zementklinkerherstellung charakterisiert.

Über den Lebenszyklus von Beton und darüber hinaus kann dieser einige der Produktionsemissionen durch Carbonatisierung neutralisieren. Die Carbonatisierung von Beton ist eine natürlich auftretende chemische Reaktion, die Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre absorbiert und chemisch im Betonprodukt bindet. Für die Tragfähigkeit des Betons ist diese Reaktion unproblematisch. Dringt jedoch die Carbonatisierung bis an die Stahlbewehrung vor, kann es dort zu Korrosion kommen (VDZ, 2020).

Das Kompensationspotenzial wird dabei von mehreren Faktoren beeinflusst. Betonhärte, trockene Umgebungsbedingungen und Oberflächenbehandlung werden als potenzialhemmend beschrieben. Unter Berücksichtigung dieser Faktoren wird das Potenzial in Deutschland auf ca. 20 % geschätzt – bezogen auf die Prozessemissionen der Zementklinkerproduktion (VDZ, 2020).

Darüber hinaus wird zwischen Recarbonatisierung während und nach der Nutzungsphase unterschieden. Beton kann auch nach der Nutzung in Bauwerken für Recarbonatisierung genutzt werden. Hierbei kann die Vergrößerung der Oberfläche, durch Zerkleinerung, das Potenzial positiv beeinflussen (VDZ, 2020).

Im KN100-Szenario wird Recarbonatisierung nicht als Senke angerechnet. Grund dabei ist v. a. die unklare Anrechnung in Bezug auf Sektoren und das unsichere CO_2-Bindungspotential.

Neben der CO_2-Quelle ist auch der Verbleib entscheidend für die Anrechenbarkeit der Senkenleistung. Voraussetzung ist, dass CO_2 in einem geschlossenen Kreislauf gebunden wird. Ein Teil des in grünem Naphtha enthaltenen CO_2 entweicht über Steamcracker in die Atmosphäre. Daher muss das entweichende CO_2 abgeschieden werden. Ebenso wichtig ist der Lebenszyklus der erzeugten Polymere. Neben stofflicher Verwertung (Recycling) werden Kunststoffe am Ende ihres Lebenszyklus‘ energetisch verwertet. Daher ist Voraussetzung für die Anrechnung als Senke, dass Müllverbrennungsanlagen mit CO_2-Abscheidungsanlagen ausgerüstet werden.

Aufgrund von Unsicherheiten über den tatsächlichen Verbleib des erzeugten Kunststoffs über den gesamten Lebenszyklus wird im Szenario KN100 die Senkenleistung nicht voll berücksichtigt. In KN100 wird die Senkenleistung zu 75 % angerechnet. Damit soll eine Überschätzung der angerechneten Senkenleistung vermieden werden.

Weitere ausführliche Beschreibungen und Analysen zum Thema technische CO_2-Vermeidung sowie CO_2-Senken finden sich in Prognos-Zusatzgutachten (2021).

Brutto-Treibhausgasemissionen, CO_2-Vermeidung und CO_2-Senken

Im Jahr 2030 werden insgesamt rund 5 Mt CO_2 vermieden (siehe Abbildung 86). Im Industriesektor werden 3 Mt CO_2 über CCU/S und BECCU/S abgeschieden und weitere 1 Mt CO_2 in grünem Methanol gebunden und als Senke angerechnet. Bis 2045 steigt die gesamte technische Senkenleistung und CO_2-Vermeidung auf 46 Mt CO_2 an.

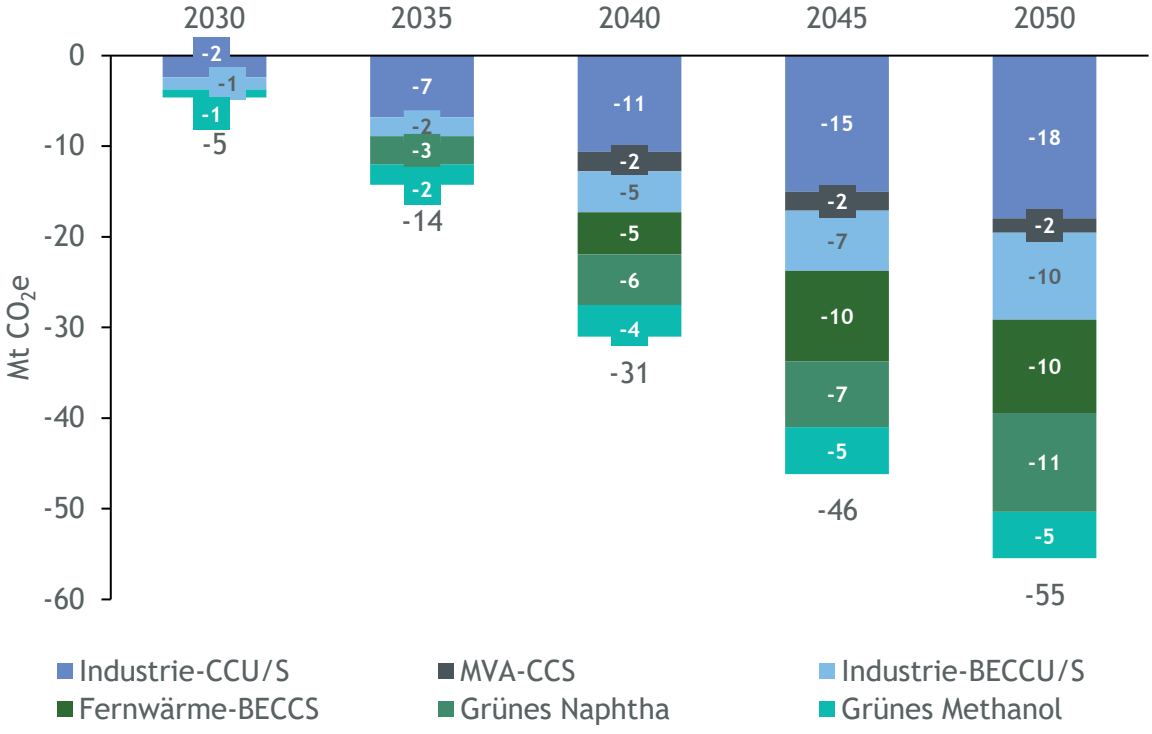


Abbildung 86: Technische CO_2-Reduktion und -Senken in den Sektoren Energie und Industrie

Den größten Beitrag leistet dabei Industrie-CCU/S über das 15 Mt CO_2 für geologische Speicherung und Nutzung abgeschieden werden. Die Abscheidungen werden größtenteils zur Reduktion von

Prozessemissionen genutzt. Des Weiteren wird CCU/S an Steamcrackern eingesetzt, um einen geschlossenen Kreislauf für die Erzeugung und Nutzung von Aromaten & Olefinen zu gewährleisten. Zusätzlich werden in der Industrie noch 7 bzw. 5 Mt CO_2-Senkenleistung über den Einsatz grünen Naphthas und grünen Methanols erzeugt. Durch Industrie-BECCU/S können im Jahr 2045 etwa 7 Mt CO_2-Senkenleistung erreicht werden. In der Industrie wird BECCU/S v. a. in der chemischen Industrie eingesetzt. Hierbei wird im Szenario KN100 feste Biomasse zur Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme eingesetzt. In Kombination mit CO_2-Abscheidung und anschließender geologischer Speicherung oder Nutzung wird ein Teil der klimaneutralen Emissionen in eine CO_2-Senke umgewandelt.

Auch im Sektor Energie kommen BECCS und CCS zum Einsatz. Insgesamt werden 12 Mt CO_2 vermieden. Rund 10 Mt CO_2, gehen auf Fernwärme-BECCS zurück. Hierbei wird CCS an Biomasse-KWK-Anlagen eingesetzt. Zusätzlich werden Emissionen i. H. v. 2 Mt CO_2 an Müllverbrennungsanlagen abgeschieden (MVA-CCS).

Insgesamt werden von den 34 Mt über BECCU/S und CCU/S abgeschiedenen Mengen CO_2 in 2045 10 Mt CO_2 in der Chemieindustrie genutzt und 24 Mt CO_2 werden geologisch gespeichert.

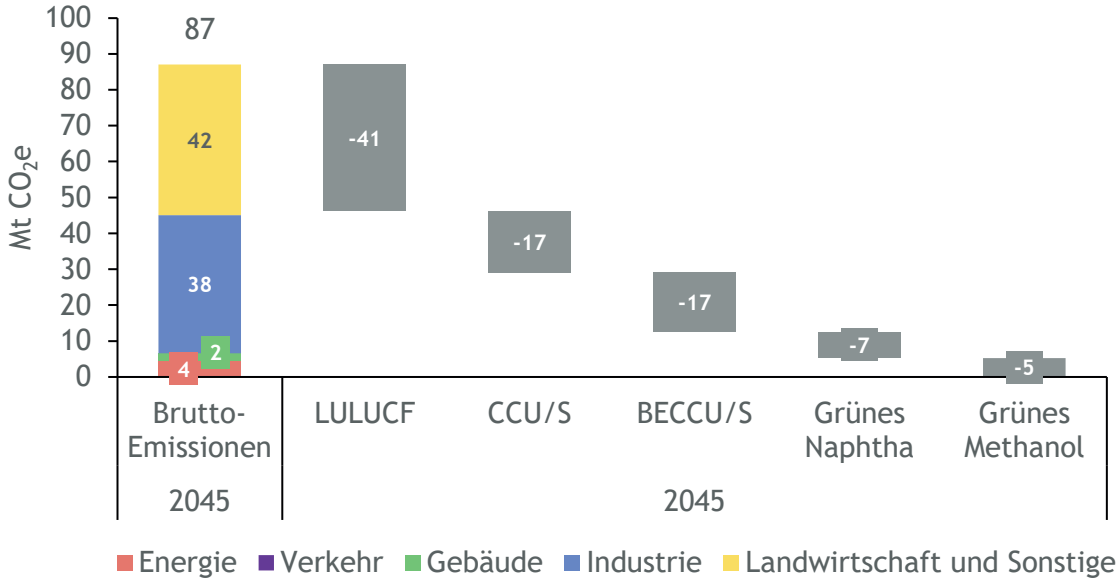


Abbildung 87: Brutto-Treibhausgasemissionen, CO_2-Vermeidungsoptionen sowie technische und natürliche Senken im Jahr 2045

Um Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, müssen Brutto-Treibhausgasemissionen in Höhe von 87 Mt CO_2e durch natürliche Senken (LULUCF), technische Senken (BECCU/S, grünes Methanol, grünes Naphtha) oder technische CO_2-Vermeidungsoptionen (CCU/S) ausgeglichen werden. In Abbildung 87 werden die gesamten Brutto-Treibhausgasemissionen und die in KN100 zum Tragen kommenden CO_2-Senken und -Vermeidungsoptionen zusammenfassend dargestellt.

2.6.2 Treibhausgasemissionen in Deutschland

Im Szenario KN100 werden für die Berechnung der sektorübergreifenden Treibhausgasemissionen die Sektoren Energie, Gebäude, Industrie, Verkehr, LULUCF sowie Landwirtschaft, Abfall und Sonstige berücksichtigt. In Abbildung 88 werden die historischen Treibhausgasemissionen für die Jahre 1990, 2005 sowie 2018 und die Netto-Treibhausgasemissionen für die Jahre 2030 bis 2050 im Szenario KN100 gezeigt.

Die Gesamtemissionen sinken bis 2030 um -65% gegenüber 1990, wodurch das übergeordnete Minderungsziel des Klimaschutzgesetzes 2021 erfüllt wird. Die sektoralen Zielvorgaben im Jahr 2030 werden mit Ausnahme der Sektoren Landwirtschaft, Abfall und Sonstige erreicht. Durch eine Übererfüllung der sektoralen Ziele des Energiesektors wird die sektorübergreifende Zielerreichung im Jahr 2030 sichergestellt.

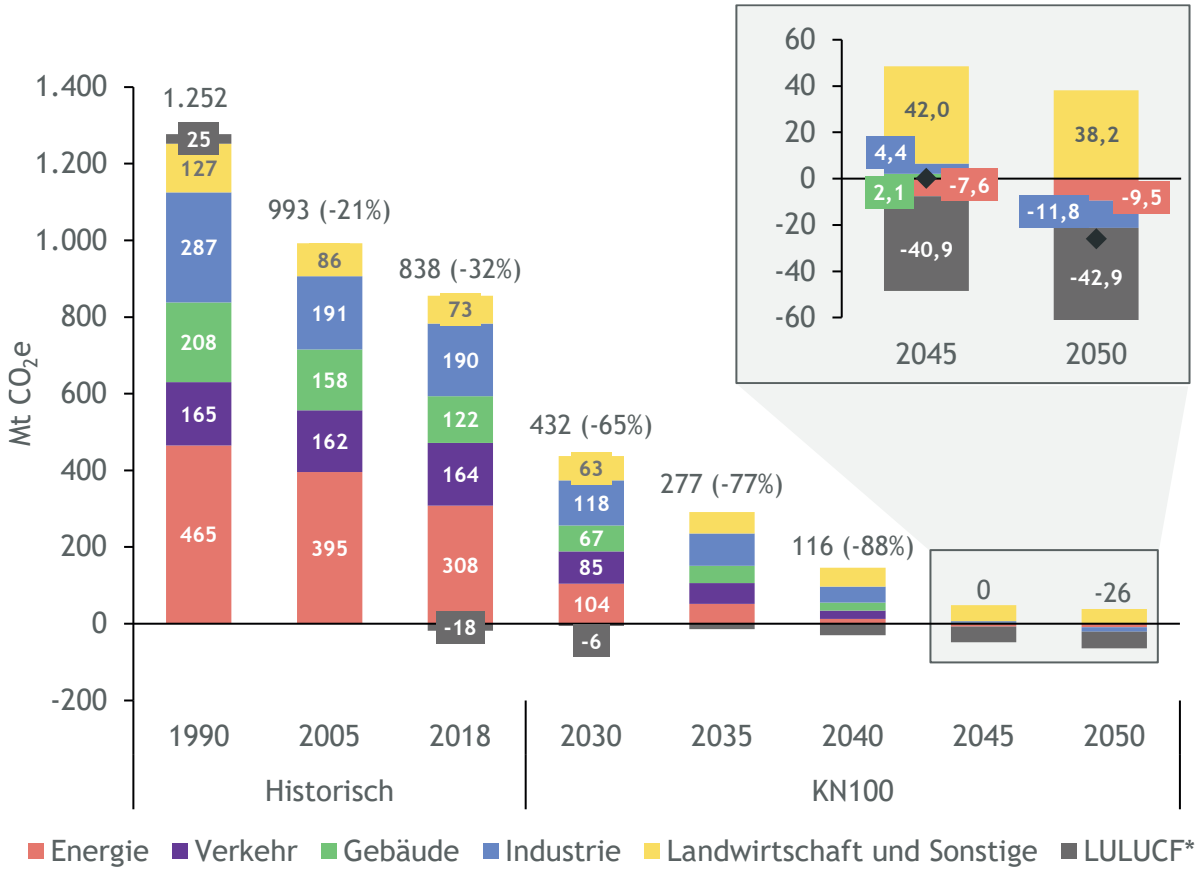


Abbildung 88: Entwicklung der Netto-Treibhausgasemissionen nach Sektoren

*Der historische Wert für das Jahr 2018 basiert auf UBA (2020b). In Öko-Institut-Kurzgutachten (2021) wurde abweichend die CRF-Submission des Jahres 2020 (UNFCC, 2020) zugrunde gelegt, die einen Wert von -29 Mt CO_2e ausweist.

Die größte relative Minderung wird im **Energiesektor** erreicht, die Emissionen sinken hier von 308 Mt CO_2e im Jahr 2018 auf 104 Mt CO_2e im Jahr 2030. Dies entspricht einem Rückgang von -66 % ggü. 2018 (-78 % ggü.1990). Der Kohleausstieg und der gleichzeitige Ausbau Erneuerbarer Energien sind bei der Minderung die zentralen Treiber.

An zweiter Stelle liegt der **Verkehrssektor** mit einer relativen Minderung von -48 % ggü. 2018 (-48 % ggü. 1990). Hier tragen v. a. die verkehrsträgerübergreifende Elektrifizierung der Antriebsstränge und die Verkehrsverlagerung auf weniger emissionsintensive Verkehrsträger zur Minderung bei.

Auch im **Gebäudesektor** können mit einer relativen Minderung von -45 % ggü. 2018 (-68 % ggü. 1990) umfangreiche Minderungen der Treibhausgasemissionen erreicht werden. Eine Steigerung der Sanierungsrate sowie der Einsatz von Wärmepumpen tragen zur Minderung maßgeblich bei.

In der **Industrie** wird bis 2030 eine Minderung von -38 % ggü. 2018 (-59 % ggü. 1990) erreicht. Hier leisten v. a. die Steigerung der Energieeffizienz in der Sonstigen Industrie, der allgemein stärkere Einsatz strombasierter Technologien im Niedrigtemperaturbereich sowie der beginnende Wechsel auf die wasserstoffbasierte DRI-Route in der Stahlindustrie einen Beitrag.

Im Bereich **Landwirtschaft, Abfall und Sonstige,** werden bis 2030 Minderungen von -13 % ggü. 2018 (-50 % ggü. 1990) erreicht. Im Jahr 2030 werden in der Landwirtschaft noch 58 Mt CO_2e emittiert, und das Reduktionsziel von 56 Mt CO_2e verfehlt. Im Sektor Abfall und Sonstige werden noch etwas mehr als 5 Mt CO_2e emittiert, das Sektorziel liegt hier bei 4 Mt CO_2e. Der exogene Transformationspfad der Landwirtschaft und dem Sektor Abfall und Sonstige basiert auf der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* (Prognos, Öko-Institut & Wuppertal-Institut, 2021).

Im Jahr 2045 wird Klimaneutralität erreicht. Der Sektor Verkehr erreicht dabei die Klimaneutralität. In den Sektoren Gebäude und Industrie verbleiben noch Netto-Restemissionen von 2 bzw. 4 Mt CO_2e. In der Industrie werden verbleibende Prozessemissionen und energetische Emissionen nicht vollständig durch Senken und CO_2-Vermeidungsoptionen kompensiert. Sowohl im Industrie- als auch Gebäudesektor wird zudem noch in geringem Umfang fossiles Erdgas eingesetzt. Die Vermeidungskosten der Substitution von Erdgas durch synthetisches Methan sind aufgrund des geringeren verbrennungsspezifischen Emissionsfaktors im Vergleich zu mineralölbasierten Energieträgern höher. Im Bereich Landwirtschaft verbleiben noch signifikante Restemissionen von rd. 42 Mt CO_2e. Die verbleibenden Emissionen werden durch negative Emissionsbilanzen im Energiesektor und im LULUCF-Sektor ausgeglichen. Der Energiesektor erreicht durch die Nutzung von BECCS an KWK-Anlagen und CCS an Müllverbrennungsanlagen eine negative Emissionsbilanz von -4 Mt CO_2e. Der LULUCF-Sektor erreicht eine Senkenleistung von -41 Mt CO_2e. Die kumulierten Emissionen im gesamten Zeitraum zur Erreichung der Klimaneutralität von 2020 bis 2045 belaufen sich schätzungsweise auf ca. 8,9 Gt CO_2e.[60]

Im KN100-Szenario im Jahr 2050 eine Netto-Negativbilanz für Treibhausgasemissionen erreicht. Das bedeutet, dass natürliche und technische Senken die verbleibenden Emissionen, v. a. aus der Land- und Abfallwirtschaft sowie industrieller Prozessemissionen übersteigen. In der Landwirtschaft werden auch langfristig noch große Mengen an Treibhausgasen emittiert. Diese können v. a. auf Tierhaltung, insbesondere der Verdauung von Futter durch Wiederkäuer, und Emissionen aus Düngemitteln zurückgeführt werden. Im Bereich Industrie fallen Emissionen v. a.

[60] Zur Abschätzung der kumulierten Emissionen wurde ausgehend vom historischen Jahr 2019 und dann jeweils zwischen den Stützjahren der Modellrechnung linearisiert.

im Bereich Steine & Erden und Sonstiger Industrie an. In der Branche Steine & Erden fallen insbesondere in der Zement- und Kalkindustrie Prozessemissionen (brutto) an, welche jedoch fast vollständig durch CO_2-Abscheideverfahren (CCU/S und BECCU/S) kompensiert werden können. In der Sonstigen Industrie fallen Emissionen v. a. aus der Nutzung von HFKW an.

2.7 Energieinfrastrukturen

2.7.1 Entwicklung des Stromübertragungsnetzes[61]

Das Ziel des KN100 – Szenarios, bis zum Jahr 2045 die Klimaneutralität zu erreichen, führt zu einem ambitionierten Ausbau erneuerbarer Energien sowie neuartiger Lasten (siehe Kapitel 2.4), welche auch auf Übertragungsnetzebene weitere Netzerweiterungsmaßnahmen erforderlich machen. Im Rahmen dieses Netzgutachtens wird der erforderliche Netzausbau und daraus resultierend der Investitionsbedarf in das deutsche Übertragungsnetz berechnet. Die Rahmendaten des Szenarios führen zu den in Abbildung 89 ausgewiesenen Investitionsbedarfen bis zu den Zieljahren 2030 bzw. 2045. Der Investitionsbedarf wird hierbei hinsichtlich der bereits im NEP ausgewiesenen Investitionen bis 2035 (grau, hell- und dunkelblau) sowie der zusätzlich darüber hinaus erforderlichen Maßnahmen (rot) unterschieden. Außerdem wird der Netzausbau nach Onshore- und Offshore-Netz unterschieden. Der zusätzliche Investitionsbedarf im Stützjahr 2030 gegenüber dem NEP ist auf den ambitionierteren Ausbau der erneuerbaren Energien sowie neuartiger Lasten in dem hier betrachteten Szenario im Vergleich zum Szenario des NEP zurückzuführen.

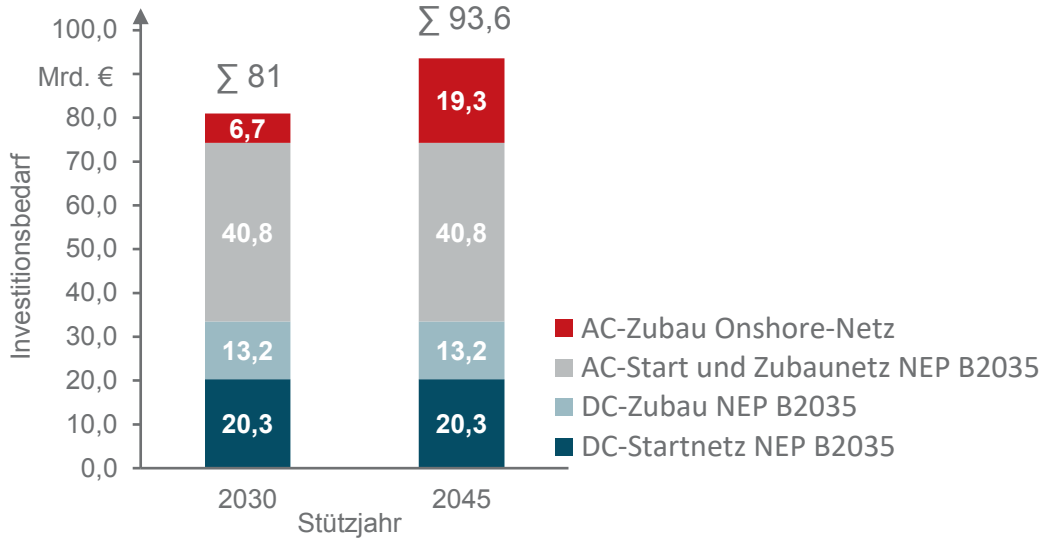


Abbildung 89: Investitionsbedarf in das Onshore-Übertragungsnetz bis zu den Jahren 2030 und 2045

[61] Das Kapitel 2.7.1 Entwicklung dea Stromübertragungsnetzes wurde von der ef.Ruhr verfasst.

Die erforderlichen Investitionen an Land liegen im untersuchten Szenario bis zum Jahr 2030 bei 81 Mrd. EUR und bis zum Jahr 2045 bei 93,6 Mrd. EUR. Der Großteil der anfallenden Investitionen ist bereits in Maßnahmen des NEP enthalten. Grundlage bildet hierbei immer das Szenario NEP B 2035, das den Netzausbaubedarf für den Planungshorizont bis zum Jahr 2035 umfasst. Dementsprechend enthält die Ausgangskonfiguration des Netzmodells in dieser Analyse bereits alle im NEP ausgewiesenen Maßnahmen des AC- sowie DC- Start und Zubaunetzes für das Szenario B 2035. Die im Rahmen des NEP ausgewiesenen Investitionen sind in der vorigen Abbildung blau und grau eingefärbt. Diesem Basisnetz liegt der im NEP ausgewiesene Technologiemix zugrunde. Gleichstromverbindungen werden dabei vordringlich in Kabeltechnik umgesetzt.

Der zusätzlich zu erwartende Netzausbaubedarf an Land wurde in Freileitungstechnik bestimmt und der damit einhergehende zusätzlich zum NEP zu erwartende Investitionsbedarf ist in der Abbildung in dunkelrot dargestellt. Die Abwägung und Analyse alternativer Netzausbaumaßnahmen wie etwa die Berücksichtigung zusätzlicher DC-Verbindungen wird aufgrund des begrenzten Umfangs dieses Kurzgutachtens nicht durchgeführt. Die Investitionen für Offshore Maßnahmen werden gesondert in Abbildung 90 ausgewiesen.

Die Ergebnisse zeigen, dass bereits im Jahr 2030 die im NEP für 2035 ausgewiesenen Maßnahmen erforderlich sind und sogar ein darüber hinausgehender Netzbedarf resultiert, um eine bedarfsgerechte Erfüllung des KN100-Szenarios im Übertragungsnetz sicherzustellen.

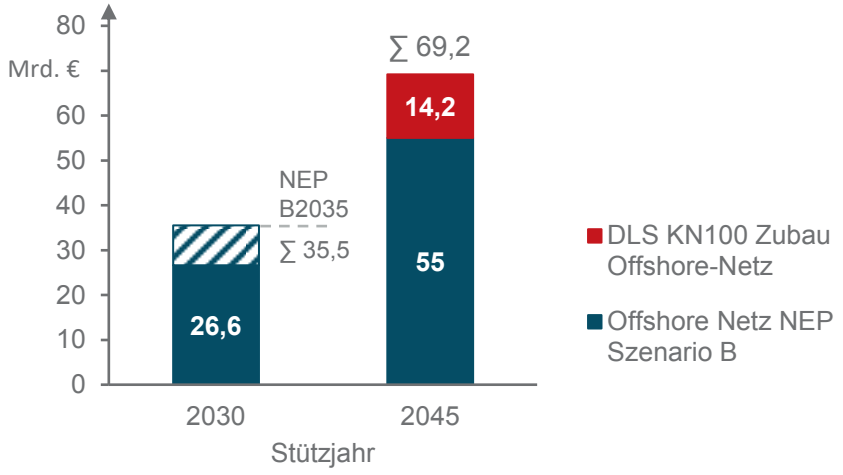


Abbildung 90: Investitionsbedarf in das Offshore-Übertragungsnetz bis zu den Jahren 2030 und 2045

Die zu erwartenden Mehrinvestitionen von 6,7 Mrd. EUR bzw. 19,3 Mrd. EUR bis zu den beiden betrachteten Stützjahren gegenüber dem NEP-Vergleichsszenario beziehen sich auf die Investitionen, welche durch den Umbau zur Verstärkung bestehender Trassen für eine höhere Übertragungskapazität oder den Neubau von Freileitungs-Trassen entsprechend den spezifischen Kostenangaben im NEP erforderlich werden. Zusätzlich erforderliche Investitionen, wie etwa in Umspannanlagen, Transformatoren oder Kompensationsanlagen sind darin nicht enthalten und können zu einem weiteren Anstieg der erforderlichen Gesamtinvestitionen führen. Im NEP-Vergleichsszenario B 2035 entspricht der auf die Trassenkilometer entfallende Investitionsbedarf

für zusätzlich erforderliche Investitionen etwa einem Anteil von 40 % der ausgewiesenen Gesamtinvestitionen. Allerdings lassen sich Synergieeffekte von Punktmaßnahmen gegenüber einem zusätzlich erforderlichen Leitungsausbau nicht direkt übertragen, sodass dies ausschließlich als Indikation zu verstehen ist.

In Abbildung 90 ist der erwartete Investitionsbedarf in das Offshore-Netz bis zu den Jahren 2030 und 2045 dargestellt. Bis 2030 ist im Bereich der Offshore-Netze kein zusätzlicher Investitionsbedarf gegenüber den aktuellen Planungen im NEP zu erwarten. Die im KN100-Szenario für das Jahr 2030 ausgewiesene installierte Offshore-Windenergie-Leistung liegt etwa 25 % unterhalb den Szenariorahmendaten des NEP für 2035 und befinden sich somit im aktuellen Zielkorridor der Netzentwicklungsplanung. Für den bis 2030 erforderlichen Investitionsbedarf stellt der im NEP für das Jahr 2035 ausgewiesene Investitionsbedarf die Bezugsgröße dar.

Grundlage für die Ermittlung des bis 2045 zusätzlich erforderlichen Investitionsbedarfes im Bereich der Offshore-Netze stellt der für das NEP Szenario B 2040 ausgewiesene Investitionsbedarf für eine bis dahin zu integrierende Offshore-Leistung von 40 GW dar. Die im KN100-Szenario bis 2045 zusätzlich installierte Leistung von Offshore-WEA in Höhe von 10,3 GW resultiert in einem erwarteten zusätzlichen Investitionsbedarf von etwa 14,2 Mrd. EUR.

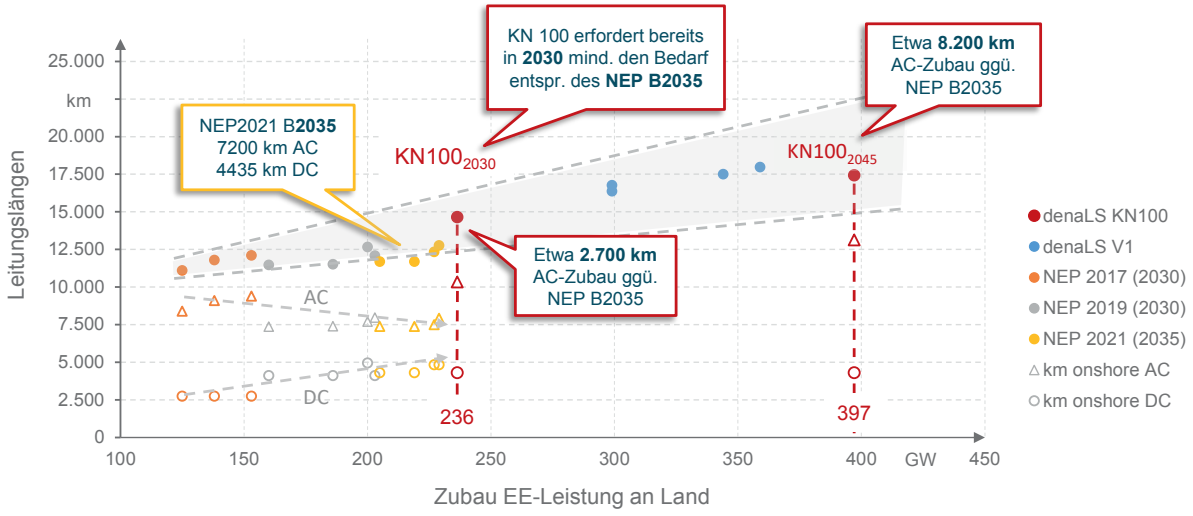


Abbildung 91: Einordnung der Trassenlängen des Netzausbaus im Übertragungsnetz

Quellen: EWI (2018), NEP Strom 2030 (2017), NEP Strom 2030 (2019) und NEP Strom 2035 (2021)

Die Investitionen des Offshore-Netzes beschreiben die erwarteten Investitionen zur Integration der installierten Offshore-Windleistung in das Übertragungsnetz an Land und repräsentieren folglich die Investitionen in Leitungsverbindungen auf See. Da sowohl die genauen Standorte zukünftiger Offshore-Windparks als auch deren Anlandungsknoten unbekannt sind, wurde der erwartete Investitionsbedarf der Offshore-Netze anhand der durchschnittlichen Kosten, bezogen auf die installierte Leistung von Offshore-Windenergieanlagen (WEA), aus dem NEP abgeleitet. Die Investitionen beziehen sich dabei auf eine Ausführung in Kabeltechnik, die auf See nach heutigem Stand der Technik und erwartbar auch zukünftig alternativlos ist. Die erwarteten Investitionen des Netzausbaubedarfs korrespondieren mit einem Mengengerüst von Trassenlängen, das die zusätzlich erforderliche Übertragungskapazität beschreibt. In Abbildung 91 sind

die in diesem Kurzgutachten ermittelten Trassenlängen im Vergleich zu allen Szenarien der drei vergangenen Netzentwicklungspläne (NEP Strom 2030, 2017; NEP Strom 2030, 2019; NEP Strom 2035, 2021) sowie der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende (EWI, 2018) dargestellt. Im Vergleich zum aktuellen NEP wird deutlich, dass im KN100 Szenario bereits im Jahr 2030 mindestens ein Netzbedarf entsprechend des NEP B 2035 erforderlich ist und darüber hinaus ein zusätzlicher AC-Zubau von etwa 2.700 km notwendig wird. Bis zum Jahr 2045 beträgt die ermittelte zusätzliche Trassenlänge gegenüber dem NEP B 2035 etwa 8.200 km.

Verschiedene Studien zur Netzausbauplanung unterscheiden sich bezüglich des Detailgrades der Netzmodellierung, der zugrundeliegenden Planungskriterien sowie der methodischen Herangehensweise. Die in dieser Studie verwendeten Planungsgrundsätze führen zu einem robusten und (n-1)-sicheren Netz, das die Übertragungsaufgabe der beiden betrachteten Stützjahre ausschließlich durch den Umbau bestehender sowie den Zubau von neuen AC-Trassen sicherstellt. Zusätzliche HGÜ-Verbindungen sowie alternative Maßnahmen, wie etwa die zusätzliche netzdienliche Nutzung von Flexibilitätspotentialen neuer Lasten und Speicher oder der Einsatz von Redispatch wurden in der Analyse nicht berücksichtigt, könnten sich jedoch reduzierend auf den Netzausbaubedarf auswirken. Für die Entwicklung eines effizienten und bedarfsgerechten Netzes wird neben dem Einsatz konventioneller Netzausbaumaßnahmen auch die Ausschöpfung innovativer Maßnahmen eine wichtige Rolle spielen, um die zukünftige Versorgungsaufgabe abdecken zu können.

Grundsätzlich lässt sich aus den Ergebnissen schlussfolgern, dass bereits bis zum Jahr 2030 mehr Netz erforderlich sein wird, als im NEP bis zum Jahr 2035 ausgewiesen ist, wenn ambitioniertere Ausbauziele für erneuerbare Energien und neue Lasten angestrebt werden. Folglich wäre also eine Beschleunigung des bereits jetzt ausgewiesenen Netzausbaus um etwa 5 Jahre gegenüber der derzeitigen Planung im NEP notwendig, um die Übertragungsaufgabe des KN100-Szenarios im Rahmen der unterstellten Planungsgrundsätze sicherzustellen. Der darüberhinausgehende erforderliche Netzausbaubedarf wäre in diesen beschleunigten Netzausbauprozess ebenfalls zu integrieren.

Unter Beachtung der aktuellen Entwicklung des Netzausbaus, wie dem Umsetzungsfortschritt der bereits gesetzlich verankerten Netzausbauvorhaben, ist ein solch beschleunigter Prozess aus Sicht der Gutachter aktuell als sehr herausfordernd bzw. schwer realisierbar einzuordnen. So wurde im Netzausbaumonitoring der vergangenen Jahre (Löschel et al., 2021) bereits eine sukzessive Verschiebung der Zielpfade zur Gesamtinbetriebnahme der gesetzlich nach *Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)* und *Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)* verankerten Netzausbaumaßnahmen nach hinten vorgenommen. Beschleunigungsinstrumente, wie die Novellierung des *Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG)*, das durch eine deutliche Verkürzung der behördlichen Verfahren zu einem schnelleren Netzausbau führen soll sowie das vom BMWi eingeführte vorausschauende Controlling beim Netzausbau zur rechtzeitigen Hebung von Beschleunigungspotentialen, zielen zunächst auf die Vermeidung von weiteren Verzögerungen der bereits gesetzlich vorgeschriebenen Leitungsvorhaben ab. Für zukünftige Vorhaben könnten sie zu einer Reduktion von Unsicherheiten bei der zeitlichen Planung von Ausbaumaßnahmen beitragen. Vor diesem Hintergrund erscheinen die Zielgrößen der aktuellen

Netzausbauplanung bereits ambitioniert, sodass die Hebung weiterer Beschleunigungspotentiale bzw. sogar mehr Netzausbau bis zum Jahr 2030 seitens der Gutachter aus heutiger Sicht als eher unwahrscheinlich eingeschätzt wird. Daneben stellen die natürliche Dauer der Planungsprozesse (ohne Verzögerungen), erforderliche Personalressourcen auf den Ebenen der Planung, Genehmigung und Begutachtung sowie bspw. die marktliche Verfügbarkeit der technischen Betriebsmittel weitere begrenzende Faktoren dar.

Zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe des KN100-Szenarios im Übertragungsnetz gilt es, Alternativen zu einem beschleunigten Netzausbau in den Blick zu nehmen und umfassend auszuschöpfen. Hierunter fallen sowohl netzoptimierende Maßnahmen zur bestmöglichen Ausnutzung der Kapazität des Bestandsnetzes als auch die Anerkennung von Redispatch als temporäre Maßnahme bis der erforderliche Netzausbaubedarf erfolgt ist. In diesem Kontext gilt es, Redispatch und systemdienliche Abregelung der erneuerbaren Erzeugung als Optionen einzubeziehen, um Verzögerungen des Netzausbaus temporär zu kompensieren und ein versorgungssicheres Übertragungsnetz zu gewährleisten. Dabei gilt es zu beachten, dass die verfügbare Kraftwerkskapazität eines Szenarios ausreichend sein muss, um einen potenziellen Redispatch-Bedarf zu decken. Ein verstärkter Redispatch-Einsatz könnte sich wiederum nachteilig auf die Erreichung der THG-Minderungsziele eines Szenarios niederschlagen.

Die kurzfristige Umsetzung von Ad-hoc-Maßnahmen, mit denen vermehrt die Potentiale durch die Optimierung des Bestandsnetzes ausgenutzt werden sollen, stellen einen weiteren wichtigen Baustein in der kurz- und mittelfristigen Perspektive bis 2030 dar. Dazu gehören weitestgehend netzoptimierende Maßnahmen, die eine bessere Ausnutzung der Übertragungskapazität des Netzes ohne Netzausbau ermöglichen, wie bspw. der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren, eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen und der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb. Dabei ist zu beachten, dass die Potentiale netzoptimierender Maßnahmen begrenzt sind und die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im NEP im Rahmen des NOVA-Prinzips (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) bereits ein hohes Maß ebendieser Maßnahmen berücksichtigt und ausgewiesen haben.

Innovative Netzbetriebsmittel, wie das Netzbooster-Konzept, sind eine Möglichkeit, die (n-1)-Sicherheit durch eine reaktive Betriebsführung zu gewährleisten und im Normalbetrieb eine höhere Auslastung des Netzes zu ermöglichen. Des Weiteren stellt der netzdienliche Betrieb flexibler Lasten ein weiteres Handlungsfeld dar, dessen Potential weiterhin untersucht und gehoben werden sollte. Die netzdienliche Betriebsweise von Elektrolyseuren zur Wasserstoff-erzeugung oder ein gezielter netzdienlicher Einsatz von Speichern zur Vermeidung von Netzengpässen stellen hierbei vielversprechende Möglichkeiten dar, die insbesondere in der kurz- und mittelfristigen Perspektive an Bedeutung gewinnen und als Alternative zum Redispatch zur Verfügung stehen können.

Außerdem gewinnen neue technologische Konzepte an Relevanz, die in die Planung miteinbezogen werden sollten. Ein Ansatz, um bspw. die Flexibilität bei der Systemintegration der Offshore-Windenergie zu steigern besteht in einer intelligenten Vernetzung von Offshore-Windparks

untereinander. Dieses Konzept zielt auf eine bedarfsgerechte Systemintegration der Offshore-Wind-Erzeugung durch eine flexible Verknüpfung verschiedener Netzverknüpfungspunkte ab.

Die beschriebenen Optionen und damit einhergehenden Potentiale stellen wichtige Bausteine der bedarfsgerechten und effizienten Netzerweiterung dar, dürfen jedoch nicht über die langfristigen Herausforderungen hinwegtäuschen. Die Integration der zukünftigen Versorgungsaufgabe in das Übertragungsnetz erfordert folglich neben einer frühzeitigen Umsetzung des erforderlichen konventionellen Netzausbaus die bestmögliche Ausnutzung einer Vielzahl zusätzlicher Maßnahmen. Kurzfristig werden Ad-hoc-Maßnahmen von besonderer Bedeutung sein, um einen zeitlich nachlaufenden Netzausbau zu kompensieren und den damit einhergehenden steigenden Redispatch-Bedarf zu reduzieren. Eine vollständige Substitution des notwendigen Netzausbaus kann jedoch keine der genannten Maßnahmen leisten, sie sind folglich als Ergänzungen und Erweiterungen zu Netzausbaumaßnahmen im Sinne einer sicheren, effizienten und wirtschaftlich zumutbaren Netzentwicklung anzusehen.

Sensitivität zur Allokation neuer Lasten im Übertragungsnetz

In den durchgeführten Netzanalysen wurde im Kernszenario für die Jahre 2030 und 2045 basierend auf konventionellen Planungsgrundsätzen der zu erwartende Netzausbaubedarf in Freileitungstechnologie ermittelt. In der Diskussion der Ergebnisse wurde bereits darauf hingewiesen, dass es für eine bedarfsgerechte Erfüllung der Versorgungsaufgabe des Szenarios durch die Stromnetze wichtig ist, frühzeitig intelligente zusätzliche Maßnahmen zu adressieren und bestmöglich auszuschöpfen, um auch den konventionellen Netzausbaubedarf, sofern möglich, zu begrenzen.

Eine Möglichkeit stellt eine gezielte Allokation neuer Lasten, wie etwa Elektrolyseure und Groß-Speicher, im Stromnetz sowie deren netzdienlicher Betrieb dar. Im Rahmen einer Sensitivitäts-analyse wird im Folgenden für den Bereich des Übertragungsnetzes und das Zieljahr 2045 untersucht, welche Auswirkungen die Variation der Allokation von Elektrolyseurkapazitäten im deutschen Übertragungsnetz auf den erwarteten Netzausbaubedarf aufweisen.

Im Rahmen dieser Sensitivitätsanalyse wird eine Variation der Regionalisierung der für das Zieljahr 2045 ausgewiesene deutschen Elektrolyseurkapazität vorgenommen. Dabei wird die Gewichtung einer nachfrageorientierten und einer EE-orientierten Allokation der Kapazitäten im Übertragungsnetz variiert und für jede Kombination der Netzausbaubedarf, entsprechend der in Kapitel 0 beschriebenen Methodik, im Rahmen einer Zeitreihensimulation für ein gesamtes Jahr bestimmt. Als Regionalisierungsfaktor wird nachfrageseitig als wesentlicher Treiber die jährliche Erdgas-Nachfrage im Industriesektor auf NUTS1-Ebene zugrunde gelegt (DIW, 2017). EE-seitig erfolgt die Verteilung nach der installierten Windleistung (on- und offshore) des KN100-Szenarios ebenfalls auf NUTS1-Ebene. Die Betriebsweise der Elektrolyseure erfolgt marktorientiert und wird in der Kraftwerkseinsatzsimulation in den Kernszenarien bestimmt. Im Rahmen dieser Sensitivität wird der Einsatz der Elektrolysekapazitäten nicht zugunsten eines netzdienlichen Betriebs verändert. Sensitiv untersucht wird folglich die Auswirkung der unterschiedlichen Regionalisierungen der Elektrolyseurkapazität auf den Netzausbaubedarf. Die Ergebnisse der

Sensitivitätsanalyse sind in Abbildung 92 dargestellt und lassen die Auswirkungen der Allokation von Elektrolyseuren auf den erwarteten Netzbedarf erkennen. Die Gewichtung der Regionalisierungsfaktoren wird dabei in 10 %-Schritten variiert.

Insgesamt liegt der mögliche Hebel im Rahmen des hier verwendeten Modells zwischen einer „Netz-günstigen“ und „-ungünstigen“ Allokation bei etwa 10 % der insgesamt erforderlichen Leitungslänge. Eine EE-orientierte Allokation bildet einen unteren Korridor des Zubau-Bedarfs. Daneben ist ein Bereich zu erkennen, in dem ein ausgeglichener Mix aus EE- und Lastverteilung möglich ist. Bei einer verstärkt lastgeprägten Allokation von Elektrolyseuren steigt der ermittelte Ausbaubedarf in das Stromnetz weiter an. Dies lässt sich insbesondere durch den steigenden

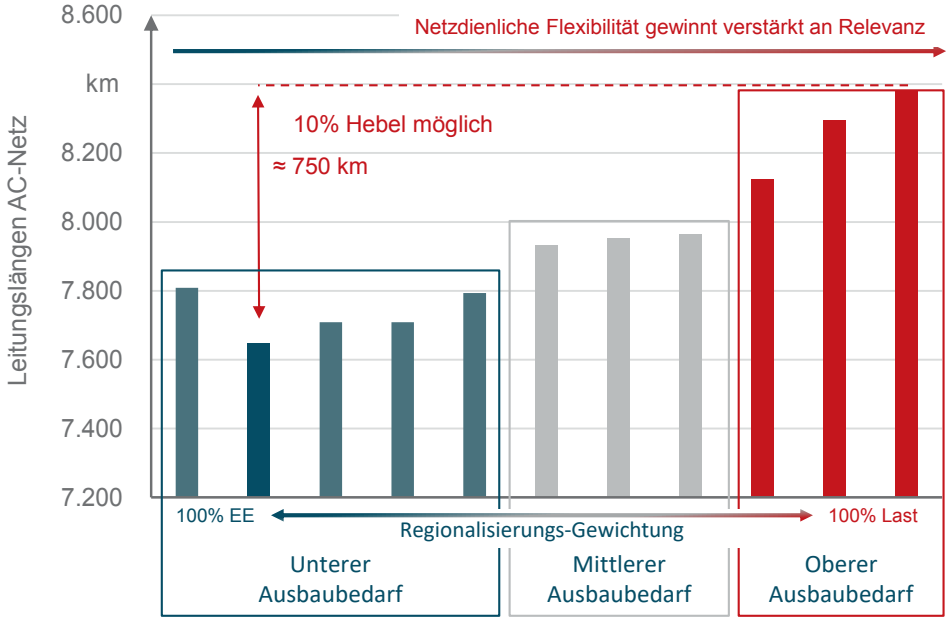


Abbildung 92: Auswirkungen unterschiedlicher Allokations-Gewichtungen auf den erwarteten Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz

Leistungstransportbedarf lastferner EE-Einspeisung in die entsprechenden Lastschwerpunkte begründen. Für eine Entlastung des Stromnetzes gewinnt folglich ein netzdienlicher Betrieb der Elektrolyseure bei einer lastorientieren Allokation verstärkt an Bedeutung. Für die eine bedarfsgerechte und effizienten Integration der Elektrolyseure in das Gesamtsystem ist zu beachten, dass auch die Wechselwirkung mit der Wasserstoffinfrastruktur besonders bei einer EE-orientierten Allokation in weitere Analysen miteinbezogen werden sollte. Eine potenzielle Entlastung des Stromnetzes sollte gemeinsam mit der Übertragungskapazität der Wasserstoffinfrastruktur abgewogen und in Einklang gebracht werden.

2.7.2 Entwicklung der Stromverteilnetze[62]

Die notwendigen Investitionen für Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz werden im Folgenden differenziert nach den Spannungsebenen dargestellt und entsprechend eingeordnet.

Ausbaubedarf in der Hochspannungs-Ebene

Der zu erwartende Investitionsbedarf in der HS-Ebene basiert auf einer Extrapolation von ermittelten Netzausbaubedarfen aus einer bereits bestehenden Studie. Hierzu wurde der im Rahmen der dena-Verteilnetzstudie (dena, 2012) ermittelte Netzausbaubedarf auf die jeweiligen EE-Zubauleistungen bezogen und mittels Extrapolation auf das hier untersuchte Szenario übertragen. Abbildung 93 zeigt die ermittelten notwendigen Investitionen für den Ausbaubedarf in der HS-Ebene für die betrachteten Stützjahre.

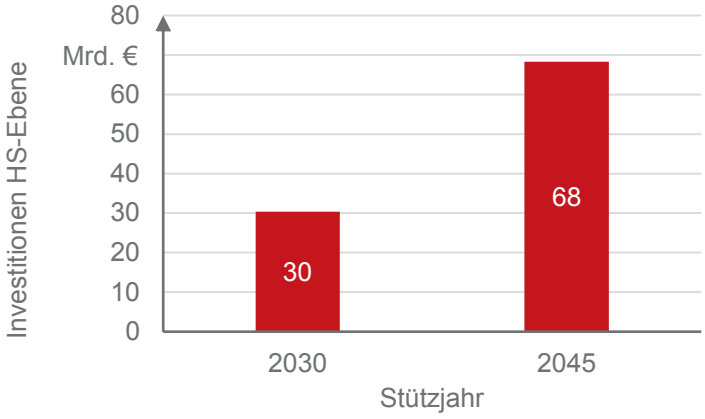


Abbildung 93: Investitionsbedarf in der HS-Ebene je Stützjahr (abgeleitet mittel Extrapolation)

Die Extrapolation des Netzausbaubedarfs anhand des in der dena-Verteilnetzstudie ermittelten Ausbaus sowie des hier betrachteten Szenarios ergeben einen Investitionsbedarf im mittleren (ca. 30 Mrd. EUR bis 2030) bis hohen (ca. 68 Mrd. EUR bis 2045) zweistelligen Milliarden Bereich. Insgesamt sind somit jährliche Investitionen von ca. 3 Mrd. EUR zu erwarten. Zu weiteren Einordnung wird der ermittelte Investitionsbedarf noch weiteren aktuellen Studien gegenübergestellt. Wie der Vergleich mit diesen Studien in Abbildung 94 zeigt, befindet sich der ermittelte Netzausbaubedarf somit in einer erwartbaren Größenordnung.

[62] Das Kapitel 2.7.2 Entwicklung der Stromverteilnetze wurde von der ef.Ruhr verfasst.

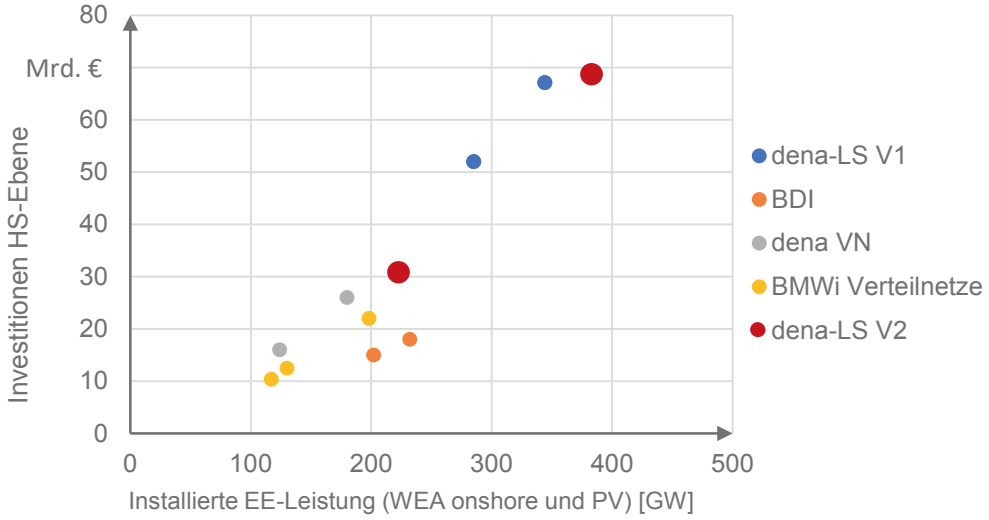


Abbildung 94: Einordnung des berechneten Ausbaubedarfs in der HS-Ebene in die aktuelle Studienlandschaft

Quellen: BCG (2018), dena (2012), EWI (2018) und E-Bridge (2014)

Hierbei gilt es zu berücksichtigen, dass im Rahmen der dena-Verteilnetzstudie kein Zubau neuartiger Lasten wie Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen oder Power-to-X-Anlagen berücksichtigt wurde. Daher ist die Einordnung des Netzausbaubedarfs, insbesondere für das Stützjahr 2045 als ein Richtwert zu interpretieren, die im Rahmen dieses Kurzgutachtens eine gute Indikation der zu erwartenden Investitionen ermöglicht. Vor dem Hintergrund der benannten Unsicherheiten und der hier vorgenommen vereinfachten Modellierung erscheint eine konkrete Analyse und Bestimmung des Netzausbaubedarfs, insbesondere unter Berücksichtigung der diversen Treiberlandschaft, im Rahmen einer deutschlandweiten detaillierten Modellierung und Simulation der HS-Netzes mit anschließender Bewertung des Netzausbaubedarfsbedarfs für zukünftige Betrachtungen jedoch als zielführend. Die Einbindung einer solchen detaillierten Betrachtung im Zuge künftiger Studien ist daher zu empfehlen und kann durch die hier vorgenommene indikative Betrachtung nicht ersetzt werden.

Ausbaubedarf in der Mittel- und Niederspannungsebene

Eine Übersicht der berechneten Investitionsbedarfe im Bereich der NS- und MS-Ebene gibt Abbildung 95. Dargestellt werden Investitionsbedarfe der beiden Netzebenen für das betrachtete Szenario KN 100 in den Stützjahren 2030 und 2045.

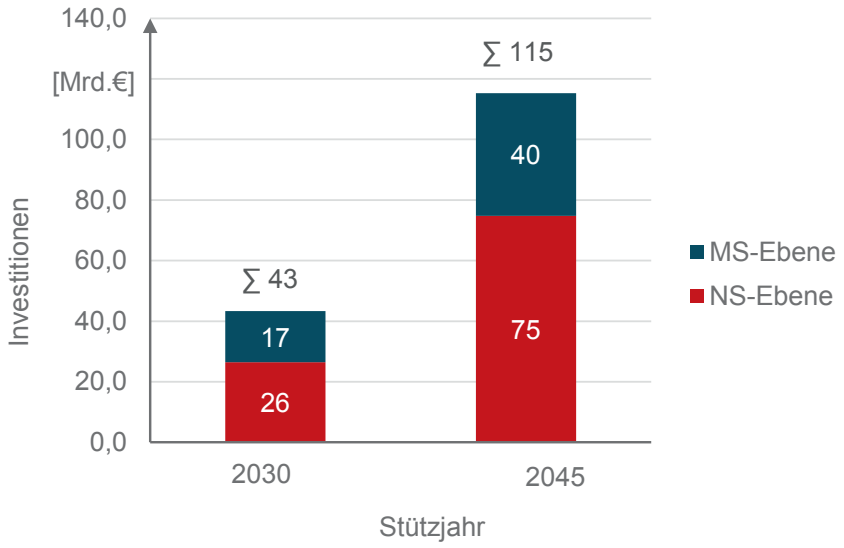


Abbildung 95: Investitionsbedarfe in der NS- und MS-Ebene je Stützjahr im Szenario KN 100

Die Ergebnisse zeigen, dass in beiden Stützjahren in der Niederspannungsebene mit 26 Mrd. EUR bis 2030 bzw. 75 Mrd. EUR bis 2045 einen Großteil der Investitionen notwendig sind. Die zu erwartenden Investitionen in der MS-Ebene liegen bis 2030 bei 17 Mrd. EUR und bei 40 Mrd. EUR bis 2045. Insgesamt liegen die Investitionen in den unteren Ebenen des Verteilnetzes damit bei 43 Mrd. EUR bis 2030 und 115 Mrd. EUR bis 2045. Hierbei gilt es zu berücksichtigen, dass der Ausbaubedarf für die beiden Stützjahre jeweils als eine Zielnetzplanung ermittelt wurde. Der angegebene Netzausbaubedarf ist somit nicht konsekutiv zu verstehen und setzt eine perfekte Vorausschau und zeitlich ungehinderte Realisierbarkeit voraus. Bei der Interpretation der Ergebnisse gilt zudem zu berücksichtigen, dass wie in Kapitel 0 ausgeführt, die Möglichkeit einer netzdienlichen Steuerung von Ladevorgängen an privaten Ladepunkten für Elektrofahrzeugen planerisch angenommen wird, wodurch eine Reduktion der zu erwartenden Investitionen gegenüber einer Auslegung mit ungesteuerten Ladevorgängen entsteht. Zudem werden ausschließlich Erweiterungsinvestitionen angegeben. Ersatzinvestitionen werden hingegen nicht berücksichtigt, können sich jedoch teilweise mit Erweiterungsinvestitionen überschneiden.

Eine Einordnung des ermittelten Ausbaubedarfs ermöglicht Abbildung 96. Hier werden die ermittelten Ausbaubedarfe in den beiden Stützjahren und Spannungsebenen relativ zur heutigen Leitungslänge in der jeweiligen spannungsebene dargestellt sowie die absolute Länge der ermittelte Maßnahmen zum Leitungsausbau angegeben.

Der Vergleich zeigt, dass auch relativ zur heutigen Leitungslänge der Großteil des Ausbaubedarfs in der NS-Ebene zu erwarten ist. Mit 259 Tsd. km bis 2030 und 632 Tsd. km bis 2045 ist ein Leitungsausbau zu erwarten, der ca. 20 % bzw. 54 % der heutigen Leitungslänge in der NS-Ebene entspricht. Dagegen entspricht der zu erwartende Leitungsausbau in der MS-Ebene bis 2030 mit 70 Tsd. km etwa 13 % der heutigen Leitungslänge in der MS-Ebene und bis 2045 mit 187 Tsd. km etwa 41 % der heutigen Leitungslänge in der MS-Ebene. Die Ergebnisse der vorliegenden

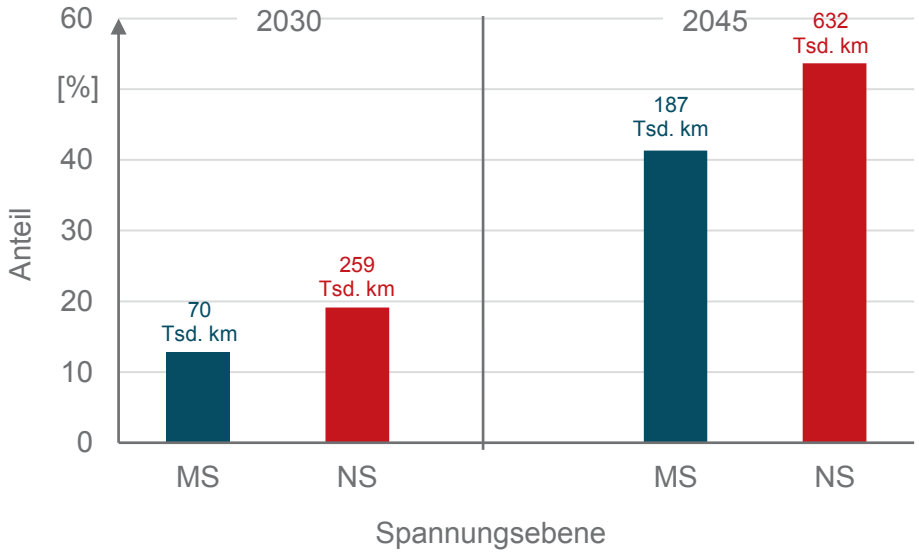


Abbildung 96: Leitungsausbau je Spannungsebene im Szenario KN 100 - Absolut und relativ zur Gesamtleitungslänge der jeweiligen Spannungsebene

Quelle: Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt (2021)

Untersuchung sind damit konsistent zu aktuellen, auch lokal angelegten Studien wie der aktuellen NRW-Verteilnetzstudie (siehe ef.Ruhr et al., 2021). Hier wird die NS-Ebene zunehmend als Schwerpunkt des zukünftigen Erweiterungs- und Investitionsbedarfs identifiziert. Dies ist nachvollziehbar, da ein großer Teil der neuen Netznutzer, insbesondere im Bereich der neuen Lasten in dieser Netzebene angeschlossen werden und diese Netzebene einen Großteil der Gesamtleitungslänge des Verteilnetzes ausmacht.

Wie Abbildung 97 zeigt, bewegt sich der durchschnittliche jährlich zu erwartende Ausbaubedarf für das untersuchte Szenario KN 100 in der NS-Ebene dabei im Bereich des historischen Netzausbaus der letzten 10 Jahre. Durchschnittlich wurde das NS-Netz zwischen den Jahren 2010 und 2019 jährlich um 1,9 % erweitert. Die Erweiterung bezieht sich hierbei auf die ausgewiesene Stromkreislänge der Niederspannungsebene.

Hierbei gilt es darauf hinzuweisen, dass der ermittelte Leitungszubau bis 2030 bzw. 2045 nicht zwischen Ausbaumaßnahmen im Bestand und Zubaumaßnahmen unterscheidet. Grundsätzlich ergibt sich somit ein jährlich zu leistender Leitungsausbau, der sich an den bisherigen Wachstumsraten des Netzausbaus orientiert und somit in einer insgesamt realistischen Größenordnung liegt und damit unter den angenommenen Parametern als grundsätzlich umsetzbar einzuschätzen ist. Der erforderliche Netzausbaubedarf in den einzelnen Gemeinden ist hierbei jedoch nicht homogen verteilt ist, wodurch lokale Engpässe beim Netzausbau entstehen können.

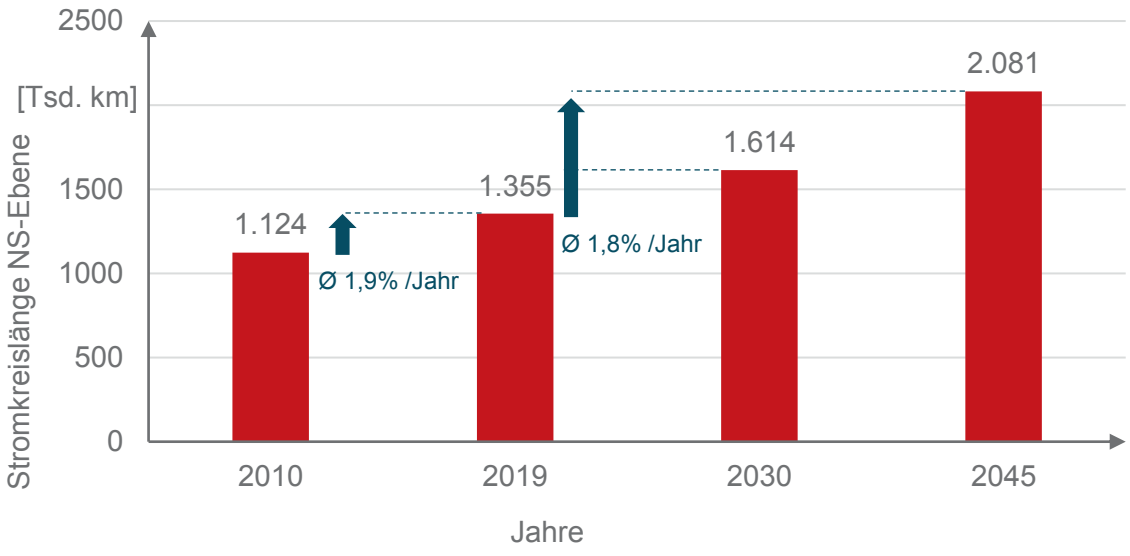


Abbildung 97: Zu erwartende jährliche Erweiterung der NS-Stromkreislänge im Kontext der historischen Netzerweiterung

Quelle: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2021)

Eine Einordung der inhomogenen Verteilung des Netzausbaus erfolgt in Abbildung 98. Dargestellt wird hier der Investitionsbedarf durch den Netzausbau in der NS-Ebene je Stützjahr und Strukturklasse. Hier ist zu erkennen, dass mit 16 Mrd. EUR bis 2030 bzw. 54 Mrd. EUR bis 2045 ein Großteil der Investitionen in städtischen und halbstädtischen Gemeinden und damit eher in den bevölkerungsreichen Ballungsgebieten zu erwarten ist. Insbesondere bei der Betrachtung des Stützjahres 2045.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass halbstädtische und städtische Gebiete nur 34 % der Gesamtfläche Deutschlands ausmachen, jedoch bis 2045 72 % der Investitionen auf diese anfallen. Insbesondere in städtischen Gemeinden sind damit zukünftig Netzbetreiber betroffen, die im bisherigen Verlauf der Energiewende weniger vom Netzausbau betroffen waren. Ein Großteil der zu erwartenden Maßnahmen konzentriert sich somit auf einen geografisch relativ kleinen Raum.

Insbesondere hier zeichnet der reine Blick auf die erforderlichen Investitionen bzw. der deutschlandweite Blick nur ein unvollständiges Bild in Bezug auf die Realisierbarkeit des ermittelten Netzausbaus. Die Realisierbarkeit des Netzausbaus unterliegt unterschiedlichen Einflussfaktoren, deren Gewichtung sich lokal stark unterscheiden kann. Zu berücksichtigen sind hierbei folgende Aspekte:

- Verfügbarkeit von Personal zur Planung und Durchführung der Arbeiten
- Anzahl zeitgleicher Baustellen (Akzeptanz der Bevölkerung, technische Einschränkungen)
- Restriktionen zu Anzahl und Häufigkeit von Erdarbeiten durch z. B. Gemeinden
- Verfügbare Assets
- Planungs- und Bestellzeiträume

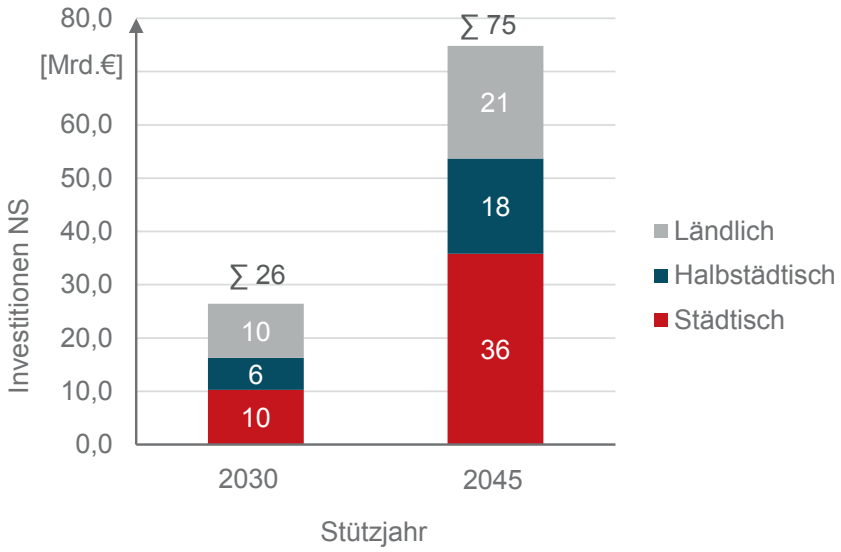


Abbildung 98: Aufteilung der Investitionen in der NS-Ebene je Stützjahr auf die einzelnen Strukturklassen

Eine integrierte Netz- und Assetplanung gewinnt somit zunehmend an Bedeutung. Hier gilt es Ersatz- bzw. Erweiterungsmaßnahmen zeitlich so zu planen, dass die im Planungshorizont erforderlichen Maßnahmen realisiert werden können. So können Potenziale zur Reduktion der Netzausbauinvestitionen gehoben werden. Im Rahmen der Netzausbauberechnung werden ausschließlich Erweiterungsinvestitionen angegeben. Ersatzinvestitionen werden hingegen nicht berücksichtigt, können sich jedoch teilweise mit Erweiterungsinvestitionen überschneiden. Eine entsprechende Netz- und Assetplanung kann dazu beitragen diese Synergien zu heben. Weitere Potenziale können sich bei einer gemeinsamen Planung zwischen verschiedenen Infrastrukturbetreibern ergeben. Beispielsweise bei einer gemeinsamen Planung von Grabungsarbeiten und einer entsprechenden Leerrohrstrategie. Ein mögliches Werkzeug im Rahmen einer gemeinsamen Asset- und Netzausbauplanung bietet der gezielte Einsatz netzdienlicher Flexibilitäten. Grundsätzlich ist bei einer planerischen Berücksichtigung einer netzdienlichen Flexibilität ein signifikant geringerer Netzausbaubedarf zu erwarten, insbesondere bei einem starken Zubau flexibler Lasten. Auch im Rahmen dieser Untersuchung wurde eine netzdienliche Flexibilität, das residuallastglättende Steuern von Ladevorgängen an privaten Ladepunkten berücksichtigt. Wie der Blick auf Netzausbauberechnungen mit vergleichbaren Szenarien zeigt (EWI, 2018), ist anzunehmen, dass ohne eine Berücksichtigung dieser Steuermöglichkeit der Netzausbaubedarf entsprechend höher ausfällt. Neben der allgemeinen Reduzierung des Netzausbaubedarfs kann ein gezielter Einsatz netzdienlicher Flexibilität dazu beitragen den Bedarf von Netzausbaumaßnahmen im Rahmen der technischen Lebensdauer der Betriebsmittel zu verschieben und damit eine zeitliche Häufung von Maßnahmen zu verhindern und die Realisierbarkeit des Netzausbaus zu erhöhen. Zudem kann die technische Lebensdauer der Betriebsmittel besser ausgenutzt werden. Hier wäre also im Rahmen des Assetmanagements

eine Abwägung zwischen den folgenden Punkten vor dem Hintergrund der zu erwartenden Versorgungsaufgabe möglich:

- Ausnutzung der technischen Restlebensdauer der Betriebsmittel
- Die für eine Steuerung erforderlichen Voraussetzung schaffen
- Den Investitionen für neue Betriebsmittel
- Der möglichen Anzahl von Maßnahmen

Um eine netzdienliche Flexibilität in der Netzplanung berücksichtigen zu können, müssen jedoch die entsprechenden technischen und regulatorischen Voraussetzungen erfüllt sein, um die Steuerung im Falle eines drohenden Engpasses gesichert im Betrieb einsetzen zu können. So bedingt der betriebliche Einsatz eine entsprechende IKT-Infrastruktur. Eine Erweiterung des Planungsprozesses um eine Digitalisierungsstrategie auf Basis lokaler Prognosen zur Entwicklung der Versorgungsaufgabe kann dabei helfen, Netze und Betriebsmittel zu priorisieren und frühzeitig die nötigen technischen Voraussetzungen zu schaffen. Von regulatorischer Seite her gilt es den Netzbetreibern und Planern frühzeitig eine Ausgestaltung des §14a EnWG zur Verfügung zu stellen, um diesen eine langfristige Planungssicherheit zu bieten (siehe Infobox 17).

Der hier beschriebene Ansatz des Flexibilitätsansatzes konzentriert sich stark auf das Laden von Elektrofahrzeugen. Grundsätzlich ist dieser Ansatz auch auf andere flexible Lasten wie beispielsweise Speicher oder Wärmepumpen anwendbar.

Zukünftige Studien und Gutachten im Bereich der Verteilnetze sollten sich daher ausführlich mit dem Thema des planerischen und betrieblichen Flexibilitätseinsatzes im Rahmen einer möglichen Ausgestaltung von §14a EnWG auseinandersetzen. Mögliche Schwerpunkte aus Sicht des Gutachters sind hierbei:

- Das Zusammenspiel zwischen netzdienlicher und entsprechend verfügbarer marktlicher Flexibilität
- Auswirkungen von Grenzen des Flexibilitätseinsatzes sowohl auf den Komfort der Nutzer als auch auf den zukünftigen Netzausbaubedarf
- Betrachtung weiterer Flexibilitätsoptionen neben dem Steuern von Ladevorgängen und deren Integration in die Netzplanung.

Ein weiterer Fokus zukünftiger Untersuchungen sollte aus Sicht der Gutachter im Bereich einer gemeinsamen Netz- und Assetplanung liegen.

Ziel sollte es sein, den betroffenen Akteuren ein umfangreiches Bild der zukünftigen Herausforderungen und Möglichkeiten im Zuge der Sektorenkopplung sowie mögliche Lösungswege aufzuzeigen.

Infobox 17: Flexibilität in der Netzplanung

Den rechtlichen Rahmen zum Einsatz einer netzdienlichen Steuerung schafft §14a EnWG. Entscheidend für die zukünftige netzplanerische Berücksichtigung der Flexibilität ist die aktuell noch in der Diskussion befindliche konkrete Ausgestaltung des Rahmens. Um einen netzdienlichen Flexibilitätseinsatz netzplanerisch nutzen zu können, muss dieser Mechanismus dem Netzbetreiber im Betrieb sicher als Letztmaßnahme zur Verfügung stehen, um drohende Netzengpässe zu verhindern. Ein Ansatz auf freiwilliger Basis wie beispielsweise durch marktliche Signale oder mittels Pönalen kann dies aus Sicht des Gutachters nicht ausschließlich leisten. Der Nutzer hat hier stehts die Wahl zwischen einer möglichen Einschränkung des persönlichen Komforts oder monetären Nachteilen. Die Flexibilität steht nicht gesichert zur Verfügung, da ein abweichendes Individualverhalten gestattet wird. Dies bedeutet ausdrücklich nicht, dass ein zusätzlicher marktlich gesteuerter Flexibilitätseinsatz zukünftig keine wichtige Rolle bei der Vermeidung von Netzengpässen im Betrieb spielen kann. Ein wichtiger Punkt im Zuge der Diskussion um den Netzbetreiberseitigen Eingriff ist das erlaubte Maß der planerischen Steuerung. Also welcher Eingriff in den Komfort der Netznutzer durch den Planer berücksichtigt werden kann und ab welchem Punkt es gilt das Netz auszubauen. Hier muss eine Grenze als Auslöser für den Netzausbau unter Berücksichtigung der Nutzerkomforts definiert werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass grundsätzlich zwischen Betrieb und Planung zu unterscheiden ist. Entscheidend für die Auslegung des Netzes bei der Anwendung einer solchen Steuerung, ist die zu erwartende Häufigkeit und Intensität des Einsatzes und damit der planerischen Bewertung einer möglichen Einschränkung des Nutzerkomforts. Die Auslegung des Netzes auf eine planerisch geringe Einschränkung, reduziert somit die Wahrscheinlichkeit von Zeiträumen mit drohenden Netzengpässen und damit eines betrieblichen Einsatzes einer Steuerung. Grundlage sind hier stochastische Auswertungen. Das tatsächliche Maß der Abregelung im Betrieb kann entsprechend abweichen.

Im Rahmen dieser Studie wird angenommen, dass Ladevorgänge an privaten Ladepunkten residuallastglättend und damit netzdienlich verschoben werden können. Hierbei wird planerisch berücksichtigt, dass der Komfort der Nutzer nicht eingeschränkt wird. Die Ladevorgänge können im Rahmen der stochastischen Standzeiten der einzelnen Fahrzeuge unter der Bedingung verschoben werden, dass die zuvor gefahrenen Strecken nachgeladen werden können. Das Netz wird so auf eine bestimmte Versorgungsaufgabe ausgelegt. Drohen im Betrieb Netzengpässe, greift die Steuerung des Netzbetreibers als Letztmaßnahme.

Dieser Ansatz schließt explizit nicht aus, dass die Flexibilität der Netznutzer auch marktbasiert genutzt werden kann. Vielmehr gibt die Auslegung des Netzes unter der planerischen Berücksichtigung der Steuerung durch den Netzbetreiber als Letztmaßnahme einen Handlungsraum vor, in dessen Rahmen die Flexibilität der Netznutzergenutzt werden kann (siehe Abbildung 99). Drohen akut keine Netzengpässe (grüne und gelbe Phase) erfolgt kein Eingriff des Netzbetreibers, die Flexibilität kann frei genutzt werden. Drohen Netzengpässe (rote Phase) greift die Steuerung des Netzbetreibers als Letztmaßnahme.

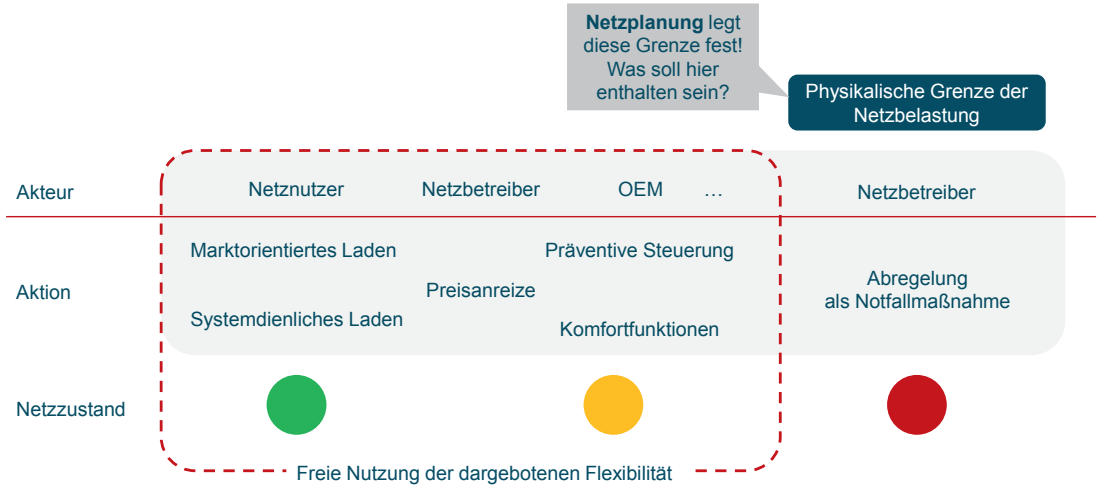


Abbildung 99: Mögliche Ausnutzung des Flexibilitätspotenzials

Im Rahmen der Flexibilitätsnutzung in der grünen Phase sind grundsätzlich verschiedene Einsatzmöglichkeiten und Akteure denkbar. So könnte durch marktliche Anreize die Notwendigkeit eines Eingriffs durch den Netzbetreiber vermieden werden. Auch Komfortfunktionen wie eine Priorisierung beim Laden oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen sind denkbar.

2.7.3 Entwicklung der Wasserstoff- und Gasinfrastruktur

Im Rahmen dieser Studie und basierend auf den Ergebnissen des Hauptszenarios erfolgt eine ausführliche Betrachtung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur auf Basis qualitativer und quantitativer Analysen. Die gasförmigen Energieträger sind entgegen der Logik in den Endverbrauchssektoren nach den Gasfamilien aufgeteilt, da für die Infrastrukturperspektive die verbrauchten Mengen in den jeweiligen Gasnetzen entscheidend sind. Bei der **Bilanzierung nach Gasfamilien** wird beigemischter Wasserstoff daher in der Gasfamilie Methan bilanziert. Im Rahmen der Studie ist die Gasfamilie Methan als Mischung aus methanbasierten Gasen[63] sowie einem Wasserstoffanteil von bis zu 20 Vol.-%. definiert. Die Gasfamilie Wasserstoff beinhaltet reinen Wasserstoff[64] (siehe Kapitel 2.4.7). Neben der heute etablierten Nutzung der Gasfamilie Methan, gewinnt in den untersuchten Endverbrauchsektoren Gebäude, Industrie und Verkehr sowie im Bereich der Rückverstromung in Gaskraftwerken die Gasfamilie Wasserstoff zunehmend an Bedeutung. Daher wird basierend auf den Wasserstoffverbräuchen des Szenarios KN100 analysiert, in welchem Umfang eine bedarfsorientierte Infrastruktur für die Gasfamilie Wasserstoff benötigt wird. In diesem Zusammenhang wird sowohl eine Umstellung bestehender Gasinfrastruktur als auch der Neubau von Wasserstoffinfrastruktur betrachtet.

[63] Die angebotsseitige Zusammensetzung der methanbasierten Gasverbräuche verändert sich im Zeitverlauf und besteht aus Erdgas, Biomethan und synthetischem Methan. Eine detaillierte Beschreibung der Zusammensetzung findet sich in den Kapiteln 2.1, 2.2 und 2.3.
[64] Die Definition der Gasfamilie Methan ist analog zu der 2. Gasfamilie und die der Gasfamilie Wasserstoff zu der 5. Gasfamilie gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260.

Basierend auf den dargestellten Analysen werden die **volkswirtschaftlichen Kosten** der Methan- und Wasserstoffinfrastruktur basierend auf den Verbrauchsentwicklungen des Hauptszenarios KN100 abgeschätzt. Hierbei werden die Kosten für den Betrieb, die Umstellung und den Ausbau der Transportnetze für die Gasfamilien Methan und Wasserstoff auf Basis des Endenergieverbrauchs ermittelt. Eine detaillierte Modellierung der Methan- und Wasserstoffinfrastruktur erfolgt im Rahmen der Studie nicht. Eine Kostenbetrachtung der Gasverteilnetze erfolgt im Rahmen der Studie ebenfalls nicht.

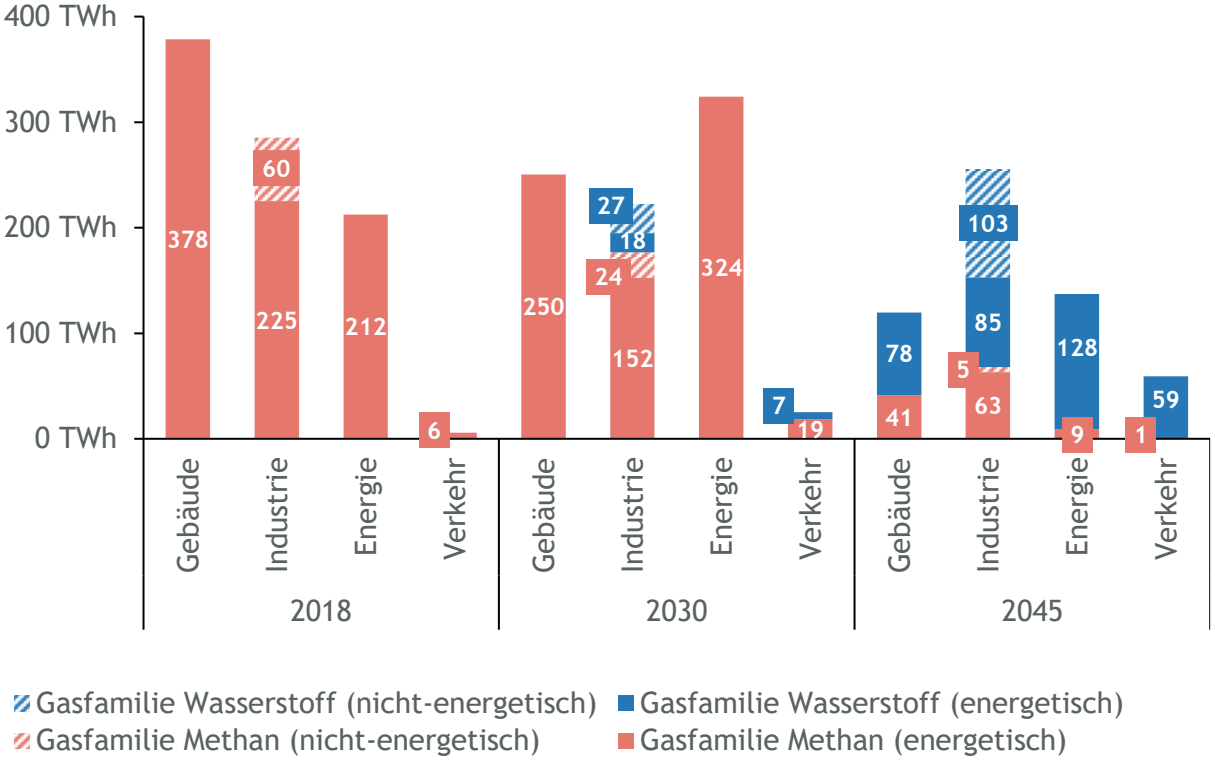


Abbildung 100: Gasverbräuche nach Gasfamilie und Verbrauchssektor

In Abbildung 100 ist der **Gasverbrauch je Gasfamilie und Sektor** dargestellt. Bis 2030 treibt vor allem der nichtenergetische Verbrauch und die Substitution von grauem Wasserstoff in der Industrie (z. B. in der Stahl- und Chemieindustrie) die Nachfrage, sodass der Industriesektor im Jahr 2030 einen Wasserstoffverbrauch von insgesamt 45 TWh erreicht. Zusätzlich erhöht sich im Zeitverlauf auch die energetische Nutzung von Wasserstoff, bspw. für die Bereitstellung von Prozesswärme, was insgesamt in einem Wasserstoffverbrauch von 188 TWh im Jahr 2045 in der Industrie resultiert (siehe Kapitel 2.2.5). Im Verkehrssektor liegt die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2030 bei 7 TWh. Der Wasserstoffbedarf steigt bis 2045 deutlich auf insgesamt 59 TWh. Der größte Treiber ist hier der Güterverkehr durch schwere LKW, auf den mehr als die Hälfte der Wasserstoffnachfrage entfällt (siehe Kapitel 2.1.4). Im Jahr 2045 ist ein Verbrauch von 78 TWh der Gasfamilie Wasserstoff im Gebäudesektor zu verzeichnen. Dieser ist auf die in den 2030ern beginnenden Verteilnetzumstellungen von der Gasfamilie Methan auf Wasserstoff zurückzuführen. Zudem steigt der Wasserstoffverbrauch durch Beimischung von Wasserstoff in der Gasfamilie Methan (siehe Abbildung 102).

Im Energiesektor erfolgt ein signifikanter Einsatz von Wasserstoff in Gaskraftwerken ab dem Jahr 2040. Dies ist über sowohl durch wasserstofffähige Neubauanlagen als auch über umrüstbare Anlagen möglich. Je nach Standort und Nähe zum Wasserstofftransportnetz können diese Kraftwerke dann mittelfristig Wasserstoff zur Rückverstromung nutzen. Neben der leitungsgebundenen Wasserstoffversorgung ist hier auch die Nähe zu Speichern ein relevanter Standortfaktor. Der Gasverbrauch des Energiesektors steigt bis 2030 durch den Anstieg der Gasverstromung um 53 % an und sinkt dann bis 2045 unter den historischen Wert von 2018. Der Wasserstoffverbrauch des Energiesektors liegt im Jahr 2045 bei 130 TWh (siehe Kapitel 2.4.4). Im Jahr 2045 beträgt der Anteil der Gasfamilie Wasserstoff am gesamten Gasverbrauch ca. 66 % im Gebäude- und 73 % im Industriesektor. Im Energiesektor wird der Gasverbrauch zu 93 % und im Verkehrssektor zu 98 % durch die Gasfamilie Wasserstoff gedeckt. Im Durchschnitt liegt der Anteil von Gasfamilie Wasserstoff am Gasverbrauch im Jahr 2045 bei 79 %. Ausgehend vom historischen Wert 2018 sinkt der Verbrauch beider Gasfamilien (methanbasierte Gase und Wasserstoff) im Szenario KN100 bis zum Jahr 2045 um 35 % ggü. 2018. Der Verbrauch an Gasfamilie Wasserstoff steigt mit 453 TWh im Jahr 2045 über den in der nationalen Wasserstoffstrategie angegebenen historischen Verbrauch von etwa 55 TWh hinaus (BMWi, 2020)[65].

Räumliche Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur

Die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur ist eng mit der Entwicklung des Angebots und der Nachfrage verknüpft. Durch unterbrechungsfreie Produktionen in vielen Grundstoffindustrien oder die mittelfristige Rückverstromung in Gaskraftwerken spielt die Versorgungssicherheit bei der Umstellung auf Wasserstoff eine wichtige Rolle. Eine Versorgung über ein Pipeline-System bringt diesbezüglich viele Vorteile, da eine lokale Zwischenspeicherung potenziell entfällt.

Weiterhin hat der Aufbau von **Wasserstofftransportinfrastruktur auf europäischer Ebene** Relevanz. Der Hauptanteil des langfristig benötigten Wasserstoffbedarfs wird im KN100-Szenario durch Importe gedeckt. Im Jahr 2030 beträgt der Importanteil am Gesamtverbrauch von 86 %, die komplett aus dem europäischen Ausland stammen. Die verbleibenden 14 % werden durch nationale Produktion in Elektrolyseuren gedeckt. Bis 2045 wächst der Importanteil auf 87 % bei gleichzeitig stark ansteigender Wasserstoffnachfrage. Ein Großteil der nach Deutschland importierten Wasserstoffmengen könnte über ein europäisches Fernleitungsnetz nach Deutschland gelangen. Gemäß der Modellergebnisse für das Jahr 2045 stammen 47 % des Wasserstoffs aus dem europäischen Ausland. Diese Mengen müssten größtenteils über ein europäisches Fernleitungsnetz nach Deutschland transportiert werden. Die Nachfrage nach Wasserstoff wird allerdings auch in anderen europäischen Ländern ansteigen, sodass auch Länder außerhalb Europas wichtige Herkunftsländer für Wasserstoffimporte nach Deutschland darstellen. Das europäische Fernleitungsnetz im Südwesten Europas bildet die Grundlage für Importe aus Nordafrika, worüber im Jahr 2045 ca. 19 % des deutschen Wasserstoffbedarfs gedeckt werden. Zusätzlich dazu stellt

[65] Grauer Wasserstoff wird v. a. durch Dampfreformierung aus Erdgas gewonnen und ist in Abbildung 100 im methanbasierten Gasverbrauch enthalten.

das Fernleitungsnetz eine Option für Wasserstoffimporte aus Osteuropa und Vorderasien dar. Aus diesen Regionen wird 21 % der deutschen Wasserstoffnachfrage gedeckt (siehe Kapitel 2.4.7).

Ein **nationales Transportnetz für Wasserstoff** könnte in der kurzen Frist zunächst im Nordwesten Deutschlands ausgebaut werden, um dort große Industriecluster im Dreiländereck zwischen Deutschland, Belgien und den Niederlanden anzuschließen (FNB Gas, 2020; Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021; Jens et al., 2021). Dieses nationale Transportnetz könnte sich im Zeitverlauf in Richtung Südwesten entwickeln, sodass in der mittleren Frist Teile Ostdeutschlands und Mitteldeutschlands an das Transportnetz angeschlossen werden. Bis zum Jahr 2040 könnte ein flächendeckender Anschluss Süddeutschlands erfolgen. Der geografischen Ausbreitung des flächendeckenden Transportnetzes vorrauseilend, ist auch vor 2040 ein bedarfsgerechter Anschluss einzelner Großverbraucher (z. B. Industrieunternehmen oder Wasserstoff-Kraftwerke) oder Regionen mit hoher Industriedichte (bspw. in Bayern) möglich. Für den Aufbau des Wasserstofftransportnetzes werden voraussichtlich primär existierende Erdgaspipelines für den Transport von Wasserstoff umgestellt. Freie Pipelinekapazitäten werden durch einen Rückgang der Gasnachfrage geschaffen. Analog zur möglichen Entwicklung des Wasserstofftransportnetzes könnten zunächst Kraftwerke im Nordwesten (bspw. im Rheinischen Revier) bzw. in Mitteldeutschland Wasserstoff zur Rückverstromung nutzen. In Folge des Kernenergie- und Kohleausstieg besteht zudem ein steigender Bedarf für flexible wasserstoff-fähige Gaskraftwerke in Süddeutschland.

Umsetzung einer Gasnetzumstellung

Auf der **Transportnetzebene** ist die Leitungsinfrastruktur historisch gewachsen und wurde an vielen Stellen durch parallel geführte Methanpipelines ausgebaut. Gemäß den Ergebnissen des Szenarios KN100 geht der Verbrauch methanbasierter Gase zurück, sodass eine gezielte Umstellung einzelner Leitungen für den Transport von Wasserstoff möglich ist, ohne die Versorgung mit methanbasierten Gasen zu beeinträchtigen. Dadurch könnten Wasserstoff und Methan parallel transportiert werden und ein zukünftiges Wasserstofftransportnetz kann in der Regel parallel zum bestehenden Gastransportnetz verlaufen. Eine Umstellung bestehender Gastransportleitungen ist im Vergleich zum Neubau von Wasserstoffleitungen mit geringeren Kosten und schnellerer Verfügbarkeit verbunden.

In den **Gasverteil- und Ortsnetzen** sind in der Regel keine parallel geführten oder redundanten Leitungen vorhanden. Innerhalb eines Verteilnetzabschnittes würde das Angebot zweier Gasfamilien bedeuten, dass parallel zum existierenden Netz ein zweites Netz aufgebaut werden müsste. Ein flächendeckender Aufbau und Betrieb von parallelen Infrastrukturen auf Verteilnetzebene für die Gasfamilien Methan und Wasserstoff durch den Neubau von parallel zum bestehenden Netz verlaufender Wasserstoffleitungen wäre mit erheblichen Kosten verbunden. Die Koexistenz zweier Gasfamilien in Gasverteilnetzen innerhalb wird in der Studie daher nicht betrachtet. Verteilnetze oder einzelne Gasverteilnetzabschnitte werden durch einen zentralen Anschluss an das Transportnetz gespeist. Darüber hinaus kann es lokale Produzenten geben, die direkt ins Verteilnetz einspeisen (z. B. Biomethan aus Biogasanlagen oder Wasserstoff aus

Elektrolyseuren). Deshalb sind mittel- und langfristig regional unterschiedliche Gaszusammensetzungen in den Verteilnetzen wahrscheinlich, abhängig von den lokalen Bedarfsanforderungen und Einspeisemöglichkeiten. Im Falle der Umstellung auf (oder der Beimischung von) Wasserstoff könnten einzelne Endverbraucher, für die eine Umstellung auf Gasfamilie Wasserstoff oder eine hohe Beimischungsquote nicht möglich ist, über eine neue (Stich-)Leitungen mit der notwendigen Gaszusammensetzung versorgt werden. Sensible Verbraucher hinsichtlich der Gasfamilie und der Wasserstoffbeimischung könnten zum Beispiel die Glas- und Keramikindustrie sein. Darüber hinaus ist eine hinsichtlich der Gasfamilie und Beimischung dauerhafte bedarfsorientierte Umstrukturierung von Verteilnetzabschnitten vorstellbar, sodass die Nachfrage nach Wasserstoff und methanbasierten Gasen möglichst abnehmerscharf bedient werden kann. Zum Beispiel könnten ein Verteilnetz, in dem ein Industriegebiet mit wasserstoffsensiblen Verbrauchern und ein Wohngebiet mit weniger sensiblen Haushaltsverbrauchen liegt, in zwei Verteilnetze geteilt werden, welche unterschiedliche Gasfamilien führen. Alternativ könnten mittelfristig auch Wasserstoff und methanbasierte Gase durch Membranverfahren beim Verbraucher getrennt werden, wenn im Verteilnetz der Gasfamilie Methan eine Wasserstoffbeimischung vorliegt. Abbildung 101 illustriert die Umstellung der Gasverteilnetze auf Wasserstoff im Jahr 2045 und zeigt mögliche Einflussfaktoren auf die Umstellung individueller Verteilnetzabschnitte.

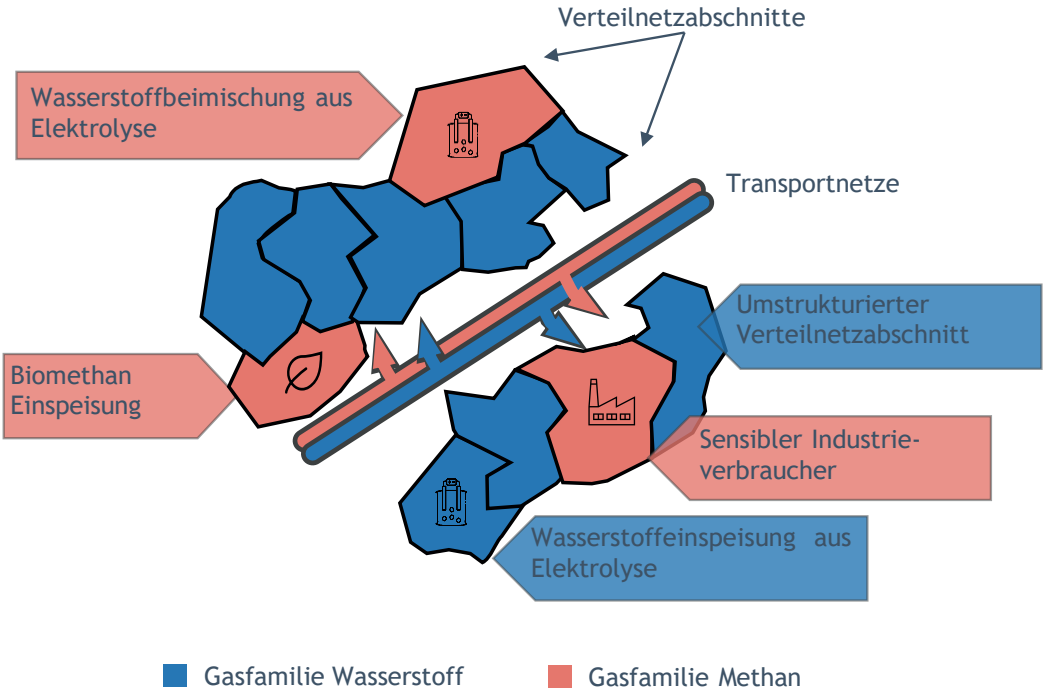


Abbildung 101: Illustrative Darstellung der Umstellung der Gasverteilnetze auf Wasserstoff

Auf Verteilnetzebene ist bereits kurz- und mittelfristig eine **Beimischung von Wasserstoff** aus dezentralen Quellen (z. B. Wasserstoff aus Elektrolyseuren) oder aus dem Wasserstoff-Transportnetz möglich. Die Beimischung von Wasserstoff in Verteilnetze erfolgt entsprechend der Sensibilität der Endverbraucher, der Bedarfe sowie der potenziellen Erzeugung von Wasserstoff

im Netzgebiet[66]. Bis 2030 kann eine Wasserstoffbeimischung in lokalen Verteilnetzen erfolgen, dies ist besonders im Falle einer dezentralen Erzeugung von Wasserstoff relevant. Aufgrund der im Jahr 2030 begrenzten, geografischen Ausbreitung des Wasserstoff-Transportnetzes und technischer Restriktionen auf Seiten der Endgeräte auf Basis geltender technischer Regeln, wird die Beimischungsquote 10 Vol.-% H_2 voraussichtlich nicht übersteigen. Nach individueller Bewertung sind in einzelnen Netzabschnitten höhere Beimischungen denkbar. Im Jahr 2045 könnte eine Beimischung von 20 Vol.-% in Verteilnetzen der Gasfamilie Methan möglich sein. Voraussetzung dafür ist die bis dahin erfolgende technische Weiterentwicklung der Endgeräte hinsichtlich Ihrer Wasserstoffverträglichkeit. Es wird davon ausgegangen, dass für Beimischungen von mehr als 20 Vol.-% eine vollständige Umstellung des Verteilnetzabschnittes von Gasfamilie Methan auf Wasserstoff kostengünstiger ist als eine kontinuierlich zunehmende Beimischung (ENTSOG, 2019). Aus den Modellergebnissen des KN100 ergibt sich für das Jahr 2030 eine durchschnittliche Beimischung von 5,8 Vol.-% Wasserstoff (entspricht 1,8 Energie-%) in Verteilnetzen mit methanbasierten Gasen. 2045 beträgt die durchschnittliche Beimischung von Wasserstoff in methanbasierte Gasnetze circa 13,9 Vol.-%. Wasserstoff (entspricht 4,7 Energie-%), wie in Abbildung 102 dargestellt.

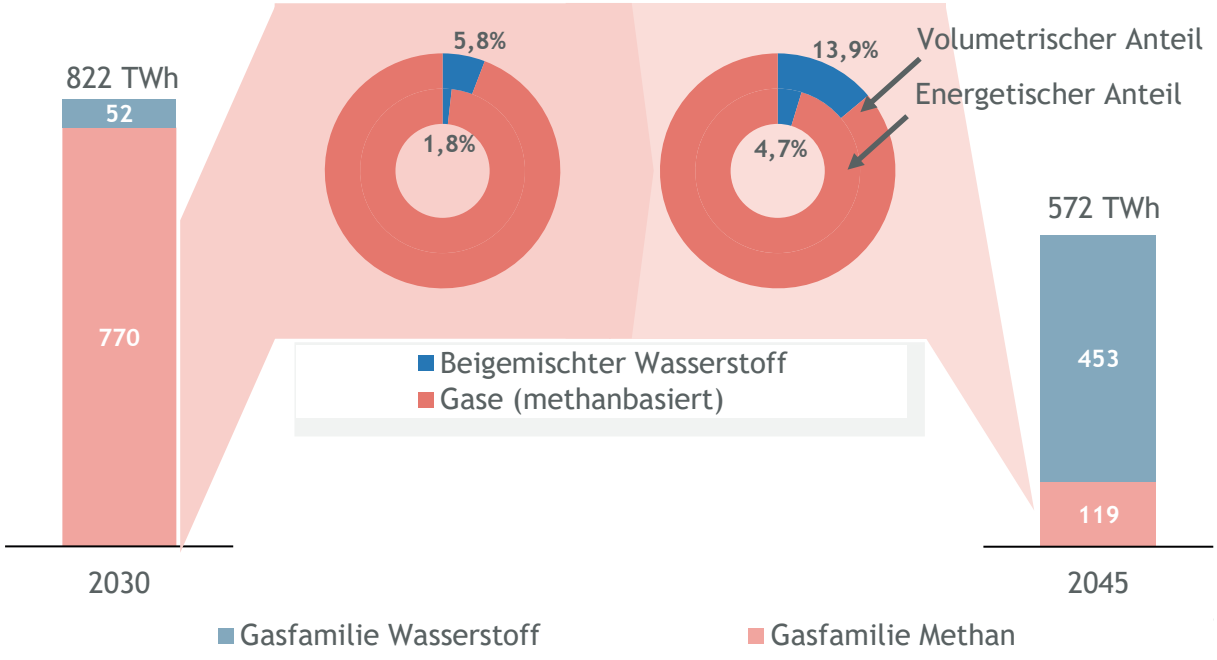


Abbildung 102: Verbrauch je Gasfamilie und Anteil der Wasserstoffbeimischung

Zum einen zeigen die Ergebnisse des KN100 einen Trend von Gasfamilie Methan hin zu Wasserstoff, zum anderen sinkt der Verbrauch beider Gasfamilien im Szenario KN100 bis zum Jahr 2045 um 35 % gegenüber dem Jahr 2018. Ein starker Rückgang der Gasverbrauchs und eine sinkende Anzahl angeschlossener Verbraucher (z. B. Heizungen und Industriebetriebe) könnte perspektivisch dazu führen, dass einzelne Verteilnetzabschnitte mit dem heutigen Regulierungsrahmen nicht mehr

[66] Modellseitig wird nur eine bilanziell durchschnittliche Beimischung von Wasserstoff im Gasnetz ermittelt wird. Beimischungsquoten für individuelle Verteilnetze sind nicht Gegenstand der Studie.

wirtschaftlich betrieben werden können und die Kosten nicht mehr von der sinkenden Anzahl an Verbrauchern getragen werden können. Dies könnte dazu führen, dass Verteilnetze oder Netzabschnitte stillgelegt werden. Im Rahmen der Studie wird die Stilllegung individueller Gasverteilnetze jedoch nicht untersucht.

Der Trend von methanbasierten Gasen hin zu Wasserstoff bedeutet, dass **Gasverteilnetze** teilweise **auf Wasserstoff umgestellt** werden müssen. Ein gewisser Anteil der Verteilnetze wird aufgrund der lokalen Endverbrauchssituation voraussichtlich nicht auf Wasserstoff umgestellt werden können. Wegen bestehender Nachfrage nach methanbasierten Gasen aus der Industrie (z. B. der Chemie und Glasindustrie) und dezentralen Erzeugungspotentialen für Biomethan gibt es im Jahr 2045 im KN100 noch Verteilnetze mit Gasfamilie Methan. Da Industrie und Gebäude teils aus den gleichen Netzabschnitten versorgt werden, führt dies zu einer Sockelnachfrage nach Gasfamilie Methan im Gebäudesektor, welche in der Studie auf 15 Energie-% geschätzt wird.

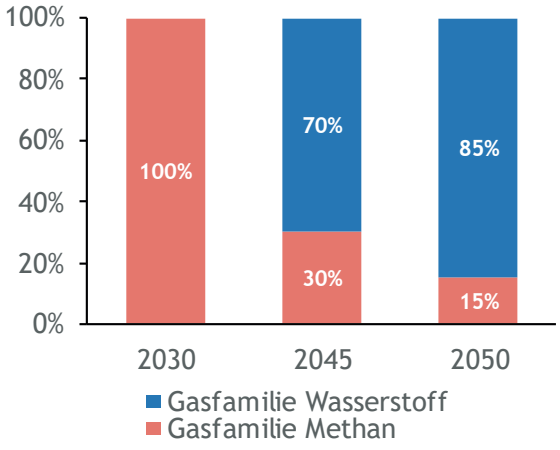


Abbildung 103: Anteilige Umstellung von Gasverteilnetzen

Neben der Sockelnachfrage ist die **Dauer der Marktraumumstellung** von Gasfamilie Methan auf Wasserstoff ein begrenzender Faktor für den Einsatz von Wasserstoff in Gasverteilnetzen. Die Geschwindigkeit und der Beginn der Marktraumumstellung auf Wasserstoff inklusive des Austausches oder der Nachrüstung betroffener Endgeräte ist maßgeblich von politischen Entscheidungen abhängig. Basierend auf Erfahrungen der L/H-Gas Umstellung könnte die Marktraumumstellung auf Wasserstoff 20-30 Jahre in Anspruch nehmen (vgl. Klement et al., 2020; FNB Gas, 2020). Die Systemträgheit hängt im Gebäudesektor insbesondere an der Wasserstofffähigkeit der Endgeräte. Laut Herstellerangaben können neue Gasbrennwertgeräte ab dem Jahr 2024 vollständig mit Wasserstoff betrieben werden. Typische Investitionszyklen betragen bei Heizungsanlagen 20 Jahre. Die Umstellung der Endgeräte muss der Umstellung der Netze vorauseilen. Bevor ein Netzabschnitt auf Wasserstoff umgestellt werden kann, müssen alle Endgeräte in diesem Netzabschnitt wasserstofffähig sein. Die Studie geht davon aus, dass Verteilnetzumstellungen von methanbasiertem Gas auf Wasserstoff in den 2030er Jahren starten und im Jahr 2050 abgeschlossen sind. Die sich daraus ergebenden Annahmen für die Anteilige Umstellung der Gasverteilnetze sind in Abbildung 103 dargestellt. Um eine Netzumstellung in diesem ambitionierten Zeitrahmen zu ermöglichen, müssen viele Endgeräte früher als in den typischen Investitionszyklen durch wasserstofffähige Endgeräte ersetzt werden. Um einen beschleunigten Austausch der Endgeräte zu erreichen ist voraussichtlich eine politische Begleitung notwendig, z. B. mit ordnungsrechtlichen Maßnahmen oder der Förderung des vorzeitigen Austauschs von nicht-wasserstofffähigen Endgeräten.

Exkurs: Technische Rahmenbedingungen

Erfahrungen mit dem Pipelinetransport von Wasserstoff gibt es in Deutschland seit den 1930er Jahren. Weltweit werden heute Wasserstoffnetze von einer Länge von bis zu 1.100 km für industrielle Nutzung betrieben. Existierende **Wasserstoffpipelines** bestehen in der Regel aus konventionellen Rohrstählen und werden auf quasi-statischen Druckniveau betrieben (Krieg, 2012). Wasserstoff kann in Rohrstähle diffundieren und zu Versprödung des Werkstoffs führen. Die bestehende Erdgasinfrastruktur in Deutschland ist nicht für den Transport von Wasserstoff ausgelegt worden. Die Wasserstofftauglichkeit der Erdgasinfrastruktur ist deshalb Gegenstand laufender Untersuchungen (Initiative GET H2, 2021; DVGW, 2020c, DBI, 2021). Gemäß ersten Ergebnissen sind keine grundsätzliches Ausschlusskriterien für die Verwendung bestehender der Erdgasleitungen für Wasserstofftransport festgestellt worden (Klement et al., 2020; Marewski et al., 2020a; Marewski et al., 2020b; Wackermann et al., 2020). Ein Großteil der Leitungen in Ortsverteilnetzen besteht aus Kunststoffen, die materialtechnisch grundsätzlich für den Transport von Wasserstoff geeignet sind (Enzmann, 2020)

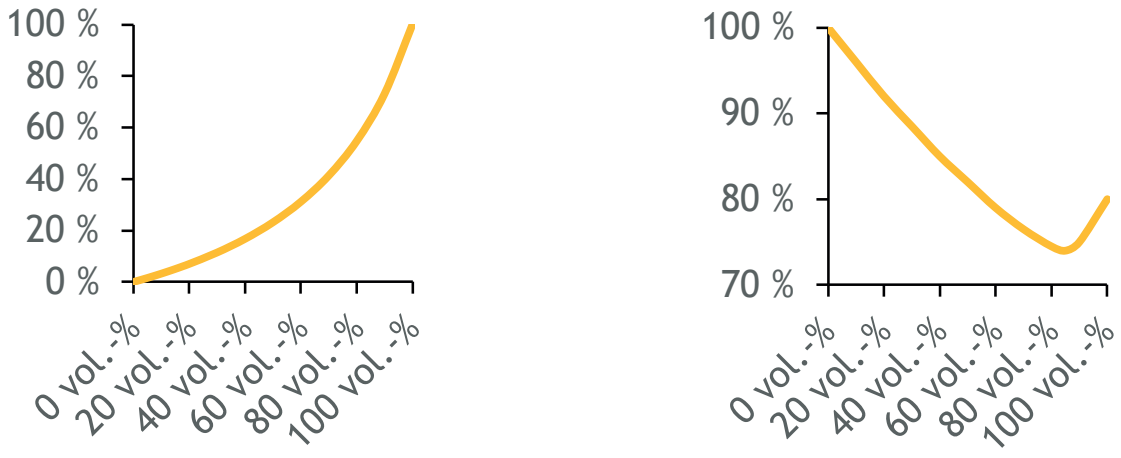


Abbildung 104: Zusammenhang zwischen energetischem und volumetrischem Anteil von Wasserstoff bei Beimischung in Methan (links). Abnahme der Transportkapazität bezogen auf 100 % Erdgas durch Wasserstoffbeimischung ins Erdgasnetz bei konstantem Druckverlust (rechts)

Quelle: (links) eigene Berechnung, (rechts) angelehnt an Haeseldonckx & D'haeseleer (2007)

Wasserstoff hat eine geringere volumetrische Energiedichte als Methan. Bei gleichem Druckverlust und dreifachen Volumenstrom beträgt die energetische Transportkapazität einer Pipeline bei Wasserstofftransport circa 80 % der energetischen Transportkapazität bei Erdgastransport (Haeseldonckx & D'haeseleer, 2007). Um dreifache Volumenströme bereitzustellen, bedarf es eines Austauschs bestehender **Verdichter** (Adam et al., 2020; Krieg, 2012). Demnach besteht auch bei Umstellung bestehender Erdgasinfrastruktur grundlegender Planungs- und Investitionsbedarf.

Der energetische Anteil von Wasserstoff in Methan/Wasserstoff-Gemischen verhält sich nicht linear zu dem volumetrischen Anteil. Eine Beimischung von 20 Vol. % Wasserstoff in Methan entspricht einem energetischen Wasserstoffanteil von 7,2 %. Im Falle einer perspektivischen

Umstellung auf 100 % Wasserstoff oder bei einer Beimischungsquote von Wasserstoff in Verteilnetze müssen alle Endgeräte des Netzabschnitts mit dieser Gasqualität verträglich sein. Die Wasserstofftauglichkeit von **Endgeräten** wird aktuell untersucht (THyGA, 2021, DVGW, 2021a-b. Nach derzeitigem Wissensstand sind bestehende Gasendgeräte je nach Geräteklasse für einen Wasserstoffanteil von bis zu 20 Vol.-%. geeignet (Klement et al., 2020; MARGOGAZ, 2019). Jüngere Gasbrennwertgeräte einiger Hersteller können laut Herstellerangeben circa 20-30 Vol.-% Wasserstoffanteil mitverbrennen (Vaillant 2021, Viessmann 2020). Die Markteinführung von 100 % wasserstofffähigen Gasbrennwertgeräten soll laut Herstellerangaben ab 2024 erfolgen (Viessmann 2020). Für die Rückverstromung von Wasserstoff sind Gasturbinen in der Energiewirtschaft von zentraler Bedeutung. Gemäß Herstellerangaben werden voraussichtlich ab dem Jahr 2030 wasserstofffähige Gasturbinen zu Verfügung stehen. In den 2020ern installierte Gasturbinen lassen sich auf Wasserstoff nachrüsten.

Investitionen in die Gas- und Wasserstoffinfrastruktur auf Transportnetzebene

Der Infrastrukturbedarf sowie die Investitions- und Betriebskosten der Gastransportnetze werden für die Gasfamilien Methan und Wasserstoff bestimmt. Die Kostenentwicklung von Infrastruktur in Gasverteilnetzen ist nicht Teil der Studie. Bei den Investitionen wird zwischen Neubau, Umstellungen und Reinvestitionen unterschieden. Die mögliche Stilllegung von Infrastruktur der Gastransport- oder Verteilnetze wird dabei nicht untersucht.

Den **Ausgangspunkt für die Kostenbetrachtungen** bilden die modellbasierten Energieverbräuche der Gasfamilien Methan und Wasserstoff. Ausgehend vom bestehenden Gastransportnetz sowie den geplanten Maßnahmen des *Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030* (FNB Gas, 2020) werden Kapazitäten für die Umstellung von Leitungsabschnitten aus dem Methannetz auf Wasserstoff bestimmt. Der bedarfsgerechten Umstellung von Methan auf Wasserstoff wird Vorrang gegenüber dem Neubau von Wasserstoffpipelines eingeräumt. Ein Neubau erfolgt, wenn die ermittelten Netzbedarfe nicht durch Umstellungen zu decken sind. In Abbildung 105 ist zunächst die Entwicklung des Verbrauchs je Gasfamilie dargestellt. Im Zeitraum zwischen 2018 und 2030 sinkt die Nachfrage nach Gas im Szenario KN100 getrieben durch die steigende Gasverstromung im Energiesektor nur um ca. 7 %. Nach 2030 zeigen die Ergebnisse der Modellierung stärker sinkende Gasnachfragen. Bis 2045 geht der Gesamtverbrauch an gasförmigen Energieträgern bezogen auf 2018 um 35 % zurück. Dabei wird ein Großteil der Nachfrage nach der Gasfamilie Methan durch Wasserstoff ersetzt. Der Bedarf der Gasfamilie Methan sinkt im Vergleich zu 2018 um 87 %.

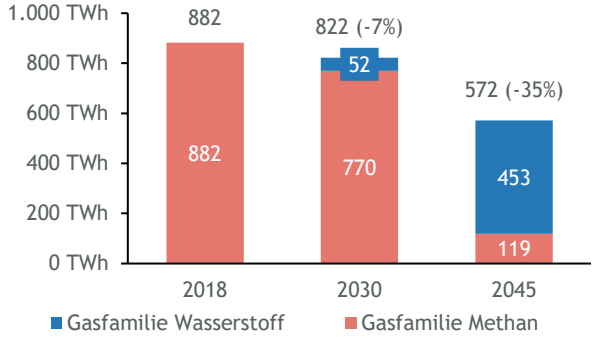


Abbildung 105: Energieverbräuche nach Gasfamilie

Die Studie geht davon aus, dass durch die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 (FNB Gas, 2020) die **Infrastrukturbedarfe** der Gasfamilie Methan zu jedem Zeitpunkt abgedeckt sind. Ein über die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans hinausgehender Ausbau an

Methantransportnetzen erfolgt nicht. Für die nachfolgenden Berechnungen wird unterstellt, dass sich die Gesamtlänge der Gastransportnetze bezogen auf den historischen Bestand trotz der rückläufigen Nachfrage nicht verringert. Dies beruht auf der Annahme, dass eine flächendeckende Versorgung mit gasförmigen Energieträgern, insbesondere bei der historisch gewachsenen Gasfamilie Methan, auch bei rückläufigen Gasnachfragen sichergestellt wird. Die mögliche Stilllegung von Infrastruktur der Gastransportnetze bzw. Gasverteilnetze wird nicht untersucht.

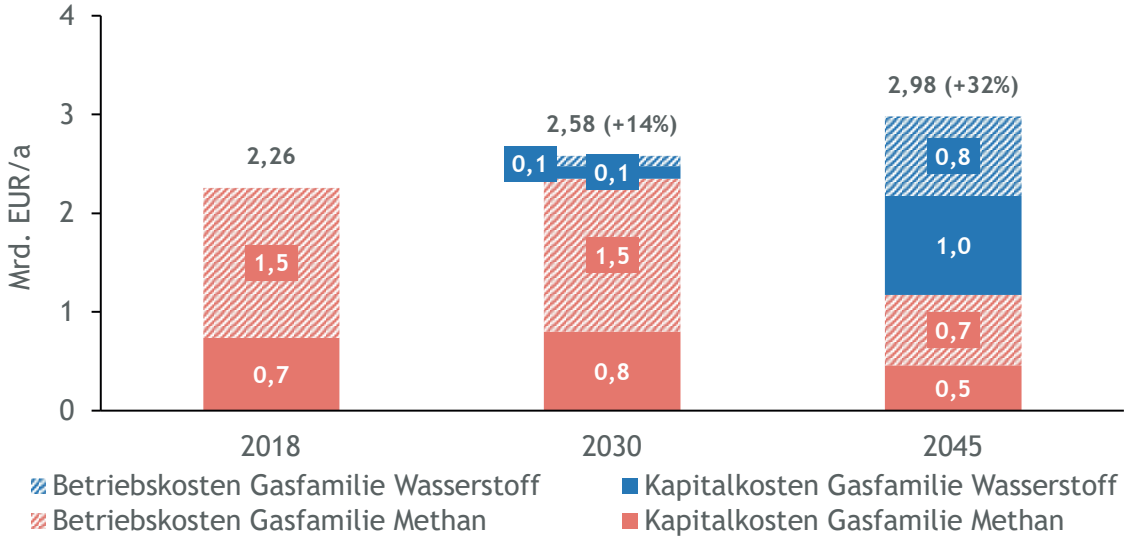


Abbildung 106: Annualisierte Kosten der Transportnetzinfrastruktur

Die Abschreibung von Investitionen erfolgt linear über die ökonomische Lebensdauer. Reinvestitionen erfolgen, wenn die existierende Infrastruktur das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht. Es wird angenommen, dass die Altersstruktur bestehender Infrastruktur gleichmäßig über die gesamte technische Lebensdauer verteilt ist. Die technische Lebensdauer wird der ökonomischen Lebensdauer gleichgesetzt, wenn eine Umstellung von Methanpipelines auf Wasserstoff erfolgt, da die Lebensdauer von Pipelines durch Wasserstoffversprödung potenziell gesenkt wird und Langzeituntersuchungen derzeit nicht vorliegen. Für Altinvestitionen gilt, dass die noch abzuschreibende Infrastruktur gleichmäßig über die ökonomische Lebensdauer verteilt ist. Die jährlichen Kapitalkosten der Altinvestitionen basiert auf historischen Werten. Eine Übersicht der zugrundeliegenden Annahmen zu Investitionskosten wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt. Abbildung 106 zeigt die Entwicklung **annualisierten Kosten** für beide Gastransportnetze für das Szenario KN100. Die Ermittlung der fixen Betriebskosten erfolgt auf Basis der Kapitalkosten. Die variablen Betriebskosten setzen sich aus dem Energiebedarf der Transportnetze und den dadurch entstehenden Strom- und Brennstoffkosten zusammen. Es wird davon ausgegangen, dass die kilometerbezogene Verdichterleistung im Transportnetz der Gasfamilie Methan bezogen auf 2018 konstant bleibt. Für das Transportnetz der Gasfamilie Wasserstoff wird eine 20 % höhere kilometerbezogene Verdichterleistung angenommen. Für bestehende Verdichter wird bezogen auf das Bestandsnetz im Jahr 2018 eine Vollaststundenzahl von 2.000 Stunden pro Jahr angenommen. Die Vollaststundenzahl wird für die Folgejahre durch das Verhältnis von Verbrauch je Gasfamilie und

Netzlänge je Gasfamilie bestimmt. Verdichter für die Gasfamilie Methan werden im Jahr 2018 zu 20 % elektrisch und zu 80 % mit Methan betrieben. Es wird davon ausgegangen, dass Verdichter bis 2045 vollständig elektrifiziert sind. Für Verdichter im Netz der Gasfamilie Wasserstoff wird eine vollständige Elektrifizierung angenommen.

Es zeigt sich, dass die annualisierten Kosten der Transportnetze bis 2045 um 32 % ggü. 2018 steigen. Treiber für den Kostenanstieg sind zum einen Investitionen in den Aufbau des Wasserstofftransportnetzes. Zum anderen treiben die bezogen auf den Verbrauch hohen Kapital- und Betriebskosten des Methannetzes die annualisierten kosten im Jahr 2045. Der Anteil der Kapitalkosten des Methannetzes nimmt bis 2045 ab, da ca. die Hälfte des Methannetzes auf Wasserstoff umgestellt wird und nur ein geringer Neubau an Methanpipelines erfolgt. Dementsprechend gehen die Kosten für Alt- und Reinvestitionen im Methannetz zurück. Der Anteil der fixen Betriebskosten und Kapitalkosten an den Gesamtkosten des Methannetzes steigt. Dies liegt im Rückgang der Auslastung des Methannetzes begründet. Die Netzlänge des Methannetzes reduziert sich bis 2045 um 47 %, während der Verbrauch an Gasfamilie Methan in diesem Zeitraum um 87 % sinkt. Daher sinken die von der Netzlänge abhängigen fixen Kapital- und Betriebskosten im Vergleich zu den von den transportierten Mengen abhängigen variablen Betriebskosten unterproportional.

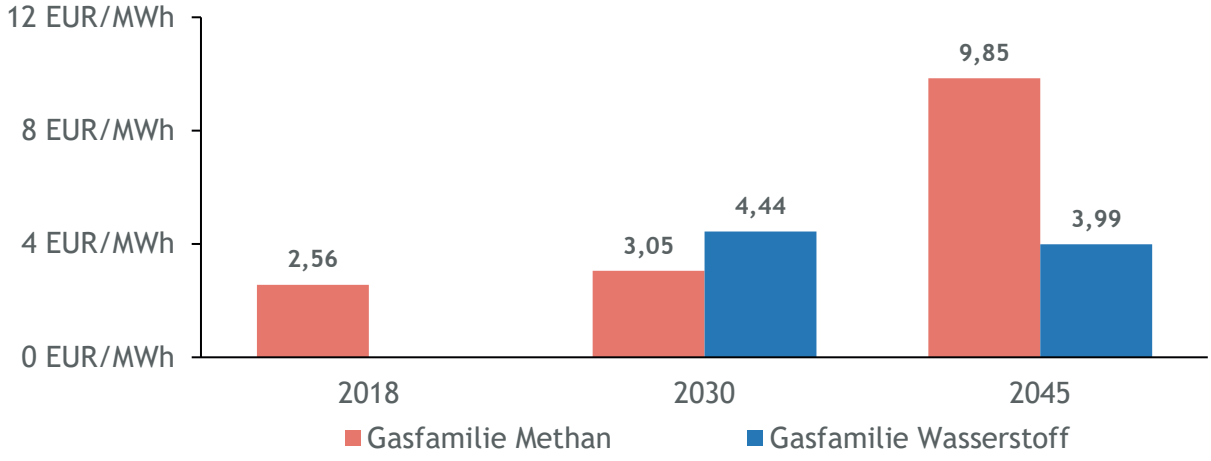


Abbildung 107: Levelized costs of transmission je Gasfamilie

Der Effekt der Netzauslastung lässt sich anhand der in Abbildung 107 dargestellten **levelized costs of transport (LCOT)** verdeutlichen. Diese sind definiert als der Quotient aus den annualisierten Kosten und dem Verbrauch je Gasfamilie. Zwischen 2018 und 2045 geht die kumulierte Nachfrage der Gasfamilien Wasserstoff und Methan um 35 % zurück. Die Anteile der beiden Gasfamilien am Gesamtgasverbrauch verschieben sich von 100 % Gasfamilie Methan im Jahr 2018 zu 21 % Gasfamilie Methan und 79 % Gasfamilie Wasserstoff im Jahr 2045. Es zeigt sich, dass die LCOT für beide Gasfamilien ggü. den LCOT der Gasfamilie Methan im Jahr 2018 deutlich ansteigen. Für die Gasfamilie Methan vervierfachen sich die LCOT bis 2045 etwa. Dieser Anstieg liegt insbesondere in der niedrigen Auslastung des Methannetzes begründet. Hohe Kosten zur Aufrechterhaltung der Infrastruktur bei geringer Netzauslastung könnten langfristig zu Stilllegungen im Transportnetz der Gasfamilie Methan führen. Auswirkung und Umfang von möglichen Stilllegungen werden im

Rahmen der Studie nicht quantifiziert. Die LCOT für Gasfamilie Wasserstoff liegen im Jahr 2045 etwa 56 % über den LCOT der Gasfamilie Methan im Jahr 2018. Der Kostentreiber sind hier die Investitionen zum Aufbau des Wasserstoffnetzes sowie die höheren Reinvestitionskosten durch die verkürzte Lebensdauer umgewidmeter Wasserstoffleitungen. Im Jahr 2030 sind für die Gasfamilie Wasserstoff höhere LCOT zu beobachten als im Jahr 2045. Aufgrund der hohen Nachfrage nach der Gasfamilie Methan im Jahr 2030 stehen nur geringe freie Kapazitäten aus dem Methannetz zur Umstellung zu Verfügung, weshalb es bis zum Jahr 2030 zu Neubau von Wasserstoffleitungen kommt. Aufgrund der langfristig stark sinkenden Nachfrage nach der Gasfamilie Methan kann der Aufbau des Wasserstoffnetzes nach 2030 fast vollständig durch Umstellungen erfolgen. Da Umstellungen günstiger sind als Neubau, sinken die LCOT von Gasfamilie Wasserstoff zwischen 2030 und 2045.

2.7.4 Sonstige Infrastrukturen

Neben der Netzinfrastruktur für Strom, Gas und Wasserstoff hat der Umbau des Energiesystems auch Einfluss auf die Fern- und Nahwärmenetze sowie die Infrastruktur für den Transport von flüssigen Energieträgern.

Fern- und Nahwärmenetze

Der Bedarf an Fern- und Nahwärmeerzeugung bleibt mittelfristig relativ konstant und sinkt langfristig auf Grund von Sanierungsmaßnahmen. Dennoch steigt die Anzahl der Hausanschlüsse deutlich (siehe Kapitel 2.3.1). Der Zubau wird überwiegend durch die Verdichtung des Wärmenetzes erreicht, teilweise kommt es auch zu Neubauten von Wärmenetzen. Netzrückbauten finden nicht statt. Durch die Verdichtung sinken einerseits die Kosten pro Netzanschluss, auf Grund der niedrigeren Abnahmemenge und einem hohen fixen Kostenanteil steigen jedoch die Infrastrukturkosten je konsumierte Einheit Wärme.

Auch die Veränderungen in der Erzeugungsstruktur führen möglicherweise zu Kostensteigerungen: In Bestandsnetzen, die auf neue Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen und Solarthermie umgestellt werden, kann eine Absenkung der Vorlauftemperatur notwendig sein. Für die Umstellung würden Kosten sowohl im Netz als auch bei den Anschlussnehmenden anfallen. Unabhängig von der Absenkung der Vorlauftemperatur kann die Umstellung von zentralen Großkraftwerken auf mehrere dezentrale Wärmeerzeuger zusätzliche Kosten verursachen.

Transport flüssiger Energieträger

Mineralölprodukte werden, abgesehen von den großen Importpipelines oder Industriepipelines, zumeist mit z. B. LKW oder Binnenschiffen transportiert. Dieses komplexe Geflecht an Logistikdienstleistungen ergibt eine Mineralölinfrastruktur, die den Transport von der Raffinerie bis zur Tankstelle oder in den Heizkeller ermöglicht. Im KN100-Szenario sinkt der Endenergieverbrauch flüssiger Energieträger. Treiber sind insbesondere die Transformation des

Verkehrssektors hin zur Elektromobilität und die Steigerung der Gebäudeeffizienz und Elektrifizierung der Wärmeversorgung im Gebäudesektor (siehe Kapitel 2.3.1). Die notwendige Logistik wird überwiegend mit flexibel einsetzbaren Transportmitteln bewältigt. Auf Grund dieser Flexibilität, geringerer Netzverbundeffekte und kürzeren Lebensdauern im Vergleich zu leitungsgebundenen Infrastrukturen (bspw. Gas oder Strom), kann die für flüssige Energieträger notwendige Logistikinfrastruktur parallel zum Nachfragerückgang zurückgebaut werden. Entsprechend dem geringeren Bedarf von Transportmitteln und Lagerstätten sinken auch die Infrastrukturkosten für die Bereitstellung flüssiger Energieträger.

3 Pfadausprägungen

Das Szenario KN100 beschreibt eine konsistente zukünftige Entwicklung zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045. Dafür wird eine Reihe von Annahmen, insbesondere zu technologischen Entwicklungen getroffen, die naturgemäß Unsicherheiten unterliegen. Deshalb werden in den Pfadausprägungen zentrale Einflussgrößen variiert.

Neben dem Hauptszenario KN100 werden vier Pfadausprägungen analysiert. In den Ausprägungen werden die Dimensionen Elektrifizierungsgrad sowie Effizienzentwicklung in den Transformationspfaden der Endverbrauchssektoren des KN100-Szenarios systematisch variiert. Die Variationen beeinflussen die Zusammensetzung der Endenergienachfrage in Bezug auf Strom und molekülbasierte Energieträger wie Wasserstoff, methanbasierte Gase und flüssige mineralölbasierte Energieträger.

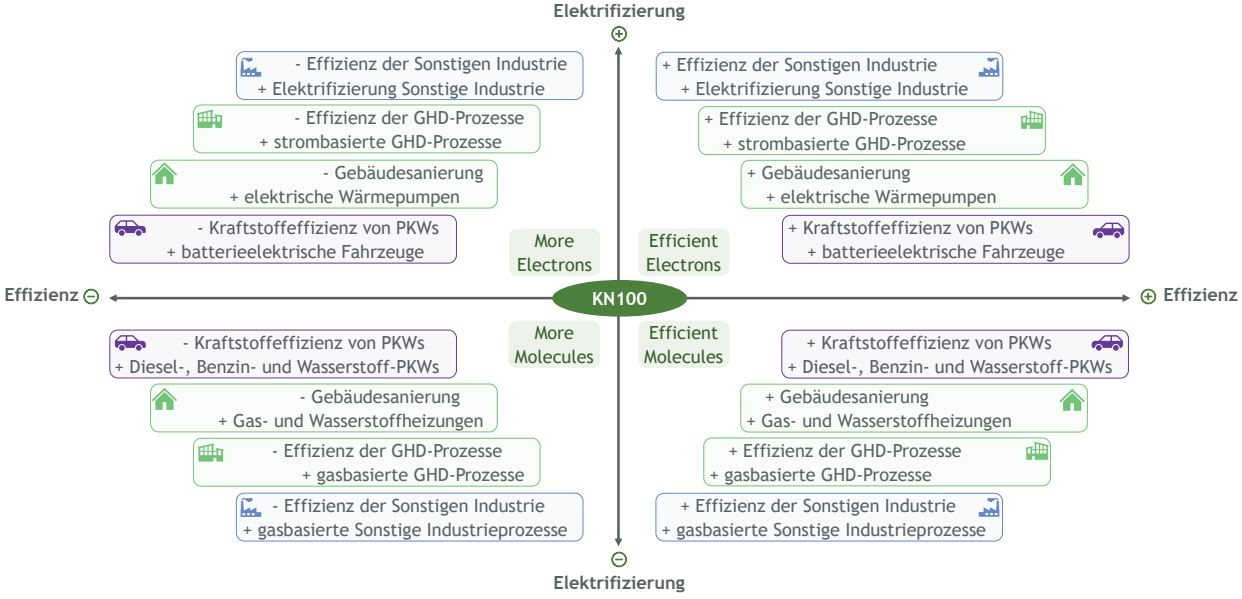


Abbildung 108: Übersicht zur Ausgestaltung der Pfadausprägungen

Die Ausgestaltung der Pfadausprägungen ist in Abbildung 108 dargestellt. Die Variation des Elektrifizierungsgrades führt jeweils zu einer Ausprägung „Electrons“, hier steigt bspw. der Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge oder elektrischer Wärmepumpen im Vergleich zum Hauptszenario KN100. In der Ausprägung „Molecules“ steigt dagegen der Anteil gasbasierter Heizungstechnologien sowie die Nutzung von PKW mit Diesel- oder Benzinantrieben. In der Dimension Effizienzentwicklung gibt es eine Ausprägung „More“, in der die Effizienz weniger stark steigt als im Hauptszenario KN100 und eine Ausprägung „Efficient“, in der höhere Effizienzgewinne realisiert werden. Ein zentraler Parameter für die die Variation ist hier die Gebäudesanierungsrate oder die Effizienzgewinne bei Querschnittstechnologien in der Industrie. Insgesamt ergeben sich durch die Kombination der Variationen in den zwei beschriebenen Dimensionen vier Pfadausprägungen „More Molecules“, „More Electrons“, „Efficient Electrons“ und „Efficient Molecules“.

Durch die Variationen ergeben sich abweichende Endenergiebedarfe und damit veränderte Anforderungen an die Energiebereitstellung, welche für die Pfadausprägungen mit dem Energiesystemmodell bestimmt und optimiert wird.

3.1 Verkehrssektor

In den Pfadausprägungen unterscheiden sich die Transformationspfade im PKW-Bereich. Die detaillierte Betrachtung der PKW ist interessant, da diese etwa die Hälfte des gesamten Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor ausmachen. Zudem ist auf Grund der technischen Eigenschaften und der Nutzungsmuster von PKW der gleichwertige Einsatz unterschiedlicher Antriebstechnologien denkbar.

Ein treibender Faktor der Mobilitätswende im PKW-Bereich im Hauptszenario KN100 ist die Elektromobilität (siehe Kapitel 2.1.3). Doch auch wenn die Entwicklungen im PKW-Bereich in Richtung Elektromobilität deuten, herrscht Unsicherheit darüber, wie schnell und in welchem Umfang die Marktdurchdringung von batterieelektrischen PKW vollzogen wird. Unsicherheiten ergeben sich bspw. im Hinblick auf die flächendeckende Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur oder die mangelnde Akzeptanz von Elektromobilität. Eine alternative Option im PKW-Bereich ist der Einsatz klimaneutraler Kraftstoffe, bspw. synthetischer oder biogener Diesel bzw. Benzin.

Ausgangssituation im PKW-Bereich

Im PKW-Bereich steigt der Marktanteil von batterieelektrischen und hybriden Elektrofahrzeugen im Szenario KN100 bereits in der kurzen Frist deutlich an. Diese Entwicklung ist primär auf sinkende Technologiekosten (bspw. bei Batterien), auf politische Weichenstellungen sowie auf die strategische Ausrichtung der Fahrzeughersteller zurückzuführen. Weiterhin werden im PKW-Bereich die Antriebe im Zeitverlauf effizienter und die spezifischen Kraftstoffverbräuche sinken. Begründet ist dies primär durch technologischen Fortschritt in der Motoren- bzw. Antriebstechnik.

Differenzierung in den Pfadausprägungen.

Bei den PKW werden im Rahmen der Pfadausprägungen die Kraftstoffeffizienz und die **Marktdurchdringung von Elektro- bzw. konventionellen Antrieben** wie Diesel oder Benzin gegenüber dem Hauptszenario KN100 variiert.

In den „Molecules“-Ausprägungen werden mehr konventionelle Antriebe bei den PKW unterstellt. Die „Molecules“-Ausprägungen stehen für eine Welt, in der Elektromobilität nur langsam Marktanteile gewinnen kann. Ein Grund hierfür könnte eine mangelnde Kaufbereitschaft der Endkunden sein, die bspw. aus Verzögerungen im Ausbau der notwendigen Ladeinfrastruktur resultieren könnten. Ebenso könnte die schnelle Verfügbarkeit von synthetischen Kraftstoffen die Rolle von konventionellen und hybriden Antrieben stärken.

In den „Electrons“-Ausprägungen wird eine höhere Anzahl von Elektrofahrzeugen angenommen. In dieser Welt herrscht eine hohe Kaufbereitschaft für Elektrofahrzeuge bei den Endkunden. Gründe hierfür können bspw. eine stärke Kostendegression in den Anschaffungskosten durch technologischen Fortschritt bei der Batterieherstellung oder eine Erhöhung der Reichweite sein.

Die Anpassungen resultieren im Jahr 2030 in den „Molecules“-Ausprägungen in einem Bestand von 5 Mio. reinen Elektrofahrzeugen, wie in Abbildung 109 dargestellt. Die Differenz von rund 4 Mio. BEVs gegenüber dem KN100-Szenario wird durch höhere Anteile von Plug-In-hybriden sowie reinen Diesel- und Benzinantrieben kompensiert. Bis zum Jahr 2045 wächst in den „Molecules“-Ausprägungen dann der Bestand auf rund 19 Mio. BEV. Das sind ca. 13 Mio. weniger als im KN100-Szenario. Dafür befinden sich in etwa 8 Mio. PHEVs, 3 Mio. Benziner und 1 Mio. Wasserstoff-fahrzeuge mehr im Fahrzeugbestand.

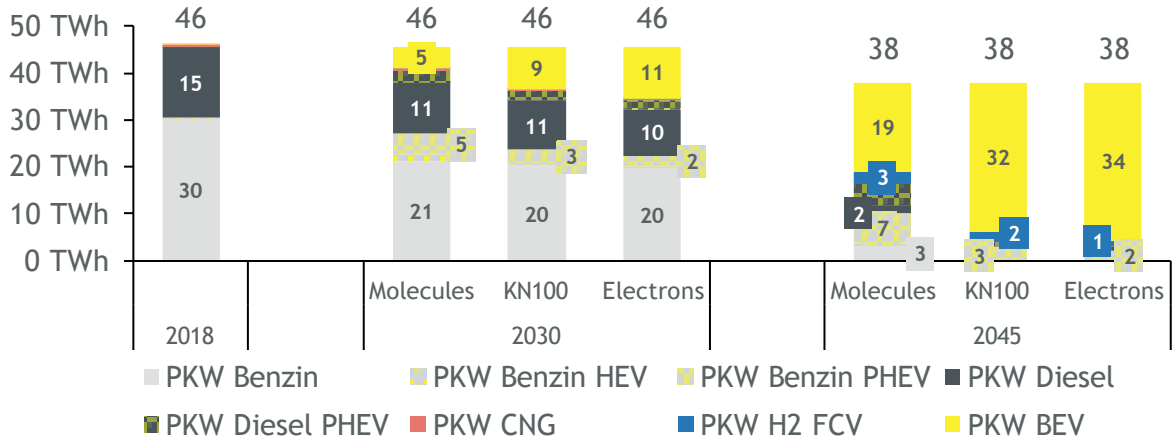


Abbildung 109: PKW-Bestand nach Pfadausprägung

In den „Electrons“-Ausprägungen sind bis zum Jahr 2030 bereits 11 Mio. BEVs im Fahrzeugbestand und damit rund 2 Mio. mehr als im KN100-Szenario. Dies entspricht einem sukzessiven Anstieg der Neuzulassungsraten für BEV auf rund 82 % im Jahr 2030. Insgesamt beträgt der Anteil der reinen Elektrofahrzeuge im Jahr 2045 ca. 89 % und es sind 34 Mio. BEVs im Fahrzeugbestand.

Die Grundlage für die **Differenzierung der spezifischen Kraftstoffverbräuche** ist einerseits die Annahme, dass die technischen Entwicklungen schneller bzw. langsamer voranschreiten könnten. Weiterhin ist in der Realität zu beobachten, dass PKW zwar effizienter, jedoch gleichzeitig auch größer werden. So stieg der Anteil von Geländewagen (SUVs) an den Neuzulassungen laut KBA von 2016 bis 2021 kontinuierlich von 12,7 auf 23,8 %. Dies kompensiert einen großen Teil der Effizienzgewinne und die spezifischen Kraftstoffverbräuche sinken in der Folge nur geringfügig (Randelhoff, 2017). Sollte sich diese Entwicklung fortsetzen, könnten die spezifischen Kraftstoff-verbräuche höher ausfallen als im Hauptszenario angenommen. Sofern Endverbraucher zukünftig wieder stärker auf kleinere Fahrzeugklassen setzten, könnten die spezifischen Kraftstoff-verbräuche stärker zurückgehen. Die Effizienz der neuzugelassenen Fahrzeuge wird bis zum Jahr 2030 um jeweils 5 % variiert, +5 % entspricht der „More“- und -5 % der „Efficient“-Ausprägung. Ab dem Jahr 2040 beträgt die Differenz dann ±10 %.

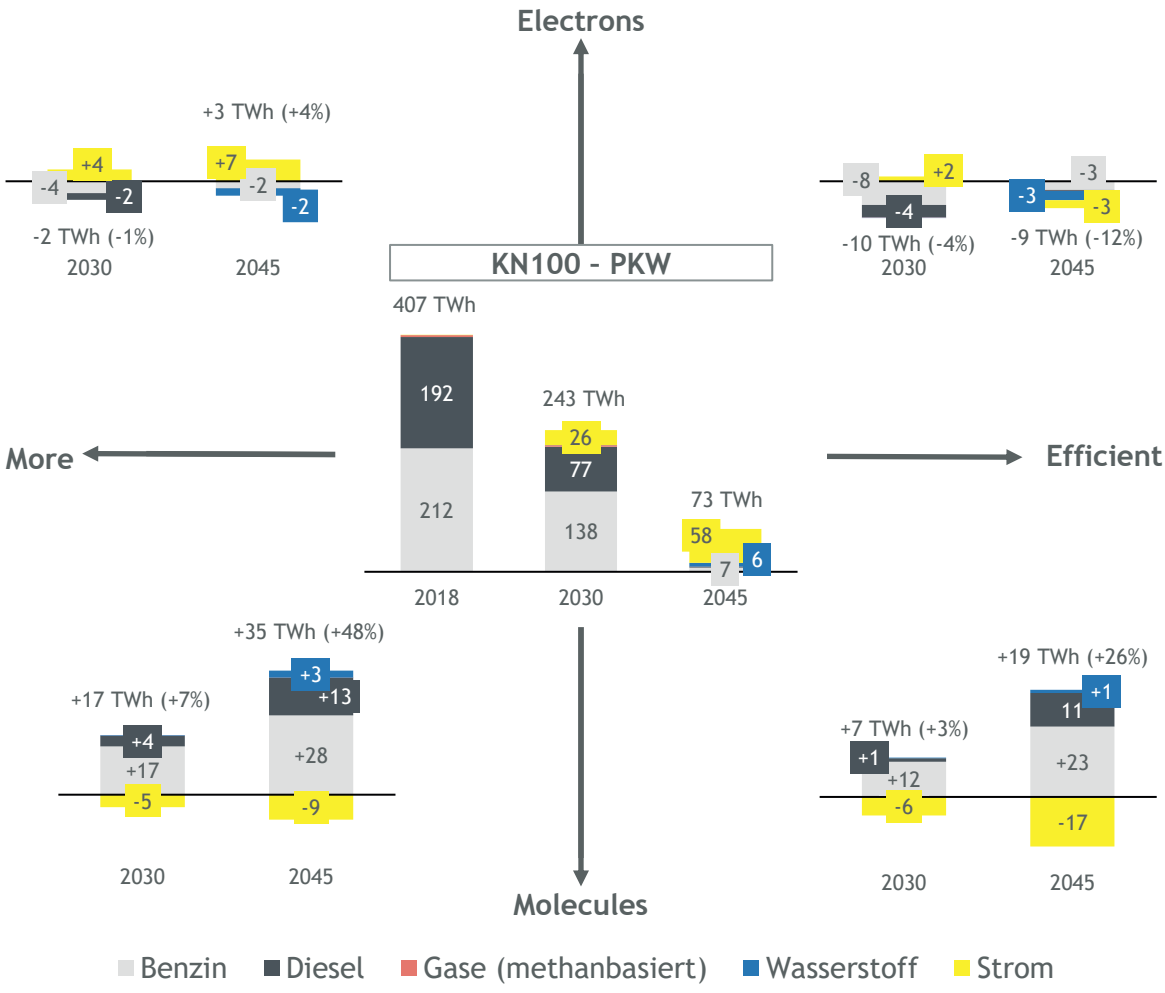


Abbildung 110: Endenergieverbräuche der Pfadausprägungen für den PKW-Verkehr

Die unterschiedliche Zusammensetzung der Fahrzeugbestände und Kraftstoffeffizienzen in den Pfadausprägungen resultiert in veränderten Endenergieverbräuchen. Die Änderungen gegenüber dem Hauptszenario KN100 sind in Abbildung 110 dargestellt.

In den **Pfadausprägungen „Molecules“** gibt es im Jahr 2030 einen Mehrbedarf an mineralölbasierten Kraftstoffen in Höhe von 21 TWh („More Molecules“) bzw. 13 TWh („Efficient Molecules“). Bis zum Jahr 2045 erhöht sich dieser auf 41 TWh bzw. 34 TWh. Dem Mehrbedarf stehen geringere Einsparungen beim Stromverbrauch gegenüber, sodass der Endenergieverbrauch in beiden Fällen ansteigt. Der höhere Bedarf ist auf den geringeren Wirkungsgrad von konventionellen im Vergleich zu batterieelektrischen Antrieben zurückzuführen.

Im **Vergleich** zwischen den Pfadausprägungen **„More Molecules“ und „Efficient Molecules“** lässt sich der Effekt der unterschiedlichen Kraftstoffeffizienz isolieren. Eine höhere Kraftstoffeffizienz würde bspw. resultieren, wenn Endverbraucher zukünftig wieder auf kleinere Fahrzeugklassen setzten und führt zu signifikanten Einsparungen. Insgesamt liegt der Verbrauch von Diesel und Benzin in der „More“-Ausprägung im Jahr 2045 mit 41 TWh um rund 20 % höher als in der „Efficient“-Ausprägung mit 31 TWh.

In den **Pfadausprägungen „Electrons“** ergibt sich im Hinblick auf die Endenergieverbrauch kein eindeutiges Bild. Bei „More Electrons“ steigt dieser langfristig geringfügig um 4 % (+3 TWh) gegenüber KN100. Während der Stromverbrauch aufgrund der höheren Anzahl an Elektrofahrzeugen und der geringeren Kraftstoffeffizienz steigt, sinkt der Verbrauch von Wasserstoff und Benzin geringfügig. In „Efficient Electrons“ überlagern sich die Effekte der höheren Kraftstoffeffizienz und der (im Hinblick auf den Endenergieverbrauch) energieeffizienten Elektroantriebe, sodass der Endenergieverbrauch 2045 um ca. 12 % (9 TWh) geringer ausfällt. Aufgrund der höheren Kraftstoffeffizienz sinkt auch der Stromverbrauch, trotz der höheren Anzahl an Elektrofahrzeugen gegenüber KN100.

3.2 Industriesektor

In den Pfadausprägungen werden ausschließlich Änderungen im Bereich Sonstige Industrie betrachtet. Die detaillierte Betrachtung ist relevant, da die sonstigen Industriebranchen etwa 31 % des Endenergieverbrauches der gesamten Industrie ausmachen. Der Bereich zeichnet sich zudem durch einen hohen Anteil von Querschnittstechnologien sowie vielfältiger Technologieoptionen im Bereich der Niedrig- und Mitteltemperaturwärmeerzeugung aus (siehe Kapitel 2.2).

Differenzierung im Hinblick auf Energieeffizienzgewinne

Im Bereich Sonstige Industrie bestehen hohe Effizienzpotenziale, welche primär durch den signifikanten Anteil von Querschnittstechnologien bedingt sind. Diese Technologien sind nicht auf eine Branche beschränkt, sondern werden übergreifend eingesetzt, wie z. B. Pumpen, Kompressoren, elektrische Motoren oder auch wärmeerzeugende Technologien wie Gas-Brennwertkessel oder Wärmepumpen. Im Szenario KN100 werden bis 2045 ca. 34 % kumulierte Effizienzgewinne realisiert. In den Ausprägungen sollen die Auswirkungen geringerer bzw. höherer Effizienzgewinne aufgezeigt werden. In den Ausprägungen „Efficient“ bzw. „More“ wird eine Variation von -5 %-Punkten (ca. 29 % kumuliert) bzw. +5 %-Punkten (ca. 39 % kumuliert) untersucht.

Der Hintergrund dieser Variation ist die große Unsicherheit im Hinblick auf die Realisierung von Effizienzgewinnen. Gerade durch die große Heterogenität des Bereiches, mit vielen kleinen Industriebetrieben, ist die flächendeckende Realisierung eine große Herausforderung. Hemmnisse können z. B. mangelnde finanzielle Mittel sowie fehlende Informationen über potenzielle Energieeffizienzmaßnahmen sein. Weiterhin können, gerade in nicht-energieintensiven Betrieben, Energiekosten einen nachrangigen Stellenwert haben. Andererseits werden die vorhandenen Effizienzpotenziale grundsätzlich als deutlich höher eingeschätzt als in KN100 angenommen, es könnten daher auch höhere Energieeffizienzgewinne erreicht werden.

Marktdurchdringung strombasierter Prozesse

In Bezug auf die Nutzung strombasierter Prozesse und gasförmiger Energieträger bestehen im Bereich Niedrig- und Mitteltemperaturwärme große Freiheitsgrade bei der Wahl der Technologie. Im Szenario KN100 wird aufgrund der Effizienzvorteile einiger elektrischer Technologien, wie z. B. Wärmepumpen, gegenüber gasbasierten Technologien häufig ein Wechsel auf strombasierte Technologien unterstellt. Der Einsatz gasbasierter Energieträger wäre jedoch ebenfalls möglich. In der kurzen Frist wäre dabei ein verstärkter Einsatz von Erdgas und in der mittleren bis langen Frist von Wasserstoff möglich. Über die Pfadausprägungen sollen die Auswirkungen eines geringeren bzw. höheren Elektrifizierungsgrades aufgezeigt werden. In der „Electrons"-Ausprägung werden 10 % des Verbrauchs methanbasierter Gase und Wasserstoff durch Strom substituiert. Bei „Molecules" hingegen werden 20 % des Stromverbrauchs anteilig durch methanbasierte Gase und Wasserstoff substituiert.

Abbildung 111 zeigt den Stromanteil am gesamten Energieverbrauch der Sonstigen Industrie. Historisch wurden 40 % des gesamten Energieverbrauchs über Strom gedeckt. Im Szenario KN100 steigt dieser Anteil bis 2045 auf 55 %. Bezogen auf die absolute Stromnachfrage steigt diese von 90 TWh im Jahr 2018 auf 94 TWh im Jahr 2045. Der geringe Anstieg der Stromnachfrage erklärt sich durch die kumulierten Effizienzgewinne und durch Effizienzvorteile einiger elektrischer Technologien mit Blick auf die Endenergie, wie z. B. Wärmepumpen. Diese Effizienzvorteile sind bei der Substitution von Kohle, Öl oder Erdgas durch Strom in den Bereichen Nieder- und Mitteltemperaturprozesswärme berücksichtigt.

In den „Molecules"-Ausprägungen liegen die Anteile von Strom am Endenergieverbrauch mit 42 % bzw. 43 % auf einem ähnlichen Niveau wie die historischen Anteile. Es wird davon ausgegangen, dass gasbasierte Technologien weiterhin eine zentrale Rolle z. B. bei der Bereitstellung von Prozesswärme spielen. Neben strombasierten Technologien spielt auch Wasserstoff eine wichtige Rolle. In den „Electrons"-Ausprägungen steigen die Anteile strombasierter Technologien auf 59 % bzw. 60 %. Die Abweichung fällt im Vergleich zu den „Molecules"-Ausprägungen geringer aus, da in KN100 bereits eine signifikante Elektrifizierung bis 2045 unterstellt wird.

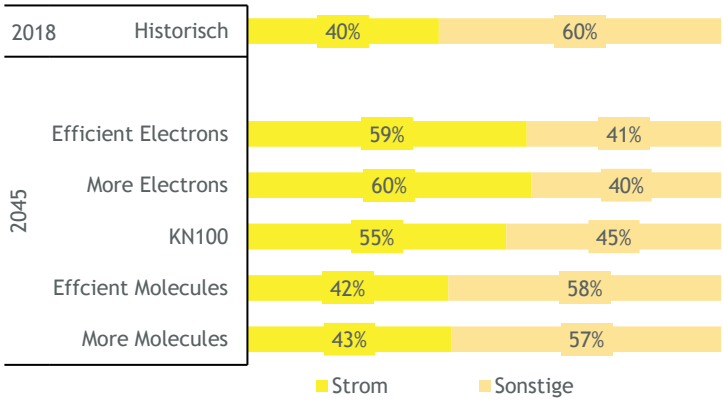


Abbildung 111: Anteil von Strom am Endenergieverbrauch der Sonstigen Industrie

Die dargestellten Variationen des Elektrifizierungsgrades und der Energieeffizienzentwicklung resultieren in abweichenden Endenergieverbräuchen. Die Änderungen gegenüber dem Hauptszenario KN100 sind in Abbildung 112 dargestellt.

In den **Pfadausprägungen „Electrons“** ergibt sich im Hinblick auf den Endenergieverbrauch kein eindeutiges Bild. Bei „More Electrons“ steigt dieser langfristig um 6 % (+9 TWh) gegenüber KN100. Während der Stromverbrauch aufgrund der höheren Anzahl strombasierter Prozesse und der geringeren Energieeffizienz um 15 TWh steigt, sinkt der Verbrauch von gasbasierten Energieträgern in geringerem Umfang. In „Efficient Electrons“ überlagern sich die Effekte der steigenden Energieeffizienz und der höheren Effizienz strombasierter Anwendungen, sodass der Endenergieverbrauch 2045 um ca. 4 % (-7 TWh) sinkt und somit in allen Ausprägungen am geringsten ausfällt.

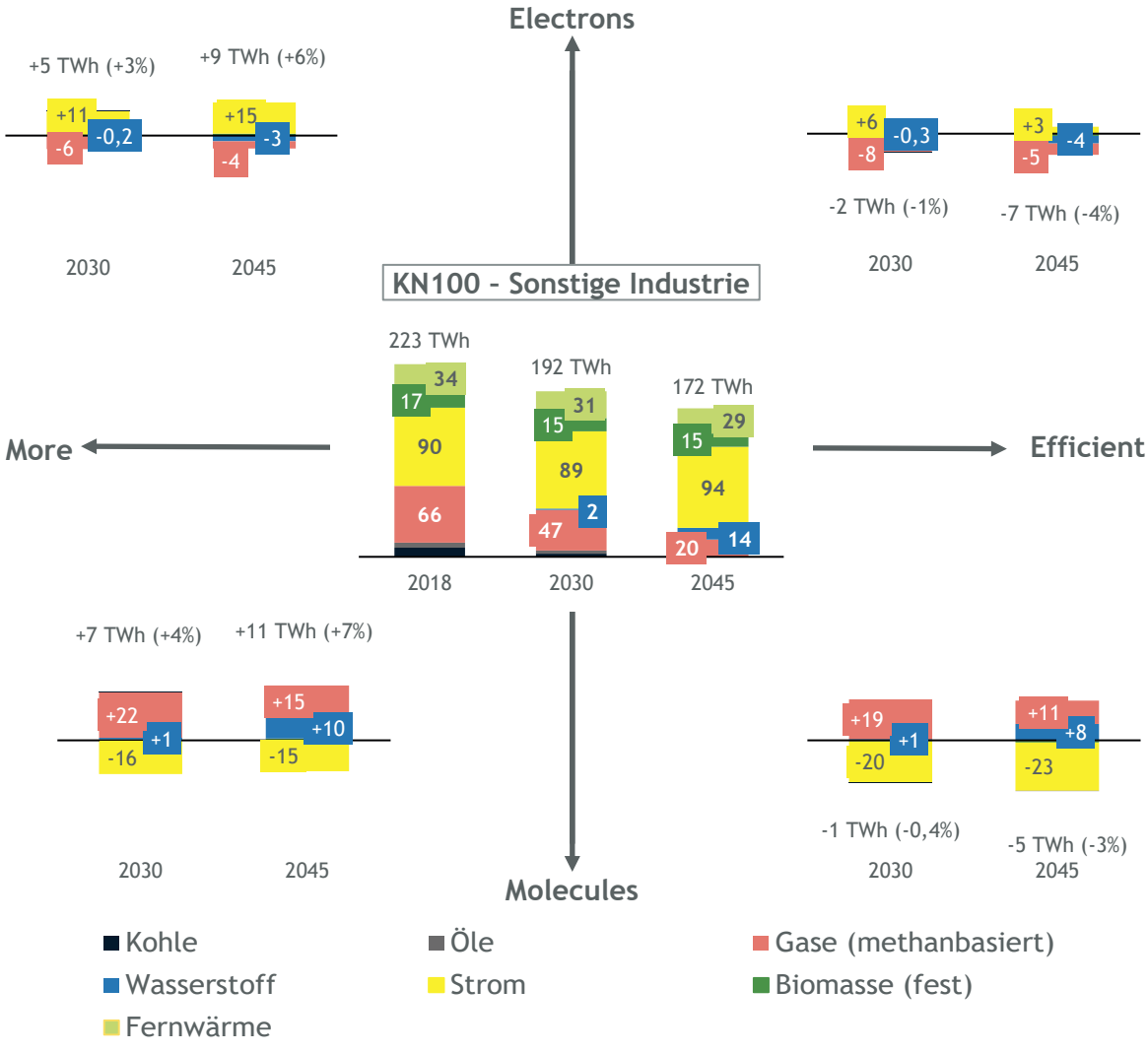


Abbildung 112: Endenergieverbräuche der Pfadausprägungen im Bereich Sonstige Industrie

In den **Pfadausprägungen „Molecules“** gibt es im Jahr 2030 einen Mehrbedarf an gasbasierten Energieträgern in Höhe von 23 TWh („More Molecules“) bzw. 20 TWh („Efficient Molecules“). Im Jahr 2045 liegt dieser bei 25 TWh bzw. 19 TWh. Dem Mehrbedarf stehen Einsparungen beim Stromverbrauch gegenüber. Diese absolut stärkere Veränderung gegenüber den „Electrons“-Ausprägungen kann auf die größere Variation des Elektrifizierungsgrades zurückgeführt werden.

Im **Vergleich** zwischen den Pfadausprägungen **„More Molecules“ und „Efficient Molecules“** lässt sich der Effekt der höheren Effizienzgewinne gut erkennen. Während in der Ausprägung „More“ der gesamte Endenergieverbrauch um 11 TWh (7 %) steigt, kommt es bei „Efficient“ zu einem Rückgang um 5 TWh (-3 %). More Molecules“ zeigt gegenüber KN100 die stärkste Veränderung der Endenergienachfrage. Hier wirken die Verringerung der Energieeffizienz und der geringere Einsatz der effizienten strombasierten Technologien zusammen.

3.3 Gebäudesektor

Im Gebäudesektor werden in den Pfadausprägungen abweichende Entwicklungen der Anlagentechnik und unterschiedliche Sanierungsaktivitäten betrachtet. Zusätzlich werden analog zu den Variationen in der Sonstigen Industrie auch Pfadausprägungen für den Bereich „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen“ (GHD) untersucht. Die Modellierung der Pfadausprägungen des Gebäudesektors wird wie auch das KN100 von den Gebäudegutachtern ITG und FIW modelliert (siehe ITG/FIW-Gutachterbericht, 2021). Die Entwicklungen im Bereich GHD werden vom EWI analysiert und an die Gebäudegutachter übergeben.

Differenzierung in den Pfadausprägungen.

Bei der Steigerung der **Gebäudesanierungsrate** bestehen im Hinblick auf eine zunehmende Knappheit von Handwerksbetrieben oder von bestehenden Marktversagen wie dem Mieter-Vermieter Dilemma große Unsicherheiten. Die Pfadausprägungen zeigen die Auswirkungen einer höheren bzw. niedrigeren Sanierungsaktivität, indem in den Ausprägungen „More“ eine durchschnittliche Sanierungsrate von 1,30 % pro Jahr unterstellt wird (-0,43 % gegenüber KN100). In der Ausprägung „Efficient“ wird eine höhere durchschnittliche Sanierungsrate von 2,16 % pro Jahr (+0,43 % gegenüber KN100) angenommen.

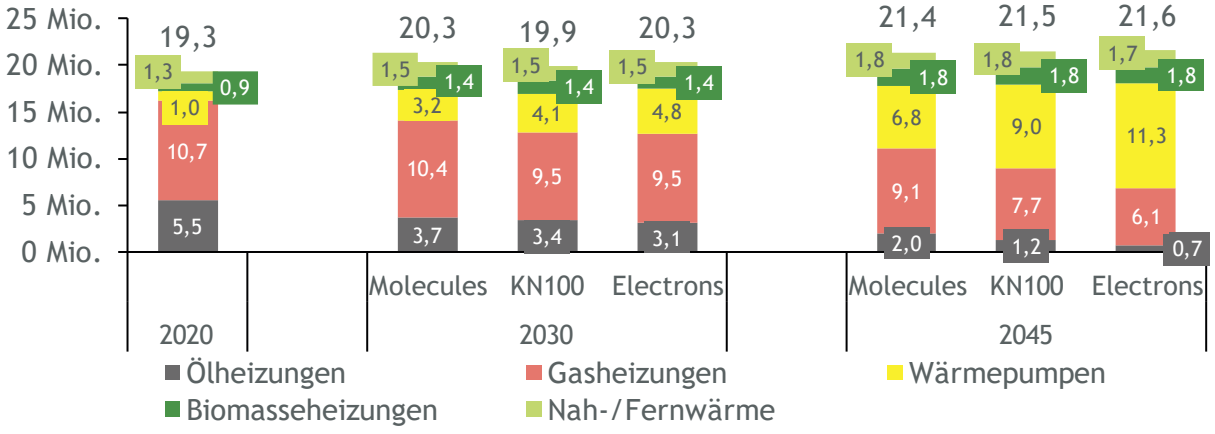


Abbildung 113: Beheizungsstruktur der Pfadausprägungen in Wohngebäuden

Zusätzlich zu der Sanierungsrate wird für den Gebäudesektor die **Marktdurchdringung von Wärmepumpen** variiert. In Abbildung 113 wird die Beheizungsstruktur im Szenario KN100 und den Pfadausprägungen[67] dargestellt.

Die Ausprägungen „Electrons“ berücksichtigen einen gegenüber dem Hauptszenario höheren Zubau von elektrischen Wärmepumpen und gleichzeitig einen stärkeren Rückgang der mit flüssigen und gasförmigen Energieträgern beheizten Gebäude. Dabei geht die Anzahl der mit gasförmigen Energieträgern beheizten Wohngebäude von 10,7 Mio. im Jahr 2020 auf 6,1 Mio. im Jahr 2045 zurück. Die Anzahl der mit flüssigen Energieträgern versorgten Gebäude verringert sich auf 0,7 Mio. im Jahr 2045. Im Jahr 2030 werden rund 4,8 Mio. Wohngebäude mit Wärmepumpen beheizt. Bis 2045 erhöht sich der Wert in Wohngebäuden auf ca. 11,3 Mio.

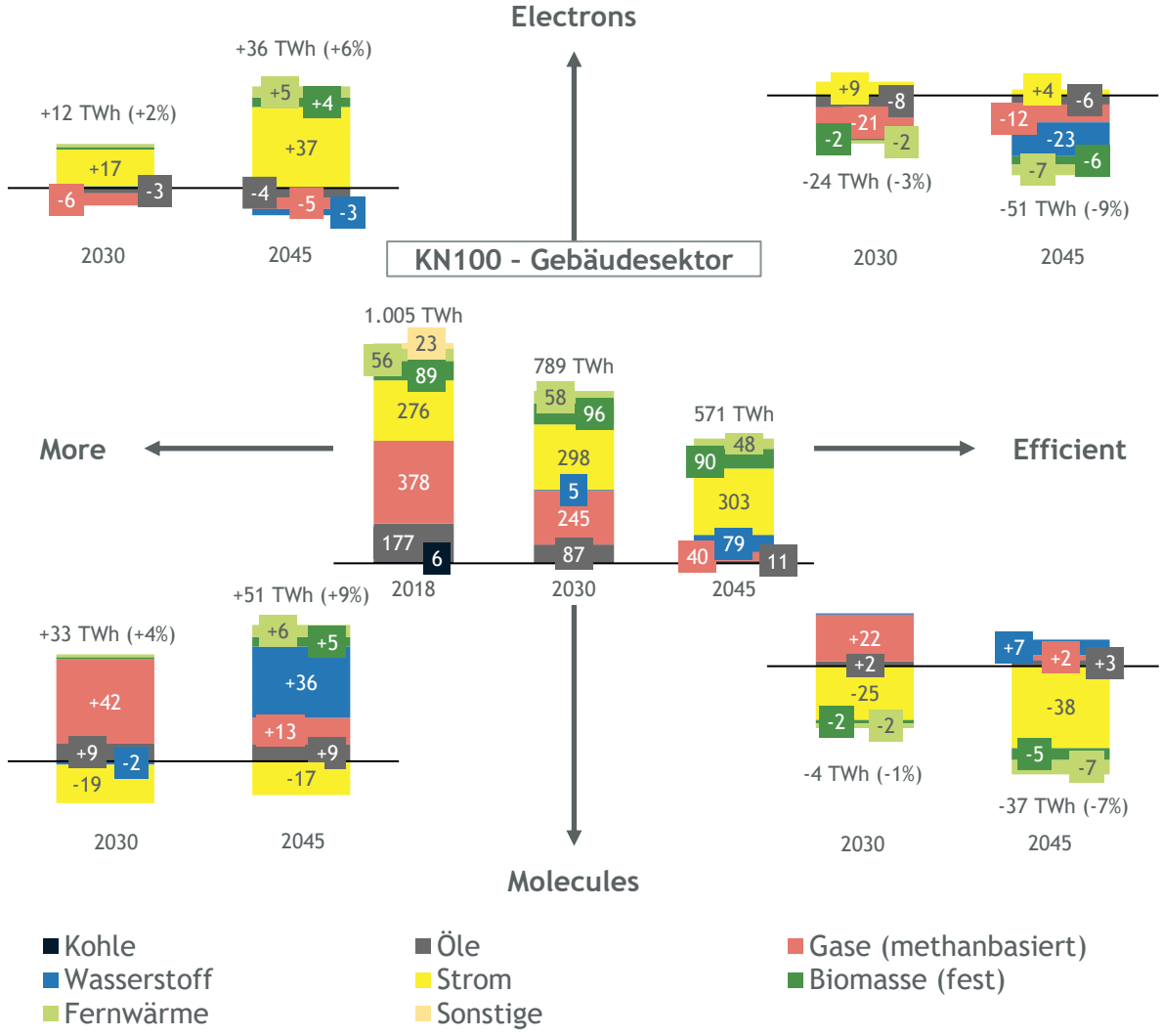


Abbildung 114: Endenergieverbräuche der Pfadausprägungen im Gebäudesektor

[67] Da Hybridgeräte jeweils bei beiden Energieträgern (Strom und gasförmige oder flüssige Energieträger) zugeordnet werden, weicht die Summe der installierten Heizungstechnologien trotz unveränderter Anzahl von Wohngebäuden in den Ausprägungen geringfügig ab.

Die Ausprägungen „Molecules“ unterstellen einen geringeren Zubau von elektrischen Wärmepumpen. Dabei geht die Anzahl der Gasheizungen auf 9,1 Mio. im Jahr 2045 zurück. Die Anzahl der mit flüssigen Energieträgern versorgten Gebäude verringert sich von 5,5 Mio. auf 2,0 Mio. im Jahr 2045. 2030 werden rund 3,2 Mio. Wohngebäude mit Wärmepumpen beheizt. Bis 2045 erhöht sich der Wert in Wohngebäuden auf ca. 6,8 Mio.

Im **Bereich GHD** wird in den Pfadausprägungen ein analoges Vorgehen zur Sonstigen Industrie gewählt. Es wird „Efficient“ bzw. „More“ eine Variation der Effizienzentwicklung von -5 %-Punkten (ca. 40 % kumuliert) bzw. +5 %-Punkten (ca. 50 % kumuliert) gegenüber KN100 angenommen. Weiterhin sollen die Auswirkungen eines geringeren bzw. höheren Elektrifizierungsgrades aufgezeigt werden (siehe Kapitel 2.2.3).

Die dargestellten Variationen resultieren in abweichenden Endenergieverbräuchen. Die resultierende Entwicklung im Gebäudesektor wird für die vier Pfadausprägungen im Vergleich zum Hauptszenario in Abbildung 114 verdeutlicht.

In den Pfadausprägungen **„Electrons“** ergibt sich im Hinblick auf den Endenergieverbrauch kein eindeutiges Bild. In **„Efficient Electrons“** überlagern sich die Effekte der steigenden Gebäudesanierungsrate und der (im Hinblick auf den Endenergieverbrauch) höheren Effizienz von elektrischen Wärmepumpen, sodass der Endenergieverbrauch 2045 um ca. 51 TWh (-9 %) gegenüber dem KN100-Szenario sinkt und in allen Ausprägungen am geringsten ausfällt. Dem geringfügigen Anstieg des Stromverbrauchs von 4 TWh steht eine Verringerung des Verbrauchs methanbasierter Gase, Wasserstoff, Öl, Biomasse sowie Fernwärme entgegen. In **„More Electrons“** steigt der Endenergieverbrauch langfristig um 36 TWh (+6 %) gegenüber KN100. Während der Stromverbrauch aufgrund der höheren Anzahl von Wärmepumpen und der geringeren Gebäudesanierungsaktivitäten um 37 TWh steigt, sinkt der Verbrauch methanbasierter Gase, Wasserstoff und Öl nur in geringerem Umfang. Der deutliche Anstieg der Stromnachfrage ist u. a. darauf zurückzuführen, dass Wärmepumpen auch in Gebäude mit niedrigerer Sanierungsklasse eingebaut werden, wo sie geringere Wirkungsgrade erreichen. Der Verbrauch Biomasse und Fernwärme steigt aufgrund der geringeren Sanierungsaktivitäten ebenfalls an.

In den **Pfadausprägungen „Molecules“** gibt es im Jahr 2030 einen Mehrbedarf an gasbasierten Energieträgern in Höhe von 40 TWh („More Molecules“) bzw. 22 TWh („Efficient Molecules“). Im Jahr 2045 liegt dieser bei 49 TWh bzw. 9 TWh. Weiterhin steigt auch der Bedarf an ölbasierten Energieträgern. Dem Mehrbedarf stehen Einsparungen beim Stromverbrauch gegenüber. Im **Vergleich** zwischen den Pfadausprägungen **„More Molecules“ und „Efficient Molecules“** lässt sich ebenfalls der Effekt der höheren Gebäudesanierungsrate gut erkennen. Während in der Ausprägung „More“ der gesamte Endenergieverbrauch bis 2045 um 51 TWh (+9 %) steigt, kommt es bei „Efficient“ zu einem Rückgang um 37 TWh (-7 %). Der Effekt der gestiegenen Gebäudesanierung fällt gegenüber „Efficient Electrons“ geringer aus, da weniger effiziente Wärmepumpen genutzt werden. In More Molecules“ resultiert aufgrund der geringeren Gebäudesanierungsaktivitäten und geringeren Marktdurchdringung effizienter Wärmepumpen die stärkste Erhöhung der Endenergienachfrage. Einer Verringerung des Stromverbrauchs von 17 TWh stehen ein deutlicher Anstieg des Verbrauchs von methanbasierten Gasen (+13 TWh) und

Wasserstoff (+36 TWh) gegenüber. Der Verbrauch von Öl, Biomasse und Fernwärme steigt ebenfalls an.

3.4 Energiesektor

Die Endenergieverbräuche der Endverbrauchssektoren in den Pfadausprägungen weichen in ihrer Höhe und Struktur vom Hauptszenario KN100 ab, daher ergeben sich jeweils veränderte Anforderungen an die (klimaneutrale) Energiebereitstellung. Insbesondere die Stromerzeugung sowie der Einsatz von klimafreundlichem Wasserstoff und synthetischen Energieträgern verändern sich.

Hauptszenario KN100

Im KN100-Szenario, welches den Ausgangspunkt für den Vergleich der Pfadausprägungen bildet, sinkt der Endenergiebedarf beständig. Bis 2045 sinkt die Endenergienachfrage auf 1.477 TWh (-41 % gegenüber 2018). Die Nachfrage nach Kohle, Ölen und methanbasierten Gasen geht dabei deutlich zurück. 2045 haben Öle noch einen Anteil von 158 TWh an der Endenergienachfrage, der primär auf den Luftverkehr zurückzuführen ist. Der Anteil methanbasierter Gase sinkt auf 113 TWh, während der Anteil von Wasserstoff auf 226 TWh steigt. Strom erreicht einen Anteil von 724 TWh und wird mit knapp 50 % zum wichtigsten Endenergieträger.

Insgesamt steigt die Bruttostromnachfrage von 577 TWh im Jahr 2019 bis 2030 auf 698 TWh. Um das sektorale Klimaziel der Energiewirtschaft im Jahr 2030 sowie das langfristige Ziel der

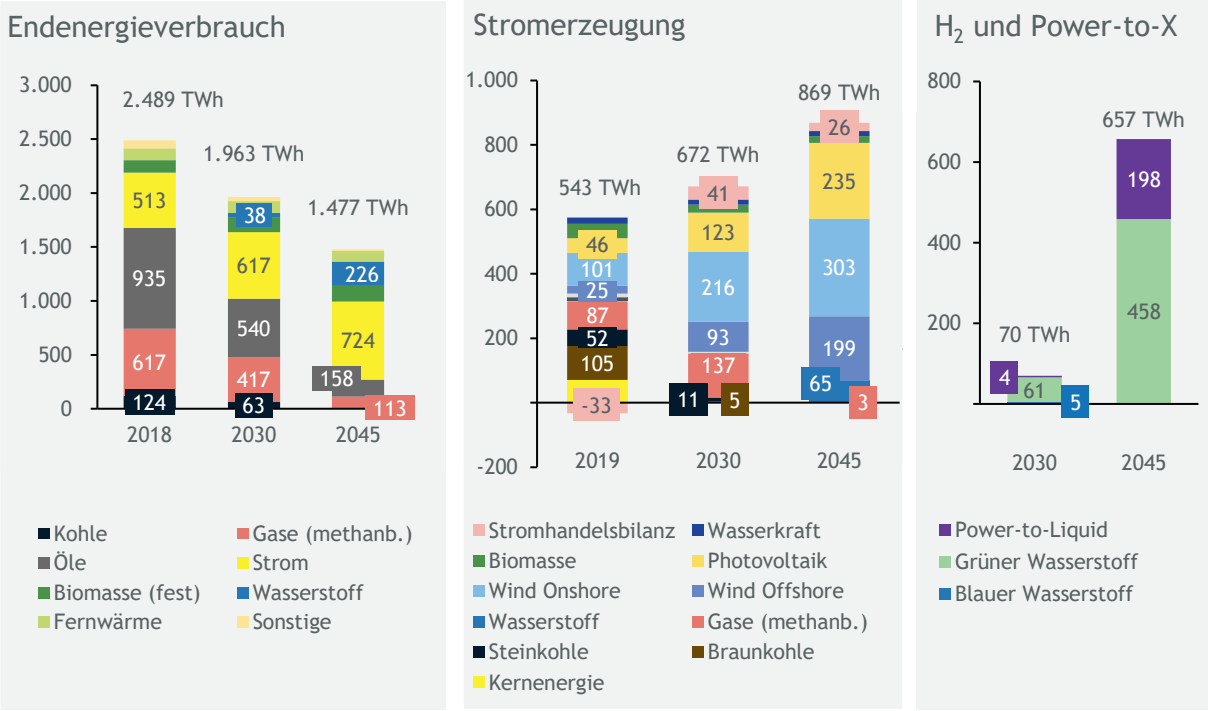


Abbildung 115: Übersicht zentraler Ergebnisse des Hauptszenarios KN100

Klimaneutralität zu erreichen, wird die Stromerzeugung bereits bis 2030 zu einem großen Teil dekarbonisiert. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verdoppelt sich etwa auf 475 TWh im Jahr 2030. Der Kohleausstieg wird beschleunigt. Um den Rückgang der Kohleverstromung zu kompensieren, steigt die gasbasierte Stromerzeugung deutlich an. Bis 2045 steigt die Bruttostromnachfrage auf 910 TWh und wird zu 85 % mithilfe von Erneuerbaren gedeckt. Gaskraftwerke, die 2045 überwiegend Wasserstoff einsetzen, übernehmen zunehmend eine Backupfunktion für Zeiten geringer EE-Einspeisung.

Bereits bis 2030 entwickelt sich im KN100-Szenario in Deutschland eine schnell wachsende Wasserstoffwirtschaft. Im Jahr 2030 werden 66 TWh klimafreundlicher Wasserstoff eingesetzt. Zusätzlich werden 4 TWh PtL-Kraftstoffe eingesetzt, vor allem um den CO_2-Ausstoß im Flugverkehr zu reduzieren. Im Jahr 2045 werden 458 TWh grüner Wasserstoff genutzt. Zusätzlich werden insgesamt 198 TWh PtL, vor allem im Verkehrssektor und im Industriesektor eingesetzt. 2045 wird 13 % der Wasserstoffnachfrage aus heimischer Erzeugung gedeckt. Der Rest wird per Pipeline aus dem Ausland importiert. PtL hingegen werden per Schiff aus weiter entfernten Regionen mit guten EE-Verfügbarkeiten importiert.

Pfadausprägung „Efficient Electrons“

In dieser Pfadausprägung wird im Gebäudesektor eine Sanierungsrate von durchschnittlich 2,16 % pro Jahr erreicht, während im KN100-Szenario durchschnittlich 1,73 % der Gebäude saniert werden. Die Kraftstoffeffizienz von PKW liegt 5 % (im Jahr 2030) bzw. 10 % (im Jahr 2045) höher als im Hauptszenario. Eine höhere Kraftstoffeffizienz würde bspw. resultieren, wenn Endverbraucher zukünftig wieder auf kleinere Fahrzeugklassen setzten. Außerdem steigen die kumulierten Effizienzgewinne im Bereich der Querschnittstechnologien bis 2045 um +5 %-Punkte im Vergleich zu KN100.

Im Zuge der stärkeren Elektrifizierung werden im Hinblick auf die Beheizungsstruktur ca. 2 Mio. mehr Wärmepumpen eingesetzt. Der Anteil von reinen Elektrofahrzeugen an der PKW-Flotte steigt bis 2045 auf 89 %, in KN100 sind es 84 %. In den Branchen GHD und Sonstige Industrie wird im Bereich Niedrig- und Mitteltemperaturwärme stärker auf strombasierte Prozesse gesetzt.

Aufgrund der höheren Effizienzen, aber auch weil elektrische Anwendungen bezogen auf den Endenergieeinsatz effizienter sind, sinkt der Endenergiebedarf stärker als im Hauptszenario. 2030 werden 37 TWh (-2 %) weniger Endenergie nachgefragt, 2045 sind es gegenüber dem KN100-Szenario 72 TWh (-5 %) weniger. Dabei sinkt der Bedarf nach konventionellen Energieträgern im Gebäudesektor so stark, dass dieser sein sektorales Klimaziel im Jahr 2030 von 67 Mt CO_2e übererfüllen kann. Die verbleibende Nachfrage nach methanbasierten Gasen wird analog zu KN100 teilweise über Biomethan gedeckt. Der Gebäudesektor kann damit Emissionen der nicht-zielereichenden Pfade in den Sektoren Landwirtschaft, Abfall und Sonstige kompensieren.

Bei der hier unterstellten, sehr ambitionierten Steigerung der Gebäudesanierungsrate bestehen große Unsicherheiten, z. B. aufgrund der erwarteten Knappheit bei den Beschäftigten im Handwerk oder aufgrund von Friktionen wie dem Mieter-Vermieter-Dilemma, welches die Investitionstätigkeit aktuell hemmt. Der unterstellte Zuwachs auf bis zu 2,4 % (oder durchschnittlich 2,16 %/a über den gesamten Betrachtungszeitraum) entspricht mehr als einer Verdoppelung der historischen Werte, welche in der letzten Dekade im Durchschnitt unter 1 % pro Jahr lagen.

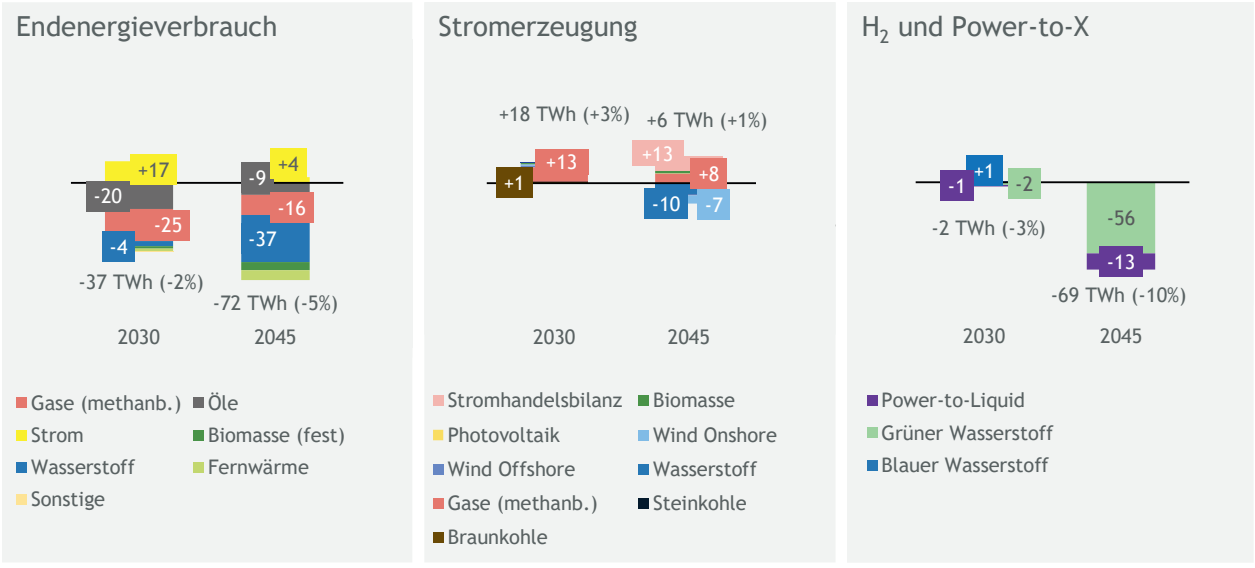


Abbildung 116: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „Efficient Electrons“

In der „Efficient Electrons“-Ausprägung gibt es im Energiesektor, aufgrund der Übererfüllung der Ziele durch den Gebäudesektor, im Vergleich zum KN100 weniger Emissionsminderungsdruck. Die verstärkte Elektrifizierung führt gleichzeitig zu höheren Strombedarfen. Im Jahr 2030 steigt die Stromnachfrage gegenüber KN100 um 18 TWh (+3 %). Im Jahr 2045 liegt sie um 6 TWh (+1 %) höher.

Im Jahr 2030 wird ca. 1 TWh mehr Strom aus Braunkohle erzeugt. Außerdem wird mehr methanbasiertes Gas, vor allem mehr Biomethan zur Stromerzeugung eingesetzt. Das zusätzliche Biomethan ist verfügbar, da aufgrund der im Vergleich zu KN100 höheren Effizienz weniger Bedarf in den Endverbrauchssektoren besteht. Einen leichten Anstieg gibt es außerdem bei Wind Onshore und Offshore sowie bei der Biomasseverstromung.

Im Jahr 2045 fällt der Anstieg der Stromnachfrage gegenüber KN100 geringer aus, weil die Effizienzgewinne langfristig weiter ansteigen. Auch 2045 nimmt die Verstromung von Biomethan leicht zu, dafür wird weniger Wasserstoff zur Stromerzeugung eingesetzt. Einen deutlichen Zuwachs (+13 TWh) gibt es auch bei den Importen[68], die Windverstromung hingegen geht aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten leicht zurück.

[68] Die Emissionen der Stromerzeugung im Ausland werden nach dem Quellprinzip in den Herkunftsländern bilanziert. Allerdings muss bis 2050 die Stromerzeugung in ganz Europa dekarbonisiert werden, sodass auch der importierte Strom im Jahr 2045 weitgehend emissionsfrei ist.

Die Nachfrage nach flüssigen und gasförmigen Energieträgern ist in der „Efficient Electrons“-Ausprägung aufgrund der geringeren Durchdringung konventioneller Antriebe, gasbasierter Industrieprozesse und Heizungstechnologien niedriger als im KN100-Szenario. Auch die Nachfrage nach Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukten sinkt daher im Vergleich zum Hauptszenario. Im Jahr 2030 werden 2 TWh (-3 %) weniger nachgefragt. Im Jahr 2045 liegt die Nachfrage nach Wasserstoff und Folgeprodukten um 69 TWh (-10 %) unter der des Hauptszenarios.

Neben den rückläufigen Nachfragen der Verbrauchssektoren sinkt auch der Wasserstoffbedarf im Energiesektor, weil mehr Biomethan in Gaskraftwerken verstromt werden kann. Die Wasserstoff- und PtL-Importe aus europäischen und außereuropäischen Ländern gehen aufgrund der insgesamt niedrigeren Nachfrage zurück, während die heimische Produktion von Wasserstoff auf ähnlichem Niveau liegt.

Pfadausprägung „More Electrons“

Auch in der Pfadausprägung „More Electrons“ wird analog zu „Efficient Electrons“ ein höherer Elektrifizierungsgrad als im Hauptszenario angenommen, gleichzeitig werden allerdings weniger Effizienzgewinne realisiert.

Die Sanierungsrate für Gebäude beträgt durchschnittlich lediglich 1,3 %/a statt 1,73 %/a. Die Kraftstoffeffizienz von PKWs liegt 5 % (im Jahr 2030) bzw. 10 % (im Jahr 2045) niedriger als im Hauptszenario. Eine geringere Kraftstoffeffizienz würde bspw. resultieren, wenn Endverbraucher zukünftig weiterhin verstärkt auf größere Fahrzeugklassen (SUVs) setzten. In den Branchen GHD und Sonstige Industrie bis 2045 sinken die kumulierten Effizienzgewinne um -5 %-Punkte im Vergleich zu KN100.

Aus den genannten Gründen steigt der Endenergiebedarf gegenüber KN100 um 15 TWh (+1 %) im Jahr 2030 und um 41 TWh (+3 %) im Jahr 2045. Aufgrund der doppelten Wirkung von weitreichenderer Elektrifizierung und niedrigeren Effizienzen liegt insbesondere der Strombedarf

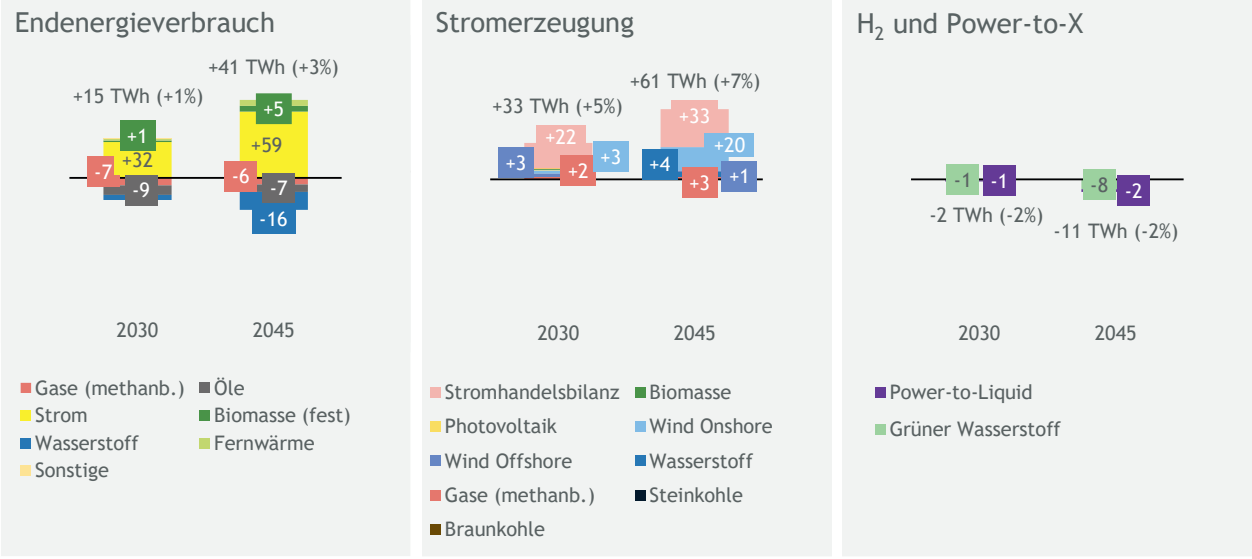


Abbildung 117: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „More Electrons“

höher im Vergleich zu KN100. Beispielsweise werden Wärmepumpen auch in Gebäude mit niedrigerer Sanierungsklasse eingebaut, wo sie geringere Wirkungsgrade erreichen. Insgesamt steigt die Stromnachfrage gegenüber dem Hauptszenario um 33 TWh (+5 %) im Jahr 2030 und um 61 TWh (+7 %) im Jahr 2045.

Die zusätzliche Stromnachfrage wird dabei sowohl im Jahr 2030 als auch 2045 in großen Teilen durch Importe gedeckt. Windenergieanlagen liefern ca. 6 TWh mehr Strom als in KN100, hierfür wird auch in geringem Umfang zusätzliche Erzeugungskapazität installiert. Zusätzlich werden rund 22 TWh mehr Strom importiert als in KN100. Aufgrund der deutlich höheren Stromnachfrage steigt die für die gesicherte Kraftwerksleistung auslegungsrelevante Nachfragespitze. Zusätzlich zu den Kapazitäten im KN100-Szenario sind bis 2030 ca. 4 GW steuerbare Kraftwerke erforderlich, um den Anstieg der maximalen inflexiblen Last aus den Endverbrauchssektoren in Zeiten niedriger EE-Verfügbarkeiten zu decken. Der zusätzliche Bedarf wird durch wasserstofffähige Gaskraftwerke bereitgestellt. Allerdings erfolgt bereits im KN100-Szenario ein ambitionierter Zubau von wasserstofffähigen Gaskraftwerken in Höhe von 15 GW bis 2030, sodass in der Pfadausprägung nochmals höhere Anforderungen für entsprechende Investitionstätigkeit entstehen. Alternativ müsste gesicherte konventionelle Leistung durch Braunkohlekraftwerke[69] bereitgestellt werden, jedoch sind diese Kraftwerke für einen Spitzenlastbetrieb mit niedriger Auslastung nicht geeignet (siehe Infobox 17). Weitere alternative Bereitstellungsoptionen könnten Industrieflexibilität oder Speicher sein.

Im Jahr 2045 wird knapp die Hälfte der zusätzlichen Stromnachfrage durch Importe (33 TWh) gedeckt. Die Verstromung von Biomethan in Gaskraftwerken steigt um 3 TWh, auch hier sind zusätzliche Potentiale für den Energiesektor verfügbar, da die Endverbrauchssektoren weniger Biomethan einsetzen. Zusätzlich kommen gegenüber KN100 ca. 20 TWh Strom aus Onshore Windenergie hinzu, damit verbunden ist ein Kapazitätszuwachs um 9 GW gegenüber KN100. Bei der gesicherten Kraftwerksleistung ergibt sich aufgrund der um ca. 12 GW höheren Spitzennachfrage aus den Endverbrauchssektoren ein Mehrbedarf an Kapazität in derselben Höhe.

Während die Stromnachfrage deutlich ansteigt, werden in der „More Electrons“-Ausprägung insgesamt weniger öl- und gasförmige Energieträger in den Endverbrauchssektoren eingesetzt. Allerdings ist der Rückgang gegenüber dem Hauptszenario weniger ausgeprägt als in der „Efficient Electrons“-Ausprägung, da die niedrigeren Effizienzgewinne sich auch bei den konventionellen Antrieben, Heizungen und Prozessen auswirken. Dennoch werden in Summe weniger Wasserstoff und synthetische Energieträger nachgefragt als im Hauptszenario. Der Unterschied beträgt jeweils -2 % (2 TWh im Jahr 2030 und 11 TWh im Jahr 2045). Während die Endverbrauchssektoren geringere Nachfragen haben, gibt es einen Mehrbedarf nach klimaneutralem Wasserstoff im Energiesektor, der mehr Strom und Wärme bereitstellen muss. Im Vergleich zum KN100-Szenario sinken vor allem Wasserstoff-Importe aus Europa, während die heimische Produktion von Wasserstoff auf ähnlichem Niveau liegt. Auch der Import von Wasserstoff und PtL aus dem außereuropäischen Ausland geht geringfügig zurück.

[69] Steinkohlekraftwerke erreichen 2030 im KN100-Szenario bereits die durch das Kohleausstiegsgesetz vorgegebene Obergrenze.

Pfadausprägung „Efficient Molecules“

In der „Efficient Molecules“-Ausprägung werden in den Endverbrauchssektoren, analog zur „Efficient Electrons“-Ausprägung, gegenüber dem Hauptszenario KN100 höhere Prozess- und Kraftstoffeffizienzen sowie Gebäudesanierungsraten angenommen.

Es werden jedoch deutlich mehr gas- und ölbasierte Technologien eingesetzt: Im Verkehrssektor gibt es 2030 ca. 4 Mio. Elektro-PKW weniger als im Hauptszenario, 2045 sogar 13 Mio. weniger. Stattdessen wird mehr auf konventionelle Antriebe gesetzt. Im Industriesektor verläuft die Elektrifizierung langsamer, gegenüber KN100 werden mehr Niedrig- und Mitteltemperaturprozesse mit Gas bzw. später auch Wasserstoff befeuert. Im Gebäudesektor werden bis 2045 ca. 2 Mio. Wärmepumpen weniger verbaut, dafür gibt es mehr Öl- und Gasheizungen, letztere können perspektivisch mit Wasserstoff betrieben werden.

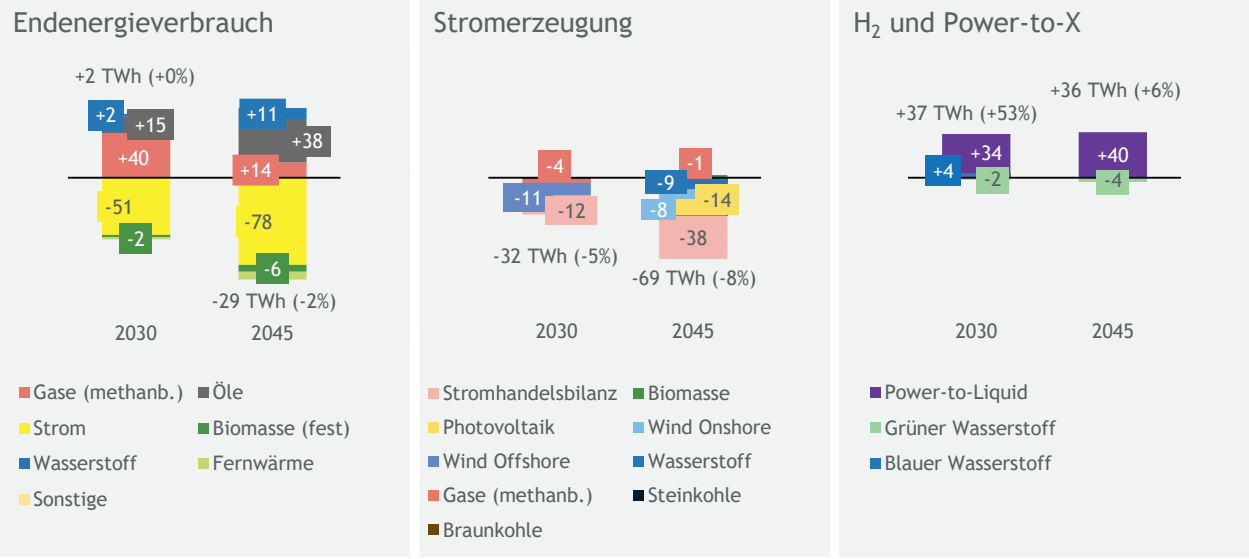


Abbildung 118: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „Efficient Molecules“

Der resultierende Endenergiebedarf liegt im Jahr 2030 etwa auf dem Niveau des KN100-Szenarios. Die kurzfristigen Effizienzgewinne gegenüber KN100 werden also durch den Zuwachs an (bezogen auf den Endenergieverbrauch) weniger effizienten gas- und ölbasierten Technologien kompensiert. Im Jahr 2045 liegt der Endenergiebedarf um 29 TWh (-2 %) unter dem Wert des Hauptszenarios, da die Effizienzgewinne langfristig höher liegen.

Die Stromnachfrage ist im Jahr 2030 um 32 TWh (-5 %) und im Jahr 2045 um 69 TWh (-8 %) geringer als in KN100, weil weniger elektrifiziert wird und gleichzeitig höhere Effizienzen und Sanierungsraten erreicht werden. Aufgrund der niedrigeren Stromnachfrage gehen im Jahr 2030 die Erzeugung in Gaskraftwerken sowie die Importe zurück. Auch fällt wegen des Nachfragerückgangs der Wind-Offshore-Ausbau um 3 GW geringer aus und erreicht 2030 genau 20 GW. Dies entspricht dem von der Bundesregierung anvisierten Ausbauziel. Bei den Spitzenlastkraftwerken geht der Bedarf zurück und liegt ca. 5 GW unter dem Bedarf des KN100-Szenarios. Bis 2030 müssen also wasserstofffähige Gaskraftwerke mit einer Kapazität von 10 GW zugebaut werden, in KN100 sind es 15 GW.

Im Jahr 2045 gehen vor allem Importe, aber auch die Stromerzeugung von Wind Onshore und PV gegenüber dem KN100-Szenario zurück. In diesem Zuge sinkt die installierte Leistung um insgesamt 17 GW. Die installierte Leistung von Offshore-Wind liegt auf dem Niveau des KN100-Szenarios. Da Offshore-Windenergie zu einer hohen Auslastung von Elektrolyseuren beitragen kann und auch weil die europäische Offshore-Strategie umgesetzt wird, wird im Jahr 2045 wird in der Pfadausprägung deutlich mehr Wasserstoff in Deutschland hergestellt. Aufgrund der insgesamt geringeren Stromnachfrage wird 2045 außerdem weniger Spitzenlastkapazität (ca. 11 GW) als im Hauptszenario benötigt.

Die Nachfrage nach Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukten steigt in der „Efficient Molecules"-Ausprägung, da mehr Gase und Öle eingesetzt werden. Insgesamt werden 2030 ca. 37 TWh (+53 %) und 2045 ca. 36 TWh (+6 %) mehr Wasserstoff und Folgeprodukte eingesetzt als im Hauptszenario. Im Jahr 2030 werden 34 TWh mehr PtL benötigt, um die Sektorziele – vor allem in den Sektoren Verkehr und Gebäude - zu erreichen. In diesen beiden Sektoren verbleiben in den „Molecules"-Ausprägungen signifikante Bedarfe nach flüssigen Energieträgern.

Auch im Jahr 2045 fragen die Endverbrauchssektoren mehr PtL als im Hauptszenario nach. Der relative Anstieg gegenüber KN100 ist allerdings niedriger als im Jahr 2030, weil auch in KN100 nahezu der gesamte Bedarf nach flüssigen (und gasförmigen) Energieträgern klimaneutral bereitgestellt wird. Zusätzlich bewirken die Effizienzgewinne in dieser Pfadausprägung niedrigere Endenergiebedarfe. Im Energiesektor geht der Bedarf nach grünem Wasserstoff gegenüber dem Hauptszenario leicht zurück, auch weil der Energiesektor aufgrund der geringeren Stromnachfrage weniger Wasserstoff verstromt. Die zusätzliche PtL-Nachfrage wird durch Importe aus dem außereuropäischen Ausland gedeckt. In Deutschland wird 2045 – wie im KN100-Szenario – kein PtL hergestellt. Allerdings steigt die heimische Wasserstoffproduktion gegenüber dem Hauptszenario leicht an, weil die Endverbrauchssektoren weniger Strom nachfragen, sodass mehr Strom für Elektrolyse eingesetzt werden kann. Die Wasserstoffimporte aus Europa gehen dafür zurück.

Pfadausprägung „More Molecules"

In der „More Molecules"-Ausprägung werden wie in „Efficient Molecules" mehr gas- und ölbasierte Technologien eingesetzt als im KN100-Szenario. Zusätzlich sind die Effizienzgewinne gegenüber dem KN100-Szenario geringer: Die Sanierungsrate für Gebäude beträgt durchschnittlich lediglich 1,3 %/a statt 1,73 %/a. Die Kraftstoffeffizienz von PKWs liegt 5 % (im Jahr 2030) bzw. 10 % (im Jahr 2045) niedriger als im Hauptszenario. In den Branchen GHD und Sonstige Industrie bis 2045 sinken die kumulierten Effizienzgewinne um -5 %-Punkte.

Aufgrund der niedrigeren Effizienzgewinne und weil die öl- und gasbasierten Technologien weniger effizient als strombasierte Technologien sind, wird im Jahr 2030 56 TWh (+3 %) und im Jahr 2045 93 TWh (+6 %) mehr Endenergie eingesetzt als im KN100-Szenario.

Dabei geht die Stromnachfrage aufgrund des geringeren Elektrifizierungsgrads um 23 TWh (-3 %) im Jahr 2030 und 35 TWh (-4 %) im Jahr 2045 zurück. 2030 sinken gegenüber dem Hauptszenario insbesondere die Stromimporte und die Erdgasverstromung. Im Jahr 2045 gehen Importe, aber auch die Stromerzeugung von Erneuerbaren (vor allem Wind Onshore) zurück.

Gegenüber dem Hauptszenario werden deutlich mehr gasförmige und flüssige Energieträger nachgefragt, weil mehr gas- und ölbasierte Technologien eingesetzt werden und gleichzeitig Effizienzgewinne geringer sind. Im Jahr 2030 werden daher 68 TWh (+99 %) mehr Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte nachgefragt als in KN100. Im Jahr 2045 beträgt der Anstieg 117 TWh (+18 %).

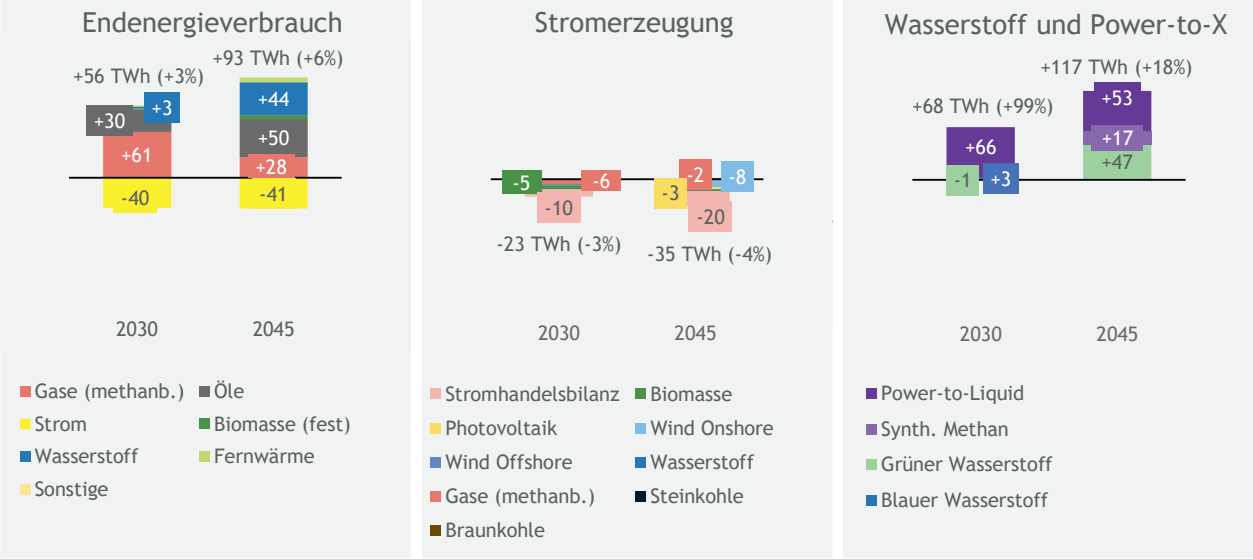


Abbildung 119: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „More Molecules“

Der deutliche Anstieg im Jahr 2030 ist darauf zurückzuführen, dass in den Endverbrauchssektoren signifikante Mengen PtL benötigt werden, um die Sektorziele zu erreichen. Im Gebäudesektor werden knapp 50 TWh mehr PtL eingesetzt als im KN100-Szenario, im Verkehrssektor liegt der Mehrbedarf bei etwa 15 TWh PtL. Zum Vergleich: Im KN100-Szenario werden insgesamt nur knapp 4 TWh PtL (im Verkehrssektor) nachgefragt. Vor dem Hintergrund der geringen Anzahl von PtL-Projekten in Planung stellen die hohen Anforderungen an den PtL-Hochlauf bis 2030 die Umsetzbarkeit dieser Pfadausprägung in Frage (siehe Infobox 18).

Die zusätzlichen PtL-Nachfragen werden im Jahr 2030 teilweise aus heimischer Produktion gedeckt. Hinzu kommen noch einmal signifikant höhere Importe aus Europa und aus den außereuropäischen Staaten.

Auch im Jahr 2045 nimmt der Einsatz von Power-to-Liquid in den Endverbrauchssektoren gegenüber dem Hauptszenario zu. Der relative Anstieg gegenüber KN100 ist im Jahr 2045 geringer, weil 2045 auch in KN100 signifikante Mengen klimaneutraler synthetischer Energieträger nachgefragt werden. Zusätzlich wird in der „More Molecules“-Ausprägung etwa 47 TWh mehr grüner Wasserstoff nachgefragt als in KN100 und sowohl in den Endverbrauchssektoren als auch zur Stromerzeugung eingesetzt. In der „More Molecules“-Ausprägung wird im Jahr 2045 außerdem insgesamt 17 TWh synthetisches Methan eingesetzt, um die Endenergiebedarfe in Gebäude- und Industriesektor klimaneutral bereitstellen zu können.

Die zusätzlichen PtL-Nachfragen sowie die Nachfrage nach synthetischem Methan werden im Jahr 2045 mithilfe zusätzlicher Importe aus dem außereuropäischen Ausland gedeckt. Der Wasserstoff-Mehrbedarf wird in Deutschland und in Europa erzeugt.

Infobox 18: Verfügbarkeit flüssiger synthetischer Energieträger bis 2030

Im KN100-Szenario werden Power-to-Liquids vor allem zur Dekarbonisierung der Luftfahrt und der chemischen Industrie eingesetzt. PtL werden aus dem Mittleren Osten, aber auch aus Südamerika und Ozeanien/Australien nach Deutschland importiert. In der „More Molecules“-Pfadausprägung werden im Jahr 2030 insgesamt bis zu 70 TWh PtL zur Vermeidung von Treibhaus¬gas¬emissionen insbesondere im Verkehrs- und im Gebäudesektor eingesetzt. Ca. 11 TWh werden in Deutschland erzeugt, der andere Teil stammt vornehmlich aus den übrigen Europäischen Staaten und dem Mittleren Osten, aber auch Südamerika und Australien/Ozeanien. Gegenüber dem KN100-Szenario bedeutet dies einen deutlich schnelleren Hochlauf der nationalen, aber auch internationalen PtL-Produktion. Da in der „More Molecules“-Ausprägung bereits im Jahr 2030 vergleichsweise große Mengen PtL benötigt werden, ist dieser Hochlauf bereits kurzfristig erforderlich.

Eine Auswertung von öffentlich verfügbaren Quellen zu bestehenden und geplanten PtL-Projekten zeigt, dass sich ein Hochlauf in der in „More Molecules“ erforderlichen Geschwindigkeit aktuell nicht abzeichnet. Die Hydrogen Project Data Base der International Energy Agency (IEA) weist 21 PtL-Projekte mit Start vor 2025 aus. Insgesamt sind Projekte mit einer Elektrolyse-Anschlussleistung von knapp 600 MW_{el} aufgeführt. Dies entspricht in etwa einer PtL-Produktion von ca. 1 TWh/a, je nach Auslastung der entsprechenden Anlagen. Die meisten aufgeführten Projekte haben Pilotcharakter, insgesamt 7 Projekte planen eine Elektrolyseleistung über 30 MW. Diese sind vornehmlich in Nordeuropa und Deutschland angesiedelt. Das größte gelistete Projekt mit 250 MW Elektrolyseleistung ist in Oman geplant. Zusätzlich zu den in der Projektdatenbank aufgeführten Projekten soll das Pilotprojekt „Haru Oni“, ab 2026 etwa 4-5 TWh/a PtL-Kraftstoffe produzieren. Eine Pilotproduktion des Projekts, das kürzlich unter deutscher Beteiligung in Chile gestartet ist, könnte bereits ab 2022 stattfinden

Basierend auf der dargestellten Projektpipeline wäre eine deutliche Ausweitung der Investitionstätigkeit in PtL-Projekte erforderlich, um die erforderlichen Mengen von PtL-Kraft- und Brennstoffen in der „More Molecules“-Pfadausprägung im Jahr 2030 bereitstellen zu können. Allein die zur Produktion der entsprechenden Wasserstoffmengen benötigte elektrische Elektrolyseleistung beträgt je nach unterstellter Auslastung etwa 30-40 GW[70], also ein Vielfaches der bisher bekannten Projekte. Die hohen Anforderungen an den PtL-Hochlauf in der „More Molecules“-Pfadausprägung stellen die Umsetzbarkeit dieser Pfadausprägung in Frage.

[70] Für diese Beispielrechnung sind ein Wirkungsgrad von 68 % bei der Elektrolyse und 75 % bei der Fischer-Tropsch-Synthese unterstellt.

3.5 Stromnetzinfrastruktur[71]

Für die vier Pfadausprägungen wird nachfolgend eine Einordnung der Auswirkungen auf den Ausbaubedarf der Stromnetzinfrastruktur vorgenommen. Dabei werden keine weiteren Berechnungen durchgeführt. Vielmehr erfolgt eine Abschätzung der Auswirkungen in Bezug auf die Entwicklung der wesentlichen Treiber in den betrachteten Netzebenen.

3.5.1 Übertragungsnetz

Im Bereich des Übertragungsnetzes wurde als zentraler Treiber der Zubau erneuerbarer Energien definiert, welcher zur Einordnung der Pfadausprägungen zugrunde gelegt wird. Für das Jahr 2030 resultiert keine wesentliche Veränderung der installierten EE-Leistung, sodass für dieses Stützjahr keine Abweichung von den Ergebnissen des Kernszenarios zu erwarten ist.

Die im Rahmen der Pfadausprägungen durchgeführte nachfrageseitige Variation des Elektrifizierungsgrades bzw. der Effizienzentwicklung resultiert in einer veränderten Endenergienachfrage und infolgedessen ebenfalls auf den Technologiemix der elektrischen Energiebereitstellung. Für das Stützjahr 2045 resultiert dadurch eine veränderte Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien, die hier als zentraler Indikator für den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz herangezogen wird.

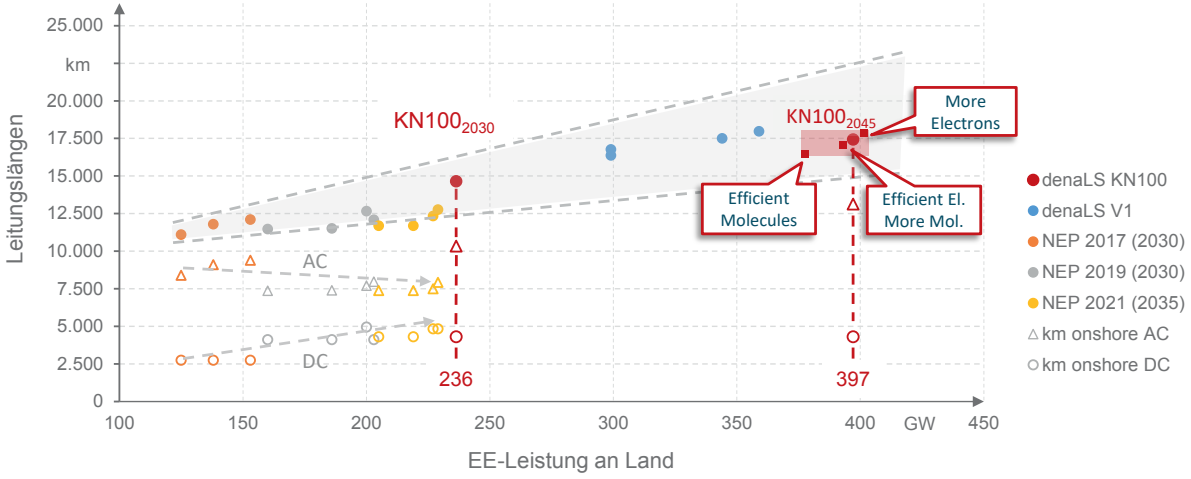


Abbildung 120: Einordnung der Pfadausprägungen auf den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz

Quellen: EWI (2018), NEP Strom 2030 (2017), NEP Strom 2030 (2019) und NEP Strom 2035 (2021)

Die Ergebnisse einer Einordnung der Pfadausprägungen auf den Netzausbaubedarf sind in Abbildung 120 dargestellt.

Die Ausprägung More Electrons mit einem höheren Elektrifizierungsgrad führt zu einer höheren installierten Leistung erneuerbarer Energien, deren Integration in das Übertragungsnetz potenziell

[71] Das Kapitel 3.5 Stromnetzinfrastruktur wurde von der ef.Ruhr verfasst.

einen zusätzlichen Netzausbau erwarten lässt. Auf der anderen Seite grenzt die Ausprägung Efficient Molecules diesen Sensitivitätsbereich nach unten ein. Die in dieser Ausprägung weniger erforderliche installierte EE-Leistung könnte im Kontext dieser vereinfachten Abschätzung zu einer Reduktion zusätzlich erforderlichen Netzausbaus führen. Die anderen beiden Ausprägungen liegen in einer sehr ähnlichen Größenordnung der Kernszenarien, sodass hierbei keine Abweichungen erwartbar sind.

Die in dieser Einordnung dargestellte Spanne des identifizierten Haupttreibers beschreibt einen Bereich, in dem sich durch eine lineare Interpolation der erwartete Netzausbaubedarf einstellen könnte.

Bei der Interpretation dieser Darstellung sind jedoch die Grenzen einer solchen linearen Abschätzung sowie die Treiberorientierung zu beachten. Nicht nur erneuerbare Energien, sondern auch eine veränderte Laststruktur und eine daraus resultierende räumliche und zeitliche Verschiebung von Flexibilitätspotentialen können Auswirkungen auf den erforderlichen Netzbedarf haben, die hier nicht erkennbar gemacht werden können. Daneben weist der in den Kernszenarien berechnete Netzbedarf eine gewissen Netzreserve und damit Robustheit gegenüber Veränderungen der zugrundeliegenden Versorgungsaufgabe auf, die im Rahmen der vereinfachten Einordnung nicht quantifiziert werden kann. Vor dem Hintergrund der Unsicherheiten der Modellierung und den dem in der Einordnung resultierenden Bereich kann resümiert werden, dass unabhängig von der tatsächlichen Pfadentwicklung bis 2045 ein ähnliches Netz zu erwarten ist.

Abschließend sollte beachtet werden, dass die Versorgungsaufgabe für das Jahr 2045 einen Bereich der Systementwicklung beschreibt, der bisher erst begrenzt durch belastbare quantitative Netzausbauanalysen analysiert wurde. Die Untersuchung des Zusammenspiels unterschiedlicher Treiber der zukünftigen Versorgungsaufgabe hinsichtlich positiver Effekte auf den Netzausbaubedarf sowie eine Bestimmung optimaler Strukturen des zukünftigen Übertragungsnetzes stellen interessante Fragestellungen des sich anschließenden Forschungsbedarfs dar.

3.5.2 Verteilnetz

Sowohl im Bereich der Mittel- als auch Niederspannungsebene werden die Grenzen des möglichen Investitionsraum, welcher durch die Pfadausprägungen aufgespannt wird, von den lastseitigen Treibern definiert. Grundsätzlich befinden sich der hierbei angenommene Zubau von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in einem bereits quantitativ durch die Studienlandschaft abgeschätzten Bereich (Abbildung 122 und Abbildung 121). In den nachfolgenden Abbildungen werden die Investitionen für den Netzausbau für die Pfadausprägungen auf Basis der Berechnungen im Szenario KN 100 mittels Inter- und Extrapolation der Investitionen bezogen auf Variationen im Zubau einzelner Treiber abgeschätzt und in die Studienlandschaft eingeordnet. Die Pfadausprägungen sind hierbei rot dargestellt. Der aufgespannte Bereich deutet hierbei die mögliche Variation im Bereich der Investitionen an. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass nicht alle Studien in der aufgeführten Einordnung den Einfluss von neuartigen Lasten auf den Netzausbau berücksichtigt haben (dena, 2012; E-Bridge, 2014).

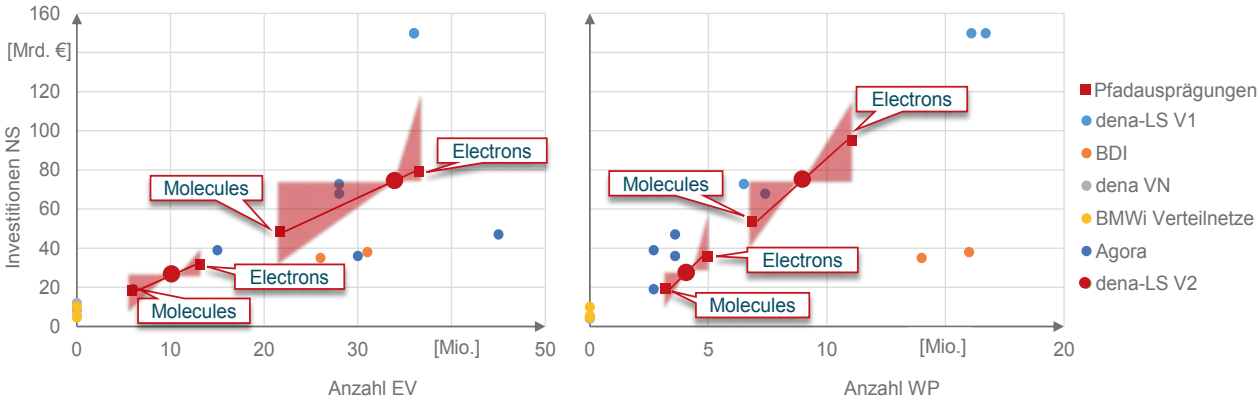


Abbildung 122: Ableitung der Investitionen in der NS-Ebene bei Variation der Anzahl von neuartigen Lasten in den Pfadausprägungen

Quellen: BCG (2018), dena (2012), EWI (2018) und E-Bridge (2014)

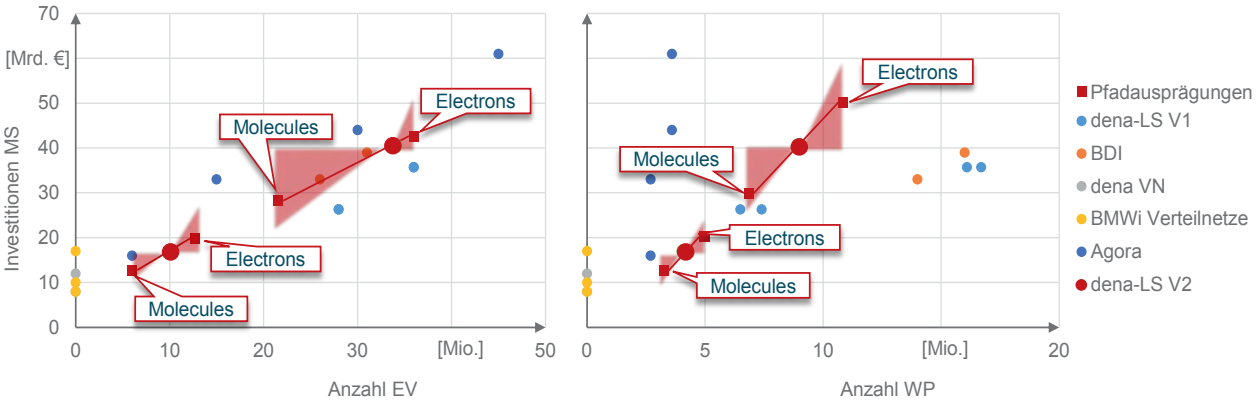


Abbildung 121: Ableitung der Investitionen in der MS-Ebene bei Variation der Anzahl von neuartigen Lasten in den Pfadausprägungen

Quellen: BCG (2018), dena (2012), EWI (2018) und E-Bridge (2014)

Bei der Abschätzung der Investitionen gilt es zu berücksichtigen, dass die Versorgungsaufgabe der Netze und damit der erforderliche Netzausbaubedarf durch die Zusammensetzung der Treiber definiert wird. Die zugrundeliegenden Berechnungen des Netzausbaubedarfs im Szenario KN 100 erfolgt unter Berücksichtigung einer residuallastglättenden und damit netzdienlichen Steuerung von Ladevorgängen an privaten Ladepunkten. Die Zusammensetzung der Treiberlandschaft beeinflusst hierbei die verfügbare Flexibilität und hat somit Auswirkungen sowohl auf den Starklast- wie auch den Rückspeisefall. Die Auswirkungen einer alternativen Treiberzusammensetzung auf den zu erwartenden Netzausbau können hier daher nur näherungsweise abgeschätzt werden. Wie dargestellt können die Pfadausprägungen insbesondere in Bezug auf die veränderte Anzahl von Wärmepumpen und neuen Lasten hierbei erhebliche Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf haben. Es ist anzunehmen, dass die Ausprägung „Molecules“ grundsätzlich zu einer Reduktion der Investitionen führen kann, während die Ausprägung „Electrons“ die erforderlichen Investitionen erhöht. Eine genaue Quantifizierung des Netzausbaus erfordert jedoch eine entsprechend detaillierte Betrachtung unter Berücksichtigung der veränderten Treiberzusammensetzung.

Literaturverzeichnis

Achtelik, C., Schimmel, M. & Rhiemeier, J. (2019) Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Branchensteckbrief der Grundstoffchemie.

Adam, P., Heunemann, F., von dem Bussche, C., Engelshove, S. & Thiemann, T. (2020) Wasserstoffinfrastruktur – tragende Säule der Energiewende. Umstellung von Ferngasnetzen auf Wasserstoffbetrieb in der Praxis.

Agora - Agora Verkehrswende, Agora Energiewende (2019) Regulatory Assistance Project (RAP), Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus.

Agora Energiewende & AFRY Management Consulting (2021) No-regret hydrogen: Charting early steps for H_2 infrastructure in Europe.BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2020) Effizienz und Kosten: Lohnt sich der Betrieb eines Elektroautos?, Stand: 17.07.2020, URL: https://www.bmu.de/WS5549, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

BMU, BMVI, BMWi, BMZ & BDL - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung & Bundesverband der Deutschen Luft- und Raumfahrtindustrie e.V. (2021) PtL-Roadmap. Nachhaltige strombasierte Kraftstoffe für den Luftverkehr in Deutschland.

BMVI - Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2020) Masterplan Schienenverkehr.

BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019) Energieeffizienzstrategie 2050.

BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020) Die Nationale Wasserstoffstrategie.

BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021) Die Energie der Zukunft. 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende – Berichtsjahre 2018 und 2019.

Brändle, G., Schönfisch, M. & Schulte, S. (2020) Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen, *Applied Energy*, Vol. 302, Article 117481.

Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt (2021) Monitoringbericht 2020.

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (2021) Aktuelle Projekte – Gasnetze & Gasanlagen, URL: https://www.dbi-gruppe.de/aktuelle-projekte.html, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

dena - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2012) Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.

dena, Prognos - Deutsche Energie-Agentur GmbH & Prognos AG (2020), Privates Ladeinfrastrukturpotenzial in Deutschland.

Dieckhoff, C., Appelrath, H. J., Fischedick, M., Grunwald, A., Höffler, F., Mayer, C., & Weimer-Jehle, W. (2014) Zur Interpretation von Energieszenarien.

DIW - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (2017) Electricity, heat, and gas sector data for modeling the German system, DIW Data Documentation no. 92, Berlin.

DLR & DIW - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Institut für Verkehrsforschung & Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin e.V. (2020) Verkehr in Zahlen 2020/2021.

DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (2020a) H2 und Gasmotoren. H2 in the gas network and interaction with gas engines (G 201914), Stand: 01.01.2020, URL: https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-und-gasmotoren, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (2020b) H2-Messrichtigkeit. Untersuchung des Verhaltens von Haushaltszählern im Verbund mit Hausdruckregelgeräten bei Nutzung von H2-beaufschlagten Gasen (G 202010), Stand: 01.11.2020, URL: https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-messrichtigkeit, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (2020c) H2-Tauglichkeit von Stählen. Stichprobenhafte Überprüfung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit nach ASME B31.12 (G 202006), Stand: 01.09.2020, URL: https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-tauglichkeit-von-staehlen, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

E-Bridge - E-Bridge Consulting GmbH (2014) E-Bridge Consulting GmbH; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft; OFFIS- Institut für Informatik (2014), Moderne Verteilernetze für Deutschland.

ef.Ruhr – ef.Ruhr GmbH (2017) Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg.

ef.Ruhr - ef.Ruhr GmbH, IAEW der RWTH Aachen, Bergische Universität Wuppertal (2021), Gutachten zur Weiterentwicklung der Strom-Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen auf Grund einer fortschreitenden Sektorenkopplung und neuer Verbraucher.

ENTSO-E (2020) Mid-term Adequacy Forecast. 2020 Edition.

ENTSOG (2020) Ten-Year Network Development Plan 2020.

Enzmann, P. (2020) Stand des Wissens zum technischen Einfluss von Wasserstoff auf die Gasanwendung, in Graf, F., Schoof, R. & Zdrallek M. (Ed.) (2020), *Power-to-Gas. Grundlagen – Konzepte – Lösungen*, 1. Auflage, Vulkan-Verlag GmbH, 276–293.

Esser, K. & Kurte, J. (2020) KEP-Studie 2020 – Analyse des Marktes in Deutschland.

Europäische Kommission (2019) The European Green Deal.

Eurostat - Statistisches Amt der Europäischen Union (2011) The new degree of urbanisation.

Europäische Kommission (2020a) Eine EU-Strategie zur Nutzung des Potenzials der erneuerbaren Offshore-Energie für eine klimaneutrale Zukunft.

Europäische Kommission (2020b) Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa.

EWI - ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (2018) dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Gutachterbericht.

EWI & ef.Ruhr - EWI Energy Research & Scenarios gGmbH & ef.Ruhr GmbH (2018) Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung.

Fernleitungsnetzbetreiber (2021) Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030.

Fh ISE - Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2021) Innovative Energietechnologien - Analyse ausgewählter innovativer Technologien zur Energieerzeugung, -umwandlung und –speicherung. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Frank, C., Fiedler, S., & Crewell, S. (2021) Balancing potential of natural variability and extremes in photovoltaic and wind energy production for European countries, *Renewable Energy*, Vol. 163, 674-684.

Generalzolldirektion (2021) Treibhausgasquote (THG-Quote), URL: https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchsteuern/Treibhausgasquote-THG-Quote/treibhausgasquote_thg_quote_node.html, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

Geres, R., Kohn, A., Lenz, S., Ausfelder, F., Bazzanella, A. M. & Möller, A. (2019) Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland.

Haeseldonckx, D. & D'haeseleer, W. (2007) The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 32(10-11), 1381-1386.

Helgeson, B. & Peter, J. (2020) The role of electricity in decarbonizing European road transport – Development and assessment of an integrated multi-sectoral model, *Applied Energy*, Vol. 262, Article 114365.

Helgeson, B. (2021) "Europe First"? Developing an integrated energy system model to assess an energy-independent, CO2-neutral Europe, EWI Working Paper, erscheint im November 2021.

Hölling, M., Weng, M., & Gellert, S. (2017) Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff, *Stahl und Eisen*, Vol. 137(6), 47-53.

Initiative GET H2 (2021) Die Initiative – GET H2, URL: https://www.get-h2.de/, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

ITG & FIW- Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH & Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V. München (2021) dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Modellierung des Gebäudesektors, herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Jens, J., Wang, A., van der Leun, K., Peters, D. & Buseman, M. (2021) Extending the European Hydrogen Backbone - A European hydrogen infrastructure vision covering 21 countries.

Klement, J., Schröder, H. & Schuhmann, K.-U. (2020) Status der H2-Readiness bei häuslichen, gewerblichen und industriellen Gasanwendungen, *DVGW Energie Wasser-Praxis*, Jg. 71, Nr. 12, 72-77.

Krieg, D. (2012) Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff, *Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment*, Vol. 144, Forschungszentrum Jülich GmbH.

Lindner, C., Schmitt, J. & Hein, J. (2020), Stoffstrombild Kunststoffe in Deutschland 2019.

Lösch, O., Jochem, E., Ashley-Belbin, N., & Zesch, G. (2020) Bewertung der Direktreduktion von Eisenerz mittels Elektrolyse-Wasserstoff.

Löschel, A., Grimm, V., Lenz, B. & Staiß, F. (2021) Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“.

MARCOGAZ - Technical association of the European Gas Industry (2019) Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use.

Marewski, U., Steiner, M. & Engel, C. (2020a) Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen zum Transport von Wasserstoff - Teil 2, *DVGW Energie Wasser-Praxis*, Jg. 71, Nr. 10, 20-25.

Marewski, U., Steiner, M., Silcher, H., Zickler, S., Engel, C. & Schnotz, G. (2020b) Bruchmechanische Prüfungen von Werkstoffen für Gasleitungen zur Bewertung der Wasserstofftauglichkeit: Erste Ergebnisse, *DVGW Energie Wasser-Praxis*, Jg. 71, Nr. 12, 78-86.

Moritz, M. & Schönfisch, M. (2021) Grünes Ammoniak für Deutschland - Kostenvergleich von importiertem und inländisch produziertem grünem Ammoniak, EWI Policy Brief.

NEP Strom 2030 (2017) Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

NEP Strom 2030 (2019) Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

NEP Strom 2035 (2021) Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Nobis, C, Kuhnimhof, T., Follmer, R. & Bäumer, M. (2019) Mobilität in Deutschland – Zeitreihenbericht 2002 – 2008 – 2017, Studie von infas, DLR, IVT & infas 360 im Auftrag des BMVI - Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur.

NPE - Nationale Plattform Elektromobilität (2018) Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase.

Nymoen, H., Graf, K., Niemann, E. & Kröbe, M. (2021) Klimaschutz im Wärmemarkt: Wie können wir Klimaneutralität im Bereich der Wohngebäude erreichen?

Öko-Institut e.V. (2021) Natürliche Senken - Die Potenziale natürlicher Ökosysteme zur Vermeidung von THG-Emissionen und Speicherung von Kohlenstoff. Modellierung des LULUCF-Sektors sowie Analyse natürlicher Senken. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Prognos, Öko-Institut & Wuppertal-Institut (2021) Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann, im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.

Prognos AG (2021) Technische CO2-Senken - Techno-ökonomische Analyse ausgewählter CO2 - Negativemissionstechnologien. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Purr, K., Günther, J., Lehmann, H. & Nuss, P. (2019) RESCUE – Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität, UBA – Umweltbundesamt.

Randelhoff, M. (2017) Effizienzgewinne und Rebound-Effekte: Umweltwirkungen des Dieselantriebs im Vergleich, Stand: 29.08.2017, URL: https://www.zukunft-mobilitaet.net/164605/analyse/spezifische-co2-emissionen-diesel-pkw-ottomotor-potenziale-treibhausgasemissionen-thg/, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

Richter, J. (2011) DIMENSION – A Dispatch and Investment Model for European Electricity Markets, EWI Working Paper, No. 11/03.

Schulte, S., Schönfisch, M. & Brändle, G. (2021) Wasserstoff: Bezugsoptionen für Deutschland – Kostenvergleich von importiertem und lokal produziertem CO2-armen Wasserstoff, EWI Policy Brief.

THyGA (2021) THyGA Testing Hydrogen admixture for Gas Applications, URL: https://thyga-project.eu/#, zuletzt abgerufen am 10.05.2021.

thyssenkrupp Steel Europe (2021) Mit Wasserstoff zur klimaneutralen Stahlproduktion, URL: https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/klimastrategie/, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

UBA – Umweltbundesamt (2020a) Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2020. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2018, Stand Juli 2020, URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-15-climate-change_22-2020_nir_2020_de_0.pdf, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

UBA - Umweltbundesamt (2020b) Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2019, Stand: 08.12.2020, URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2020_12_08_em_entwicklung_in_d_trendtabelle_thg_v0.9.xlsx, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

UBA - Umweltbundesamt (2021a) Fahrleistungen, Verkehrsleistungen und „Modal Split“, Stand: 22.02.2021, URL: https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/fahrleistungen-

verkehrsaufwand-modal-split#fahrleistung-im-personen-und-guterverkehr, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

UBA - Umweltbundesamt (2021b) Kraftstoffe, Stand: 22.02.2021, URL: https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/kraftstoffe, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change (2020) National Inventory Submissions 2020, URL: https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2020, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change (2021) National Inventory Submissions 2021, URL: https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2021, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

Vaillant Deutschland GmbH & Co. KG (2021) Heizen mit Wasserstoff – Ist H2 die Zukunft für klimafreundliche Heizlösungen?, URL: https://www.vaillant.de/heizung/klima-foerderung/heizen-mit-wasserstoff/, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

VCI - Verband der Chemischen Industrie e.V. (2018) VCI-Position Kreisläufe für Kohlenstoff

VDZ - Verein Deutscher Zementwerke (2020) Dekarbonisierung von Zement und Beton – Minderungspfade und Handlungsstrategien.

Viessmann (2020) Neuer Energieträger Wasserstoff - Wie werden wir morgen heizen?, Stand: 12.10.2020, URL: https://www.viessmann.family/de/newsroom/nachhaltigkeit/neuer-energietraeger-wasserstoff-wie-werden-wir-morgen-heizen, zuletzt abgerufen am 30.09.2021.

Wackermann, K., Huising, O. J., Hoeveler, D. & Adämmer, F. (2020) Bruchmechanische Betrachtungen bei der Umstellung von Erdgasleitungen aus Stahl für den Transport von Wasserstoff, *DVGW Energie Wasser-Praxis*, Jg. 71, Nr. 9, 18-25.

Wagner, C. (2018) Integration und Bewertung der Spitzenkappung als Planungsgrundsatz zur wirtschaftlichen Netzentwicklung in Mittelspannungsnetzen, Shaker Verlag, Dortmund.

Warncke, K., Osterheld, S. & Gschrey, B. (2019) Inventarermittlung der F-Gase 2017/2018. Daten von HF(C)KW, FKW, SF6, NF3, SF5CF3, H(C)FE und PFPMIE für die nationale Emissionsberichterstattung gemäß Klimarahmenkonvention für die Berichtsjahre 2017 und 2018.

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AC	Wechselstrom
BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
BECCS	Bio-Energy Carbon Capture and Storage
BECCU	Bio-Energy Carbon Capture and Utilization
BEV	rein elektrische Fahrzeuge
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CNG	Erdgas (Compressed Natural Gas)
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CO_2e	CO_2-Äquivalente
CRF	Common Reporting Format
DAC	Direct-Air-Capture
DACCS	DAC Carbon Storage
DACCU	DAC Carbon Utilization
DC	Gleichstrom
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DRI-EAF-Route	Direktreduktion und anschließende Schmelze in Elektrolichtbogenöfen
DRI-Route	„Direct-Reduced-Iron“-Route
DSM	Demand Side Management
EAF	Elektrolichtbogenöfen
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
ENTSO-G	Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz

EU	Europäische Union
EU-ETS	Europäischer Emissionshandel
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH
FZkm	Fahrzeugkilometer
FIW	Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V. München
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GuD-Anlagen	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
GW	Gigawatt
H2 FCV	Brennstoffzellenfahrzeug
H2-DRI	Wasserstoffbasierte Direktreduktion
HEV	Hybridfahrzeug
HFKW	Teilfluorierte Kohlenwasserstoffe, auch F-Gase
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HS	Hochspannungs-Ebene
IEA	International Energy Agency
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
ITG	Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH
KBA	Kraftfahrbundesamt
KN100	Klimaneutralität 100
KSG	Klimaschutzgesetz 2021
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOT	Levelized Costs of Transport
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	Flüssigerdgas (Liquified Natural Gas)
LPG	Liquified Petroleum Gas
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Land Use, Land Use Change and Forestry
MS-Ebene	Mittelspannungsebene

Mt	Megatonne
MTO/MTA	Methanol-to-Olefins/-Aromatics-Verfahren
MVA	Müllverbrennungsanlage
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz
NE	Nichtenergetisch
NEP	Netzentwicklungsplan
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität
NS-Ebene	Niederspannungsebene
NTC	Nettotransferkapazitäten
NUTS	Nomenclature des Unités Territoriales Statistiques (z. Dt. Nomenklatur der Gebietseinheiten für die Statistik)
ÖSPV	Öffentlichen Straßenpersonenverkehr
PHEV	Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge
PKW	Personenkraftwagen
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RED II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
SUVs	Geländewagen
THG	Treibhausgas
tkm	Tonnenkilometer
TTW	Tank-to-Wheel
TWh	Terawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlagen
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aggregierter Endenergieverbrauch der Verbrauchssektoren nach Energieträgern 1
Abbildung 2: Nachfrage nach Wasserstoff und Folgeprodukten 4
Abbildung 3: Entwicklung der Netto-Treibhausgasemissionen 5
Abbildung 4: Übersicht zum methodischen Vorgehen bei der Modellierung 6
Abbildung 5: Das Hauptszenario KN100 und die Pfadausprägungen 9
Abbildung 6: Bilanzierung der sektorspezifischen Emissionen 13
Abbildung 7: Entwicklung der nationalen Treibhausgasemissionen und Klimaziele 14
Abbildung 8: Das Energiesystemmodell DIMENSION 18
Abbildung 9: Schematische Darstellung der Bundeslandzeitreihen und des Übertragungsnetzmodells 20
Abbildung 10: Berechnungsmethodik für die Netzausbauberechnung im Übertragungsnetz 20
Abbildung 11: Schematische Darstellung des automatisierten Netzausbauprozesses zu Bewertung der NS und MS--Ebene 21
Abbildung 12: Übergeordnete Rahmenparameter 23
Abbildung 13: Historische Treibhausgasemissionen und das sektorale Klimaziel 2030 im Verkehr 26
Abbildung 14: Übersicht der Verkehrsträger 26
Abbildung 15: Technologische und transformatorische Ansätze im Verkehrssektor 27
Abbildung 16: Jahresnachfrage im Personenverkehr 29
Abbildung 17: Jahresnachfrage nach Verkehrsträger (ohne PKW) im Personenverkehr 30
Abbildung 18: Besetzungsgrad und Jahresfahrleistung von PKW 31
Abbildung 19: Entwicklung der Kraftstoffverbräuche von Neuwagen (PKW) 32
Abbildung 20: Jahresnachfrage nach Verkehrsträger im Güterverkehr 33
Abbildung 21: Entwicklung des PKW-Bestandes 34
Abbildung 22: Entwicklung des LKW-Bestandes 36
Abbildung 23: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach Energieträgern 37
Abbildung 24: Wasserstoffbedarf nach Verkehrsträgern 38
Abbildung 25: Wasserstoffanteil am Endenergieverbrauch nach Verkehrsträgern 39
Abbildung 26: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nach Verkehrsträgern 40
Abbildung 27: Zusammensetzung flüssiger und gasförmiger Kraftstoffe im Verkehrssektor 41
Abbildung 28: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor 42
Abbildung 29: Jährliche durchschnittliche Investitionen für PKW, leichte Nutzfahrzeuge und LKW 43
Abbildung 30: Jährliche durchschnittliche Investitionen für Ladeinfrastruktur 45
Abbildung 31: Historische Treibhausgasemissionen und das sektorale Klimaziel 2030 in der Industrie 47
Abbildung 32: Übersicht der Industriebranchen und Prozesse 48

Abbildung 33: Anteile der Industriebranchen am Endenergieverbrauch 2018 48
Abbildung 34: Übersicht der Technologietransformation ausgewählter Industriebranchen 52
Abbildung 35: Produktionsentwicklung in den Industriebranchen bis 2045 53
Abbildung 36: Entwicklung der Energieeffizienz in den Industriebranchen bis 2045 55
Abbildung 37: Auswirkungen von Energieeffizienzgewinnen auf den Endenergieverbrauch im Industriesektor ... 56
Abbildung 38: Recyclinganteile und Sekundärproduktion in Industriebranchen gegenüber 2018 57
Abbildung 39: Vereinfachte Darstellung des Kunststoffrecyclings 58
Abbildung 40: Endenergieverbrauch im Industriesektor nach Energieträgern 59
Abbildung 41: Zusammensetzung flüssiger und gasförmiger energetischer Verbräuche im Industriesektor 60
Abbildung 42: Energetischer und nichtenergetischer Verbrauch von CO_2-armem Wasserstoff nach Industriebranchen 61
Abbildung 43: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich Eisen & Stahl 62
Abbildung 44: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich Chemie 63
Abbildung 45: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich Steine & Erden 64
Abbildung 46: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich Sonstige Industrie 64
Abbildung 47: Entwicklung des nichtenergetischen Verbrauchs nach Energieträgern 65
Abbildung 48: Zusammensetzung flüssiger und gasförmiger nichtenergetischer Verbräuche im Industriesektor . 66
Abbildung 49: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Industriesektor 67
Abbildung 50: Entwicklung der Prozessemissionen nach Industrieranchen 68
Abbildung 51: Jährliche durchschnittliche Investitionen für ausgewählte Technologien in der Industrie 69
Abbildung 52: Historische Treibhausgasemissionen und das sektorale Klimaziel 2030 im Gebäudesektor 70
Abbildung 53: Entwicklung der Sanierungsrate im Wohngebäudebestand bis 2045 71
Abbildung 54: Beheizungsstruktur von Wohngebäuden bis 2045 72
Abbildung 55: Verbrauch je Gasfamilie und Anteil der Wasserstoffbeimischung im Gebäudesektor 73
Abbildung 56: Endenergieverbrauch im Gebäudesektor nach Energieträger 74
Abbildung 57: Zusammensetzung flüssiger und gasförmiger Energieträger im Gebäudesektor 76
Abbildung 58: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor 76
Abbildung 59: Historische Treibhausgasemissionen und das sektorale Klimaziel 2030 im Energiesektor 78
Abbildung 60: Aggregierter Endenergieverbrauch der Verbrauchssektoren nach Energieträgern 84
Abbildung 61: Stromnachfrage nach Sektoren und Anwendungsbereichen 86
Abbildung 62: Nettostromerzeugung nach Energieträgern 87
Abbildung 63: Installierte Leistung von Photovoltaik und Wind 90
Abbildung 64: Installierte Leistung von steuerbaren Kraftwerken 92
Abbildung 65: Demand Side Management und elektrische Anschlussleistung von Speichern und Elektrolyseuren 93
Abbildung 66: Entwicklung der inflexiblen Nachfragespitze sowie die Bereitstellung gesicherter Kraftwerksleistung nach Energieträgern 95

Abbildung 67: Residualnachfragedauerlinien für ausgewählte Zeiträume 100
Abbildung 68: Mittel ausgewählter meteorologischer Größen für die Wintermonate 1995 bis 2014 102
Abbildung 69: Gemittelte Kapazitätsfaktoren für Photovoltaik und Windenergie 103
Abbildung 70: Meteorologische Bedingungen im Januar 1997 104
Abbildung 71: Meteorologische Bedingungen im Dezember 2007 105
Abbildung 72: Nachfrage, Kraftwerkseinsatz und Versorgungslücke in der 7-tägigen Extremsituation des Wetterjahres 1997 für das Modelljahr 2030 107
Abbildung 73: Fernwärmenachfrage nach Verbrauchsgruppen 110
Abbildung 74: Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern 111
Abbildung 75: Nachfrage nach Wasserstoff und Folgeprodukten 112
Abbildung 76: Herkunft von Wasserstoff und Folgeprodukten 114
Abbildung 77: Einsatz biogener Energieträger 117
Abbildung 78: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Energiesektor 119
Abbildung 79: Jährliche durchschnittliche Investitionen im Energiesektor in Deutschland 122
Abbildung 80: Entwicklung der Strombereitstellungskosten 123
Abbildung 81: Wasserstoffimportkosten aus exemplarischen Weltregionen im Jahr 2045 127
Abbildung 82: Importkosten für Power-to-Liquid aus exemplarischen Weltregionen im Jahr 2045 129
Abbildung 83: Aggregierter Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 130
Abbildung 84: Entwicklung der Importanteile am Primärenergiebedarf 131
Abbildung 85: Entwicklung der nationalen Treibhausgasemissionen und Klimaziele bis 2045 132
Abbildung 86: Technische CO_2-Reduktion und -Senken in den Sektoren Energie und Industrie 138
Abbildung 87: Brutto-Treibhausgasemissionen, CO_2-Vermeidungsoptionen sowie technische und natürliche Senken im Jahr 2045 139
Abbildung 88: Entwicklung der Netto-Treibhausgasemissionen nach Sektoren 140
Abbildung 89: Investitionsbedarf in das Onshore-Übertragungsnetz bis zu den Jahren 2030 und 2045 142
Abbildung 90: Investitionsbedarf in das Offshore-Übertragungsnetz bis zu den Jahren 2030 und 2045 143
Abbildung 91: Einordnung der Trassenlängen des Netzausbaus im Übertragungsnetz 144
Abbildung 92: Auswirkungen unterschiedlicher Allokations-Gewichtungen auf den erwarteten Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz 148
Abbildung 93: Investitionsbedarf in der HS-Ebene je Stützjahr (abgeleitet mittel Extrapolation) 149
Abbildung 94: Einordnung des berechneten Ausbaubedarfs in der HS-Ebene in die aktuelle Studienlandschaft. 150
Abbildung 95: Investitionsbedarfe in der NS- und MS-Ebene je Stützjahr im Szenario KN 100 151
Abbildung 96: Leitungsausbau je Spannungsebene im Szenario KN 100 - Absolut und relativ zur Gesamtleitungslänge der jeweiligen Spannungsebene 152
Abbildung 97: Zu erwartende jährliche Erweiterung der NS-Stromkreislänge im Kontext der historischen Netzerweiterung 153
Abbildung 98: Aufteilung der Investitionen in der NS-Ebene je Stützjahr auf die einzelnen Strukturklassen 154

Abbildung 99: Mögliche Ausnutzung des Flexibilitätspotenzials 157
Abbildung 100: Gasverbräuche nach Gasfamilie und Verbrauchssektor 158
Abbildung 101: Illustrative Darstellung der Umstellung der Gasverteilnetze auf Wasserstoff 161
Abbildung 102: Verbrauch je Gasfamilie und Anteil der Wasserstoffbeimischung 162
Abbildung 103: Anteilige Umstellung von Gasverteilnetzen 163
Abbildung 104: Zusammenhang zwischen energetischem und volumetrischem Anteil von Wasserstoff bei Beimischung in Methan (links). Abnahme der Transportkapazität bezogen auf 100 % Erdgas durch Wasserstoffbeimischung ins Erdgasnetz bei konstantem Druckverlust (rechts) 164
Abbildung 105: Energieverbräuche nach Gasfamilie 165
Abbildung 106: Annualisierte Kosten der Transportnetzinfrastruktur 166
Abbildung 107: Levelized costs of transmission je Gasfamilie 167
Abbildung 108: Übersicht zur Ausgestaltung der Pfadausprägungen 170
Abbildung 109: PKW-Bestand nach Pfadausprägung 172
Abbildung 110: Endenergieverbräuche der Pfadausprägungen für den PKW-Verkehr 173
Abbildung 111: Anteil von Strom am Endenergieverbrauch der Sonstigen Industrie 175
Abbildung 112: Endenergieverbräuche der Pfadausprägungen im Bereich Sonstige Industrie 176
Abbildung 113: Beheizungsstruktur der Pfadausprägungen in Wohngebäuden 177
Abbildung 114: Endenergieverbräuche der Pfadausprägungen im Gebäudesektor 178
Abbildung 115: Übersicht zentraler Ergebnisse des Hauptszenarios KN100 180
Abbildung 116: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „Efficient Electrons“ 182
Abbildung 117: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „More Electrons“ 183
Abbildung 118: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „Efficient Molecules“ 185
Abbildung 119: Übersicht zentraler Ergebnisse der Pfadausprägung „More Molecules“ 187
Abbildung 120: Einordnung der Pfadausprägungen auf den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz 189
Abbildung 121: Ableitung der Investitionen in der MS-Ebene bei Variation der Anzahl von neuartigen Lasten in den Pfadausprägungen 191
Abbildung 122: Ableitung der Investitionen in der NS-Ebene bei Variation der Anzahl von neuartigen Lasten in den Pfadausprägungen 191
Abbildung 123: Energiesystemmodell DIMENSION - Inputs und Outputs 206
Abbildung 124: Modellendogene Erzeugungsrouten von Energieträgern in DIMENSION 208

Infoboxenverzeichnis

Infobox 1: Schienenpakt (Masterplan Schienenverkehr) 29
Infobox 2: Mikromobilität 30
Infobox 3: Regulatorischer Rahmen: RED II, Treibhausgasquote und PtL-Roadmap 41
Infobox 4: Elektromobilität und Ladeinfrastruktur 44
Infobox 5: Der Einfluss von Energieeffizienz auf den Endenergieverbrauch der Industrie 56
Infobox 6: Chemisches und mechanisches Kunststoffrecycling 58
Infobox 7: Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) 75
Infobox 8: Sektorale Bereitstellung klimaneutraler Brenn- und Kraftstoffe 85
Infobox 9: Modellierung von Photovoltaik auf Dächern 89
Infobox 10: Gesicherte Kraftwerksleistung im Jahr 2030 91
Infobox 11: Umlage von Finanzierungslücken 124
Infobox 12: Umlage von Netzkosten 125
Infobox 13: Entwicklung der Energieimporte 131
Infobox 14: LULUCF-Sensitivität 134
Infobox 15: CO_2-Infrastrukturen 136
Infobox 16: Recarbonatisierung von Beton 137
Infobox 17: Flexibilität in der Netzplanung 156
Infobox 18: Verfügbarkeit flüssiger synthetischer Energieträger bis 2030 188

Anhang A: EWI Energiesystemmodell DIMENSION

Das Energiesystemmodell DIMENSION minimiert sektorenübergreifend die kurz- und langfristigen Bereitstellungskosten aller Energieträger im europäischen Energiesystem bei gegebenen Emissionsminderungszielen. Der aggregierte Energiebedarf der Endenergieverbrauchssektoren wird im Modell kostenminimal und unter Berücksichtigung von Klimazielen gedeckt. Dabei ermittelt das Modell die zur Deckung der Nachfragen nach Strom, Wärme und synthetischen Brennstoffen in Europa nötigen Kraftwerks- und Erzeugungskapazitäten und deren zeitlich aufgelösten Einsatz. Weiterhin werden Importe von Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukten aus dem außereuropäischen Ausland abgebildet. Das Modell ermöglicht somit eine sektorenübergreifende Optimierung der Energiebereitstellung. Das Modell DIMENSION wurde am EWI entwickelt, eine detaillierte Methodik und Modellbeschreibung findet sich in der in den dazu publizierten wissenschaftlichen Papieren (Richter, 2010; Helgeson & Peter, 2020; Helgeson, 2021).

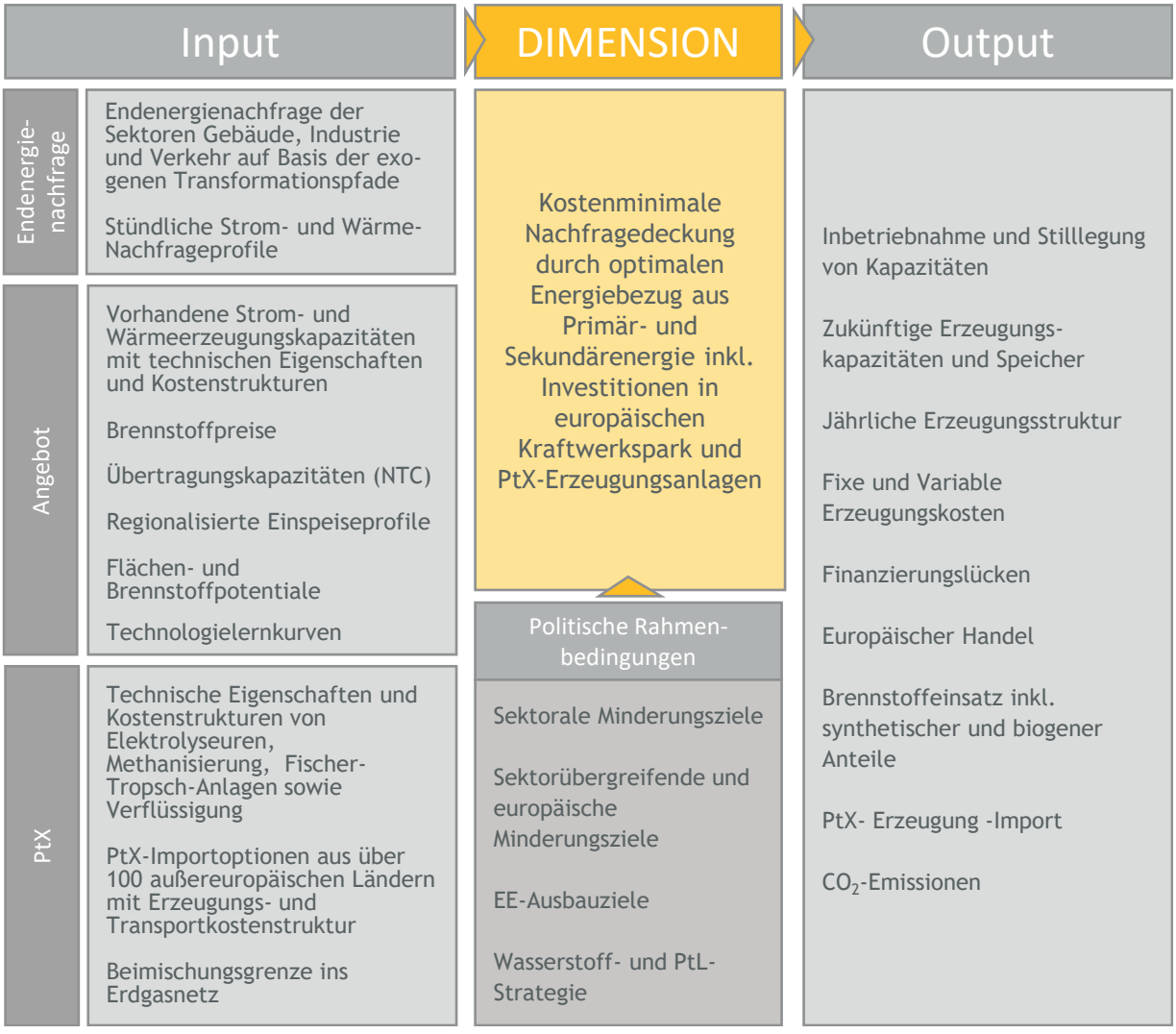


Abbildung 123: Energiesystemmodell DIMENSION - Inputs und Outputs

Abbildung 123 gibt einen Überblick über die Eingangsdaten, zentrale Annahmen und mögliche Auswertungsgrößen.

Endenergienachfragen

Zur Ermittlung der Endenergienachfragen, die durch den Energiesektor gedeckt werden müssen, wurde im Rahmen der dena-Leistudie „Aufbruch Klimaneutralität“ für jeden Endverbrauchssektor bottom-up ein Transformationspfad entwickelt. Die Transformationspfade bilden sektorspezifische Annahmen und Randbedingungen ab und werden als Endenergienachfragen nach Gasen, Ölen, Kohlen, Strom, Fernwärme, Biomassen und sonstigen Energieträgern an das Modell übermittelt. Zusätzlich werden in den Transformationspfaden die Kosten für die in den Sektoren anfallenden Investitionen betrachtet. Die Stromnachfragen werden anwendungsspezifisch (z. B. für Wärmepumpen, verschiedene Verkehrsträger oder Industrieprozesse) aufgeschlüsselt übergeben und mit anwendungsspezifischen Lastprofilen verrechnet, um die aggregierte stündliche Stromnachfrage zu ermitteln. Profile für temperaturabhängige Lasten (Wärmepumpen oder andere Heiznachfragen) werden anhand des bevölkerungsgewichteten Temperaturmittels für das Jahr 2015 berechnet.

Strom- und Wärmeerzeugung

Die Nachfragen nach Strom und Wärme werden durch den Kraftwerkspark (inkl. Erneuerbaren Energien) sowie den Stromhandel stundenscharf gedeckt. DIMENSION bildet die Strommärkte von 28 europäischen Ländern integriert ab (EU-28 ohne Malta und Zypern, aber inklusive Norwegen und Schweiz). Analog zur Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland erfolgen Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten in anderen europäischen Ländern. Die Entwicklung des Stromaustauschs zwischen Nachbarländern ergibt sich als Marktergebnis. Stromhandel zwischen Ländern wird stündlich abgebildet und findet bei unterschiedlichen Großhandelspreisen statt. Der Austausch ist beschränkt auf exogen bestimmte Interkonnektorenkapazitäten zwischen den entsprechenden Ländern.

Für die Abbildung von Strom aus EE-Anlagen werden modellseitig 70 typische Wind- und 60 typische Photovoltaik-Regionen für Europa abgebildet. Die Regionen unterscheiden sich in ihrer Standortgüte und damit im Verlauf ihrer stündlichen Wind- und Solarprofile. Auch diese wurden auf Basis von Wetterdaten des Jahres 2015 berechnet. Eine Photovoltaik-Anlage in Süddeutschland erreicht bspw. eine höhere Erzeugung als eine Anlage in Norddeutschland. Die regionalen Flächenpotenziale übersetzen sich in Verbindung mit regionalen flächenabhängigen Leistungsfaktoren in eine regionale Leistungsobergrenze. Darüber hinaus ist der Technologiezubau in den Regionen durch jährliche Zubaugrenzen beschränkt. Aufgrund der regionalen Begrenzung von Windenergie und Photovoltaik in der Gesamtleistung sowie im jährlichen Zubau wird nicht immer die kostengünstigste Technologie am vorteilhaftesten Standort zugebaut. Stattdessen werden Investitionen in ein Technologiebündel an EE getätigt. Die Potenzialausschöpfung in einer Region kann u. a. dazu führen, dass mit fortschreitendem Betrachtungszeitraum Investitionspräferenzen zwischen Technologien wechseln. Eine steigende Ausschöpfung der Potenziale kann darüber hinaus zu einem Anstieg der Stromgestehungskosten führen, da

zunehmend Regionen mit geringerer Standortgüte bebaut werden, welche höhere Vollkosten pro Einheit Strom haben. Das Biomasse-Gesamtpotenzial für Deutschland übersetzt sich im Modell in eine Mengenrestriktion der **Biomassenutzung** (fest, gasförmig und flüssig) über alle Sektoren. Biomasse als THG-Minderungsoption ist im Energiesystem damit ein knappes Gut, welches unter den Sektoren konkurrierend genutzt wird.

Bereitstellung von Gasen und Ölen

Die Nachfrage nach anderen Energieträgern, insbesondere Gasen und Ölen kann über eine konventionelle oder eine synthetische modellendogene Erzeugungsroute gedeckt werden.

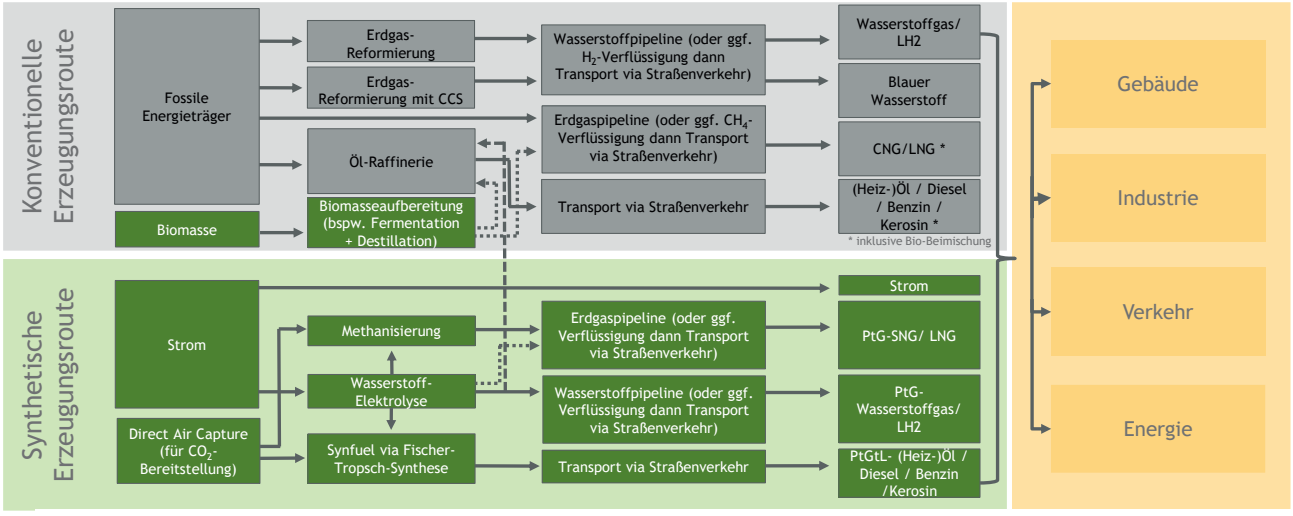


Abbildung 124: Modellendogene Erzeugungsrouten von Energieträgern in DIMENSION

Die Primärenergie der konventionellen Erzeugungsroute stammt aus fossilen Energieträgern oder Biomasse, während in der synthetischen Erzeugungsroute grüner Strom als Primärenergie eingesetzt wird. Zur Reduktion der Treibhausgasemissionen können in DIMENSION modellendogen konventionelle durch klimaneutrale synthetische Energieträger ersetzt werden. Synthetische Energieträger im Sinne des Modells sind zum einen aus Elektrolyse hergestellter Wasserstoff und zum anderen Wasserstoff-Folgeprodukte. Wasserstoff kann entweder direkt als Energieträger in den Endverbrauchssektoren zum Einsatz kommen, als Substitut für grauen Wasserstoff in der konventionellen Erzeugungsroute genutzt werden oder unter Einsatz von mittels Direct Air Capture aus der Umgebungsluft gewonnenem CO_2 in ein klimaneutrales Folgeprodukt umgewandelt werden. Zum einen kann via Methanisierung synthetisches Erdgas hergestellt werden, welches als SNG oder LNG die Nachfrage der Endverbrauchssektoren decken kann. Zum anderen kann durch Fischer-Tropsch-Synthese eine Vielzahl flüssiger Powefuels wie Diesel, Benzin oder Kerosin zur Deckung der Nachfrage aus den Endverbrauchssektoren erzeugt werden. Neben der Modellendogenen Erzeugung von Wasserstoff und seinen Folgeprodukten können diese auch zu vorgegebenen Kosten und verfügbaren Mengen importiert werden. Grundlage für diese **exogene Importroute** ist eine am EWI entwickelte Bottom-Up Analyse zu Gestehungskosten von grünem Wasserstoff und Wasserstoff-Folgeprodukte für 113 Länder (Brändle et al., 2020; Schulte et al., 2021; Moritz & Schönfisch, 2021). Für die Produktionsanlagen gilt die Annahme,

dass die notwendige Elektrizität aus einer dedizierten EE-Stromerzeugungsanlage (Onshore Wind, Offshore Wind oder Photovoltaik) stammt und ein Niedertemperatur-Elektrolyseur zur Herstellung von Wasserstoff verwendet wird. Für die Erzeugung von Wasserstoff-Folgeprodukten wird ein Wasserstoffspeicher zwischen Elektrolyse und der jeweiligen Erzeugungsanlage berücksichtigt. Mithilfe des Speichers lässt sich die aufgrund der variablen EE-Stromerzeugung schwankende Wasserstoffproduktion des Elektrolyseurs ausgleichen und nachgelagerte Prozesse somit besser auslasten. EE-Anlage, Elektrolyseur, Speicher und Erzeugungsanlage für Folgeprodukte werden hinsichtlich Ihrer Dimensionierung und Ihres Einsatzes integriert optimiert und die Größe der unterschiedlichen Komponenten optimal aufeinander abgestimmt, um möglichst niedrige Gestehungskosten zu erzielen. Die Bereitstellungskosten von CO_2 mittels Direct Air Capture werden ebenfalls berücksichtigt. Neben den Produktionskosten der Energieträger im jeweiligen Land betrachtet die Analyse auch die für den Transport nach Deutschland anfallenden Kosten. Darüber hinaus wurden länderspezifische Finanzierungskosten (Weighted Average Cost of Capital, WACC) berücksichtigt, um den Einfluss von Investitionsrisiken abzubilden.

Klimaziele und kosteneffiziente CO_2-Vermeidung

Neben der Deckung der Nachfragen aus den Endenergieverbräuchen sind die Emissionsminderungsziele eine der zentralen Randbedingungen des Modells. In DIMENSION gelten die Minderungsziele als jährliche Mengenbeschränkung hinsichtlich der Treibhausgasemissionen. Die Emissionen ergeben sich aus dem nationalen Verbrauch fossiler Brennstoffe gewichtet mit dem jeweiligen CO_2e-Gehalt. Hinterlegt werden können zum einen sektorscharfe Emissionsziele. Diese können dann vom Modell erreicht werden, indem die Strom- und Wärmeerzeugung dekarbonisiert wird oder Endenergienachfragen nach öl- oder gasbasierten Energieträgern über klimaneutrale Substitute biogener oder synthetischer Natur gedeckt werden. Zum anderen können sektorübergreifende oder länderübergreifende Ziele festgelegt werden, die dann zu überproportionalen Minderungen in Teilbereichen führen können.

Im Rahmen dieser Studie muss zudem berücksichtigt werden, dass Investitionsentscheidungen in den Endenergieverbrauchssektoren (z. B. Fahrzeuge, Anlagen, Effizienzmaßnahmen) bereits ex-ante in den Transformationspfaden getroffen werden. Die Treibhausgasminderung kann insofern nur in diesem gesetzten Rahmen als kostenoptimal bezeichnet werden.

Durch die Bilanzierung von Treibhausgasemissionen nach Quellprinzip können Stromimporte zur Erfüllung nationaler Klimaziele beitragen. Diese Art der Bilanzierung entspricht dem Konzept des Klimaschutzgesetzes 2021. Ein steigender Bedarf an Stromimporten aus dem Ausland führt durch die Berücksichtigung von europäischen Klimazielen jedoch nicht zu Emissionen im Gesamtsystem. Diese sorgen mit fortschreitendem Betrachtungszeitraum darüber hinaus dafür, dass im europäischen Stromsektor immer mehr Emissionsvermeidungsoptionen zum Einsatz kommen. Je mehr sich die CO_2-Intensität der deutschen und der Stromerzeugung des EU-Auslands annähern, umso weniger sind die nationalen Klimaziele ein treibender Faktor für Stromimporte. Vielmehr wird Stromhandel ab diesem Zeitpunkt durch die Deckung von Angebot und Nachfrage bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im europäischen Strommarkt getrieben.

Anhang B: ef.Ruhr Stromnetzmodell

Bestimmung des Netzausbaubedarfs in der NS- und MS-Ebene

Die Berechnung des Ausbaubedarfs in der MS- und NS- Ebene erfolgt anhand eines automatisierten Netzausbauprozesses. Hierbei wird zunächst das betrachtete Szenario auf die Gemeindeebene regionalisiert. Auf Basis der Regionalisierung werden dann im Zuge einer Clusterung repräsentative Gemeinden ermittelt. Im Rahmen von Detailnetzbetrachtungen werden im darauffolgenden Schritt Netzstrukturen innerhalb der repräsentativen Gemeinden analysiert und entsprechend der zukünftigen Versorgungsaufgabe ausgebaut. Die Ergebnisse der Detailnetz-betrachtungen werden letztlich innerhalb der Cluster und auf Gesamtdeutschland hochgerechnet.

Der nachfolgend beschriebene Ansatz wurde bereits im Rahmen verschiedener Netzausbaustudien genutzt und wird sukzessive weiterentwickelt. Eine detaillierte Beschreibung der angewandten Methodik findet sich in den entsprechenden Studien (Agora, 2019; ef.Ruhr, 2017; EWI, 2018; EWI & ef.Ruhr, 2018; ef.Ruhr et al., 2021).

Regionalisierung und netzplanerische Berücksichtigung der Treiber des Netzausbaus

Ausgehend von den Mantelzahlen des betrachteten Szenarios werden die einzelnen Treiber des Netzausbaus anhand spezifischer Regionalisierungsschlüssel verteilt. Eine Übersicht der berücksichtigten Treiber, der entsprechenden Regionalisierungsschlüssel sowie der angenommenen Anschlussleistung, Gleichzeitigkeit, Steuerung, Spitzenkappung und Bündelung von Treibern im Rahmen der folgenden Analyse wird begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt.

Im Bereich der Lasten stellt die steigende Anzahl von Elektrofahrzeugen einen entscheidenden Treiber des Verteilnetzausbaus, insbesondere in den unteren Spannungsebenen, dar. Der Einfluss der Elektromobilität auf die Belastung der Netze ergibt sich aus der entsprechend erforderlichen Ladeinfrastruktur. Die bedarfsgerechte Dimensionierung der Ladeinfrastruktur und damit die Ausgestaltung lokaler Ladeinfrastrukturkonzepte kann regional sehr unterschiedlich ausfallen. Entscheidend ist hier neben den lokalen stadtgeografischen Begebenheiten die lokale Zusammensetzung der Nutzer- und Ladebedarfsstruktur. Ein feingranularer Ansatz, welcher diese regionalen Unterschiede berücksichtigt, ist sehr daten- und rechenintensiv und damit im Rahmen dieser Studie nicht zielführend. Angewandt wird daher an dieser Stelle ein pauschaler Ansatz auf Basis der Empfehlungen der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE, 2018) hinsichtlich der Ausgestaltung einer bedarfsgerechten öffentlichen Ladeinfrastruktur. Hierbei wird der deutschlandweite Bedarf verschiedener Ladeinfrastrukturtypen anhand der Gesamtzahl von Elektrofahrzeugen ermittelt. Entsprechend der NPE-Empfehlung wird angenommen, dass je 16,5 Fahrzeugen ein AC-Ladepunkt und je 165 Fahrzeugen ein DC-Ladepunkt benötigt wird. Aktuelle Auswertungen zeigen, dass ca. 90% der heutigen Elektrofahrzeuge einen privaten Stellplatz besitzen und somit potenziell die Möglichkeit zur Aufstellung einer heimischen Wallbox haben (dena & Prognos, 2020). Dies wird im Rahmen dieser Studie entsprechend berücksichtigt. Des

Weiteren wird angenommen, dass alle gewerblich genutzten Fahrzeuge über eine eigene Wallbox verfügen.

Aktuelle Studien zeigen, dass eine Steuerung von Ladevorgängen und dessen planerische Berücksichtigung ein hohes Potenzial zur Reduzierung der erforderlichen Netzausbauinvestitionen besitzt (Agora, 2019; ef.Ruhr et al., 2021). Im Rahmen dieser Studie wird angenommen, dass die entsprechenden technischen, rechtlichen und regulatorischen Voraussetzungen (beispielsweise die Ausgestaltung von §14a EnWG und eine entsprechende IKT-Anbindung der Ladepunkte) gegeben sind und somit eine planerische Berücksichtigung des gesteuerten Ladens möglich ist. Die planerische Berücksichtigung des gesteuerten Ladens erfolgt mittels eines hybriden Ansatzes. Auf Basis einer Zeitreihenbetrachtung wird zunächst das Potential zur Reduktion der maximalen Netzbelastung für jedes Gemeindecluster mittels einer residuallastglättenden Steuerung von Ladevorgängen ermittelt. Berücksichtigt wird hierbei eine vollständige Ladung der Fahrzeuge im Rahmen der individuellen Standzeiten. Das ermittelte Reduktionspotential wird dann im Rahmen der Netzbetrachtung als Reduktionsfaktor für die netzplanerisch berücksichtigte Anschlussleistung und Gleichzeitigkeit integriert.

Clusterung

Im Zuge der netzplanerischen Bewertung der NS- und MS-Ebenen erfolgt eine Clusterung der Gemeinden Deutschlands. Durch die anschließende Auswahl und Betrachtung von repräsentativen Netzstrukturen der jeweiligen Cluster ist es möglich, durch eine Bewertung vergleichsweise weniger Netze, Aussagen über das gesamte Cluster zu tätigen. Die Clusterung der Gemeinden erfolgt in einem ersten Schritt durch eine Einteilung in Strukturklassen. Diese entsprechen der europäischen Definition des „Degree of Urbanisation“ (Eurostat, 2011). Es ist anzunehmen, dass die Netzinfrastruktur innerhalb dieser Strukturklassen strukturelle Ähnlichkeiten aufweist.

In einem zweiten Schritt erfolgt innerhalb der definierten Strukturklassen eine Clusterung der entsprechenden Gemeinden anhand der zukünftigen Versorgungsaufgabe. Die Clustermerkmale sind hierbei für jede Strukturklasse spezifisch. Die begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellte Übersicht enthält eine Auflistung der Clustermerkmale je Strukturklasse.

Ausbau

Zur Bestimmung des zu erwartenden Investitionsbedarfs in der NS- und MS- Ebene erfolgt zunächst die Ermittlung der zukünftigen Versorgungsaufgabe der betrachteten Netze entsprechend des Szenarios. Anschließend wird mittels eines automatisierten Planungs- und Ausbauprozesses (Wagner, 2018) der Zustand der Netze bewertet, mögliche Netzengpässe identifiziert und ein entsprechender Netzausbau angegeben. Jedes betrachtete Netz basiert auf realen Netzdaten und wird im Zuge des Prozesses im Detail analysiert. Folglich werden bei der Betrachtung der Netze keine Vereinfachungen oder Reduktionen der Netztopologie dieser Netze vorgenommen. Berücksichtigt werden sowohl Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes als auch der thermischen Grenzen von Transformatoren und Leitungen. Abschließend erfolgt die monetäre

Bewertung der erforderlichen Maßnahmen. Der Ablauf dieses Prozesses, wird in Abbildung 11 schematisch dargestellt und im Folgenden im Detail erläutert.

Zu Beginn der Modellierung werden dem betrachteten Netz zunächst die szenarioabhängigen Zubauprognosen zugewiesen. Die Beschreibung der Versorgungsaufgabe erfolgt hierbei zunächst auf Gemeindeebene. Innerhalb einer Gemeinde wird die Zubauprognose über typische Leistungsklassen je Netznutzertyp in diskrete Anlagen überführt und diese innerhalb eines Netzgebietes verteilt. Die Summe der im Netz vorhandenen und prognostizierten Einspeiser und Lasten beschreibt unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten, einer Steuerung von Netznutzern, die zu beherrschende Versorgungsaufgabe in den betrachteten Verteilnetzen.

Die untersuchten Netzgebiete repräsentieren den aktuellen Bestand an Netzinfrastruktur und bedienen unterschiedliche Versorgungsaufgaben. Die im zweiten Schritt durchgeführte Prüfung des Netzzustandes ermöglicht die Identifikation eines Ausbaubedarfes auf Basis der prognostizierten Versorgungsaufgabe für die unterschiedlichen Netzgebiete. Der Zustand der Netze wird hierbei entsprechend des Status quo für netzauslegungsrelevante Extremfälle bewertet. Zum einen für den Fall einer hohen Lastsituation (Starklastfall) und zum anderen für den Fall einer hohen Einspeisesituation (Rückspeisefall). Da in NS-Netzen der (n-1)-sichere Anschluss von Verbrauchern nicht vorgesehen ist, wird ein solcher in der Bewertung auch nicht berücksichtigt. In der MS-Ebene wird diese durch eine maximale tolerierte Belastung der Betriebsmittel von 50 % im Starklastfall angenommen. Werden thermisch überlastete Betriebsmittel oder Verletzungen des Spannungsbandes identifiziert, ist es notwendig das Netz aus- bzw. umzubauen. Im Rahmen der Prüfung sowie nach jeder durchgeführten Ausbaumaßnahme erfolgt zunächst eine Optimierung der Transformatorstufung. Erst nach Ausschöpfung dieser Möglichkeit und einer weiterhin bestehenden Engpasssituation oder Spannungsbandverletzung erfolgt eine Verstärkung des Netzes.

Die Verstärkung des Netzes erfolgt durch Standard-Netzausbauvarianten entsprechend der heutigen Praxis. Unterschieden wird hierbei zwischen einer thermischen Engpasssituation und einer Spannungsbandverletzung. Im Falle einer thermischen Engpasssituation wird das betroffene Betriebsmittel entweder verstärkt oder durch parallele Betriebsmittel ergänzt. Im Falle einer Spannungsbandverletzung wird der betroffene Leitungsstrang aufgetrennt und in zwei unkritische Stränge überführt. Die hierbei genutzten Standardbetriebsmittel sind in der Übersicht der zugrundeliegenden Parameter und Annahmen, welche begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt wird, aufgelistet. Die untersuchten Szenarien gehen teilweise von einem massiven Zuwachs an dezentralen Erzeugungsanlagen und neuen elektrischen Lasten aus, die nach der Zuteilung in einzelne Netze teilweise die gegenwärtig dort verortete Leistung um ein Vielfaches übersteigen. Aufgrund von technischen und räumlichen Restriktionen ist eine beliebige Erweiterung der bestehenden Netzinfrastruktur für derartig hohe Zubauleistungen nicht immer möglich. Daher erfolgt eine Begrenzung der maximal möglichen Anzahl von parallelen Betriebsmitteln. Im Rahmen der vorliegenden Studie wird dies als Grenze des Netzausbaus verstanden. Übersteigt die zukünftige Versorgungsaufgabe die Möglichkeiten des Netzausbaus, sind Netzneubaumaßnahmen erforderlich. Diese gehen in der Realität zum Teil mit Umstrukturierungen von Netzgebieten einher. In der Studie wird dieser Aspekt methodisch

berücksichtigt, indem in solchen Fällen die Zubauprognose des betroffenen Netzgebietes prozentual reduziert wird. Das Netz wird somit im Rahmen des möglichen Netzausbaus zunächst für die reduzierte Zubauprognose ausgebaut und somit die Grenzen von Netzausbaumaßnahmen berücksichtigt. Für den nicht zugeteilten Anteil der Prognose ist eine entsprechende parallele Netzinfrastruktur gemäß des aktuell analysierten Netzgebietes erforderlich. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die neue Versorgungsaufgabe des Netzes, die „alte“ Versorgungsaufgabe um ein vielfaches übersteigt. Praktisch ist die Netzverstärkung dann nicht ausreichend und eine zusätzliche parallele Netzinfrastruktur wir benötigt, um die Versorgungsaufgabe zu erfüllen. Diese parallele Infrastruktur entspricht dann dem notwendigen Netzneubau in einem betrachteten Netzgebiet.

Die monetäre Bewertung der netztechnischen Maßnahmen erfolgt anhand der in der Übersicht der zugrundeliegenden Parameter und Annahmen aufgeführten Betriebsmittelinvestitionen, welche begleitend zu diesem Gutachten zum Download bereitgestellt wird. Diese beinhalten neben den Investitionen für die Betriebsmittel selbst auch solche Maßnahmen, die beispielweise die Planung, Errichtung oder Tiefbauarbeiten umfassen. Zusätzliche Investitionen oder auch betriebliche Aufwendungen für die Umsetzung eines gesteuerten Ladens sind hingegen in dem ausgewiesenen Investitionsbedarf nicht enthalten. Eine Reduktion des Bedarfs und Synergien durch zum Beispiel zeitgleiches Verlegen mehrerer paralleler Betriebsmittel werden nicht berücksichtigt. Damit bleiben die längenbezogenen Kosten wie zum Beispiel für Tiefbauarbeiten konstant. Folglich könnten hier Einsparungen realisiert werden, wenngleich die Ausbaumaßnahmen im Wesentlichen hiervon nicht berührt sind. Für das Nutzen eventueller Synergien muss jedoch zum entsprechenden Planungszeitpunkt eine zukünftige Versorgungsaufgabe mit entsprechendem Planungshorizont bekannt sein.

Nach erfolgter netzplanerischer Bewertung der ausgewählten Netze, werden die Ergebnisse innerhalb der Cluster anhand der Gemeindeflächen auf die Landesebene hochgerechnet und abschließend in den Strukturklassen zusammengefasst. Im Ergebnis liegt dann der Netzausbau-bedarf je Strukturklasse für Gesamtdeutschland vor. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass es aufgrund dieses Ansatzes der Hochrechnung nur bedingt möglich ist, Rückschlüsse auf einzelne Gemeinden oder kleinere Netzgebiete zu ziehen. Regionale Spezifika werden zwar in den Detailanalysen berücksichtigt, können jedoch durch den Ansatz der flächenbezogenen Mittelung im Laufe der Hochrechnung nicht weitergehend dargestellt werden.

Impressum

Herausgeber:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren:

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
Max Gierkink
Dr. Johannes Wagner
Berit Hanna Czock
Arne Lilienkamp
Michael Moritz
Lena Pickert
Tobias Sprenger
Jonas Zinke

Unter Mitarbeit von:

ef.Ruhr GmbH
Jonas von Haebler
Maik Tretschock
Dr.-Ing. Christian Wagner
Dr.-Ing. Marco Greve

Universität zu Köln, Institut für Geophysik und Meteorologie & Hans-Ertel-Zentrum für Wetterforschung, Klimamonitoring & Diagnostik (Meteorologische Einordnung)
Jun.-Prof. Dr. Stephanie Fiedler
Linh Ho

Stand:
10/2021

Bitte zitieren als:
Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2021). dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 – Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Gutachten im Rahmen der
dena-LEITSTUDIE AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT

Klimaneutralität 2045 – Transformation des Gebäudesektors

Gebäudespezifische Modellierung und Begleitung des Studienprozesses

Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden
Forschung und Anwendung GmbH
Prof. Oschatz - Prof. Hartmann - Dr. Winiewska - Prof. Werdin

Forschungsinstitut für Wärmeschutz e.V. München

Klimaneutralität 2045 - Transformation des Gebäudesektors

Auftraggeber: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestr. 128 a
10115 Berlin

Auftragnehmer: ITG Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH
Tiergartenstr. 54 in 01219 Dresden
Dr.-Ing. Bernadetta Winiewska
Prof. Dr.-Ing. Bert Oschatz

Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V. München
Lochhamer Schlag 4 in 82166 Gräfelfing
Prof. Dr.-Ing. Andreas Holm

Dresden, Gräfelfing, 18. Oktober 2021

Inhalt

1 Einleitung 4

2 Modell und Status quo 5

2.1 Modellierung 5

2.1.1 Gebäude- und Anlagenmodell 5

2.1.2 Modellierungsansatz für Nichtwohngebäude 8

2.1.3 Modellierung im Kontext der Gesamtstudie 9

2.2 Gebäudebestand und baulicher Wärmeschutz im Status quo 10

2.3 Anlagentechnik im Status quo 12

3 Szenario Klimaneutralität 2045 (KN100) 16

3.1 Einführende Bemerkungen 16

3.2 Grundsätzliche Randbedingungen 17

3.2.1 Bilanzrahmen – Gebäudesektor nach KSG 17

3.2.2 Neubau und Abriss 18

3.2.3 Kosten 20

3.3 Entwicklung des baulichen Wärmeschutzes 21

3.3.1 Bestandsgebäude 21

3.3.2 Neubau 23

3.4 Entwicklung der Anlagentechnik 24

3.4.1 Beheizungsstruktur 24

3.4.2 Lüftungsanlagen 29

3.4.3 PV-Anlagen 30

3.5 Endenergieverbrauch 33

3.5.1 Wohngebäude 33

3.5.2 Gebäudesektorrelevanter NWG-Bereich 33

3.5.3 Gebäudesektor 34

3.6 Gebäude als Stromerzeuger 35

3.7 THG-Emissionen 37

3.8 Kosten 38

3.9 Leistung im Wohngebäudebereich 41

3.9.1 Gebäudeheizlast 41

3.9.2 Anschlussleistung für elektrische Wärmepumpen 42

4 Pfadausprägungen 45

4.1 Einführende Bemerkungen 45

4.2 Randbedingungen der Pfadausprägungen 45

4.2.1 Ausprägung: bauliche Sanierungsaktivität 45

4.2.2 Ausprägung: Beheizungsstruktur 47
4.2.3 Resultierende Pfadausprägungen 49
4.3 Endenergieverbrauch 50
4.4 Bedarf an THG-neutralen Energieträgern 51
4.5 Kosten 52
4.5.1 Investitionskosten 52
4.5.2 Gesamtkosten aus Endkundensicht – Beispiel Wohngebäude 54
5 Zusammenfassung 58
6 Exkurs zur Definition von Sanierungsraten 59
7 Literaturverzeichnis 61
8 Abkürzungsverzeichnis 63
9 Abbildungsverzeichnis 64
10 Tabellenverzeichnis 67

1 Einleitung

Die deutschen Klimaschutzziele sind erstmalig im Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 [KSG 2019] verbindlich gesetzlich festgelegt worden.

Infolge eines Urteils des Bundesverfassungsgerichtes vom 24. März 2021 und ambitionierterer EU-Vorgaben wurde das Klimaschutzgesetz im Jahr 2021 novelliert. Die Gesetzesnovelle ist am 31. August 2021 in Kraft getreten. [KSG 2021] sieht u.a. eine Verschärfung der Klimaziele für den Gebäudesektor bis 2030 vor. Die zulässige Jahresemissionsmenge wird auf 67 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalent abgesenkt.

Klimaneutralität insgesamt soll in Deutschland bis 2045 erreicht werden. Dies soll vor allem durch verbesserte Energieeffizienz und verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien realisiert werden, Restemissionen müssen durch entsprechende Senken kompensiert werden. Eine Zielerreichung ist nur durch abgestimmte Anstrengungen in allen Sektoren möglich, neben dem Gebäudesektor und der Energieerzeugung sind auch die Mobilität, die Industrie sowie die Landwirtschaft betroffen.

Im Rahmen der Studie wird ein Entwicklungspfad des Gebäudesektors modelliert, welcher die Erreichung der im novellierten KSG formulierten Klimaschutzziele für den Gebäudesektor ermöglicht. Die Modellierungsergebnisse werden so aufbereitet, dass sie in die Gesamtbetrachtungen des Hauptgutachters für die Gesamtstudie (EWI) sowie die durch ef.Ruhr vorgenommene Netzmodellierung einfließen. An EWI werden die jährliche energieträgerspezifische Endenergienachfrage des Gebäudesektors, die jährliche Stromproduktion, Leistung und Speicherkapazität der im räumlichen Zusammenhang zu Gebäuden installierten PV-Anlagen, die kumulierten Investitionskosten für die Anlagentechnik (incl. PV-Anlagen) und den baulichen Wärmeschutz sowie die kumulierten laufenden Kosten (darunter Wartungs-, Betriebs- und Instandhaltungskosten) übergeben. An ef.Ruhr wird die Entwicklung der erforderlichen elektrischen Anschlussleistung unter Auslegungsbedingungen für Wärmepumpen für die anschließende Netzmodellierung übergeben.

Die Modellierung des Gebäudesektors erfolgt in enger Abstimmung mit dem dena-Team für das Gebäudemodul sowie dem EWI-Team für den Energiesektor, insbesondere hinsichtlich der Verfügbarkeit von klimaneutralen Energieträgern im Zeitverlauf.

Zusätzlich zu dem im Rahmen der Studie als Hauptszenario KN100 bezeichneten Klimaneutralitätspfad werden vier weitere Pfadausprägungen erarbeitet, denen vom Hauptszenario abweichende Entwicklungen der Anlagentechnik und der baulichen Sanierungsaktivitäten zugrunde liegen.

2 Modell und Status quo

2.1 Modellierung

2.1.1 Gebäude- und Anlagenmodell

Basis für die vorliegenden Untersuchungen ist das vom FIW München zusammen mit dem ITG Dresden für die „Gebäudestudie“ im Rahmen der „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“ [dena, 2018] entwickelte Gebäude- und Anlagenmodell, welches den Gebäudebestand in Deutschland entsprechend seiner Flächen, baulichen Zustände, Energieträger und Anlagentechnik abbildet. Das Gebäude- und Anlagenmodell wird im Rahmen der vorliegenden Studie weiterentwickelt.

In Abbildung 1 ist schematisch der Detaillierungsgrad des Gebäudemodells hinsichtlich Gebäudeart und Gebäudetyp, Baualtersklasse und energetischem Zustand dargestellt. Die Verteilung der Wohn- und Nutzflächen über die einzelnen Baualtersklassen geht ebenfalls in das Modell ein. Abbildung 2 stellt schematisch den Detaillierungsgrad des Anlagenmodells hinsichtlich der Energieträger und Technologien in Abhängigkeit der Gebäudetypen und Zustände (Neubau/Bestand) dar. Für diese Einteilung wurden die unterschiedlichen Datenformate, Abgrenzungen und Festlegungen der vielen zugrundeliegenden Arbeiten zusammengeführt.

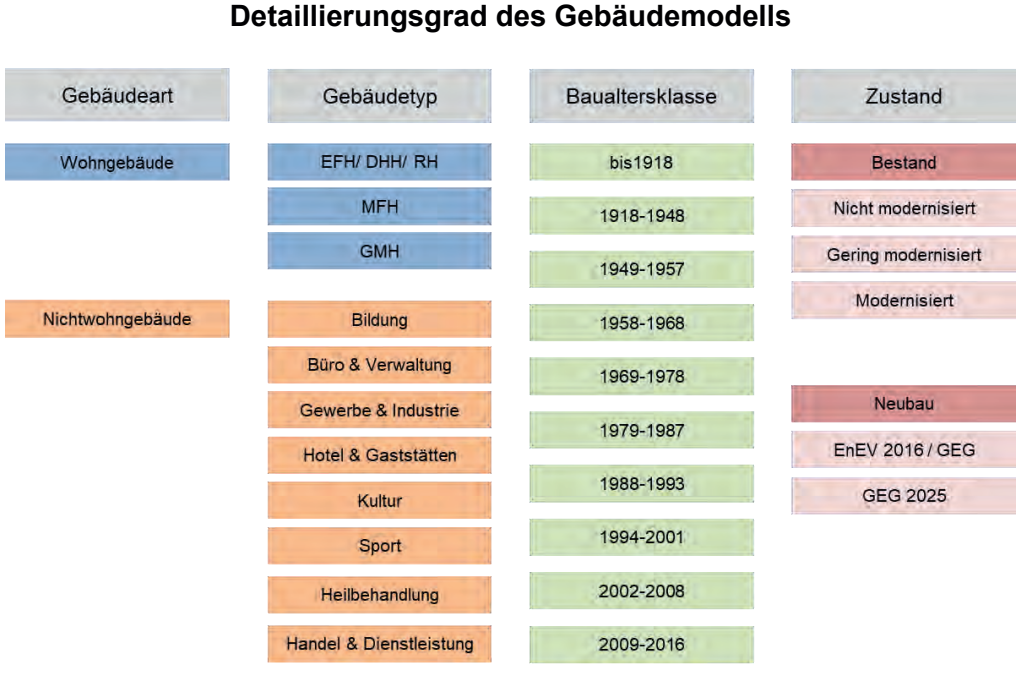


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Detaillierungsgrades des Gebäudemodells

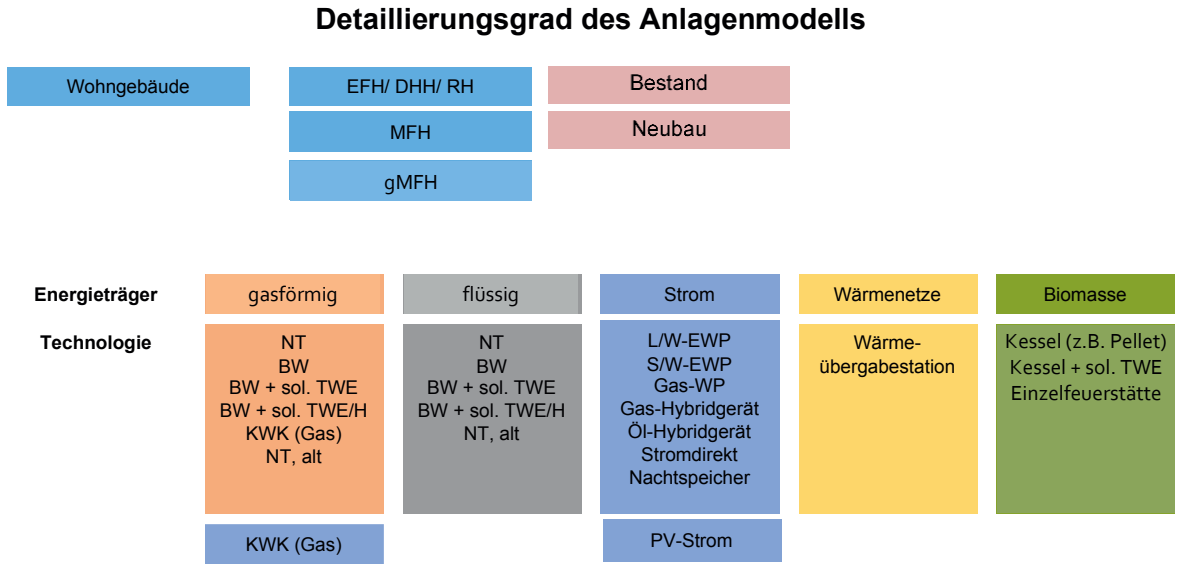


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Detaillierungsgrades des Anlagenmodells

Die hauptsächliche Datengrundlage für das Gebäudemodell ist der dena-Gebäudereport, mit seinen detaillierten Aufstellungen der Gebäude, Wohneinheiten, Baualtersklassen und Sanierungszuständen, die auf dem verfügbaren statistischen Datenbestand zu Wohn- und Nichtwohngebäuden basieren, [dena, 2016].

Darüber hinaus berücksichtigt das Modell des FIW München und ITG Dresden weitere Datengrundlagen. Der Gebäudereport wird durch aktuelle Angaben des Statistischen Bundesamtes zur Entwicklung von Anzahl und Flächen des Gebäude- und Wohnungsbestandes [destatis, 2021], der Arbeitsgemeinschaft für zeitgemäßes Bauen e.V. ARGE ([Walberg et al., 2016], [Walberg et al., 2011]), des Instituts Wohnen und Umwelt IWU [Diefenbach et al., 2011] ergänzt. Dabei werden die unterschiedlichen thematischen Schwerpunkte und Detaillierungsgrade, wie der energetische Zustand, die Typologisierung des Gebäudebestands sowie die Energie- und Versorgungsszenarien berücksichtigt und teilweise zusammengeführt.

Den Ausgangspunkt der Untersuchungen zur Entwicklung des Gebäudesektors stellt die verfügbare statistische Datenbasis zum Gebäudebestand im Jahr 2018 dar. Der Gebäudebestand entwickelt sich durch Sanierungs- und Modernisierungstätigkeit, Neubau und Abriss stetig weiter. Dafür werden auch Informationen des Statistischen Jahrbuchs und des Mikrozensus genutzt ([destatis, 2019], [destatis, 2012]).

Die Modellierung wird durch eine Vielzahl von Parametern, Einflussgrößen und deren zukünftigen Entwicklung beeinflusst. Die energetischen Kennwerte, die THG-Emissionen und die Kosten werden für jeden Gebäudetyp in Abhängigkeit des energetischen Zustands der Bauteile sowie der Art und Effizienz der Anlagentechnik jahresweise ausgewiesen (vgl. Abbildung 3).

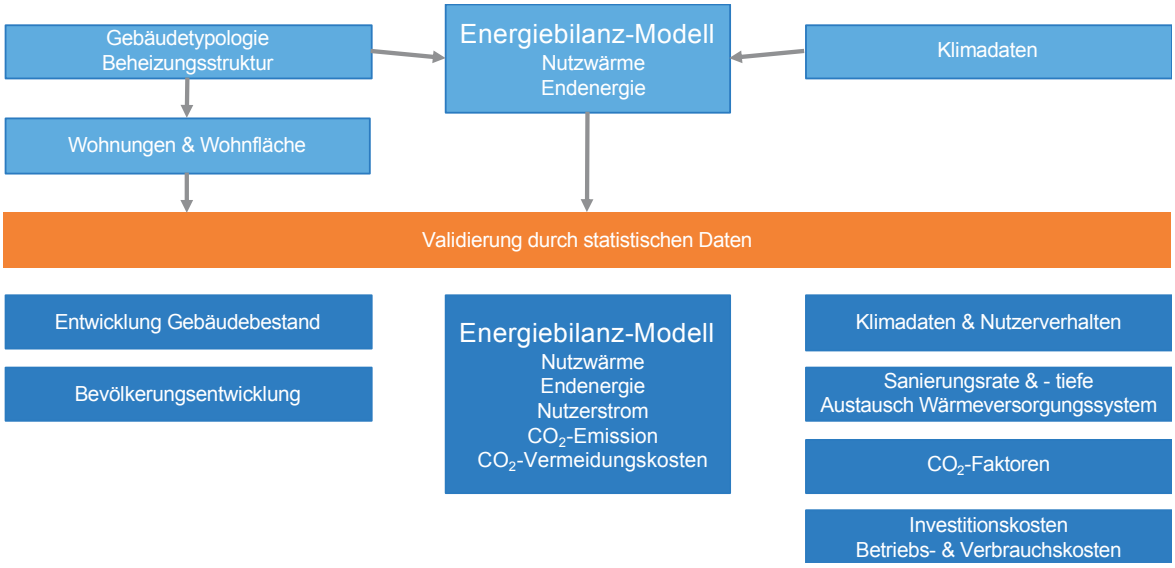


Abbildung 3: Hauptsächliche Einflussgrößen und Ergebnisse aus dem Gebäude- und Anlagenmodell

Als Referenzklima für die Berechnungen im Status quo dient entsprechend der DIN V 18599 der Standort Potsdam. Lokale Einflüsse des Klimas werden damit nicht berücksichtigt. Das verwendete Modell wurde auf der Ebene der Einzelgebäude mit Rechenergebnissen nach DIN V 18599 verglichen. Die Abweichungen betrugen maximal 5 % und werden für die Prognosen der Entwicklung des Energieverbrauchs im Gebäudebereich als hinreichend genau erachtet. Diese resultierten aus Vereinfachungen im Rechenverfahren insbesondere bei der Berechnung der Nachtabsenkung und von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung.

Für die zukünftige Entwicklung der Energieverbräuche berücksichtigt das Modell einen klimawandelbedingten Anstieg der Temperatur bis 2050 um 0,5 K. Die damit verbundene Erhöhung des Energiebedarfs für Gebäudekühlung in Nichtwohngebäuden – und zunehmend auch in Wohngebäuden – wird über eine Erhöhung des Nutzerstroms abgebildet.

Die Berechnungen aus dem Modell liefern den Energiebedarf. Je höher für ältere Gebäude der rechnerische Energiebedarf ist, desto mehr weicht dieser vom tatsächlichen Verbrauch ab. Auf Basis verschiedener Untersuchungen ([Oschatz, 2009], [Loga et al., 2011], [BBSR, 2019]) wurde für das Modell ein variabler Korrekturfaktor für die Anpassung des Bedarfs an den Verbrauch implementiert. Die Korrekturfunktion orientiert sich dabei an der letzten Veröffentlichung [BBSR, 2019] und ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Vergleich des berechneten Heizwärmebedarfs für Heizung und Warmwasser in kWh/(m²·a) mit dem tatsächlich gemessenen Verbrauch von mehreren Gebäuden ([Loga et al., 2011], [BBSR, 2019])

Bedarf in kWh/(m²*a)	IWU 2011 Typischer Verbrauch (Mittelwert) in kWh/m²*a	BBSR 2019 Typischer Verbrauch (Modell 2) in kWh/m²*a
100	90	95
200	140	170

Das resultierende Ergebnis für den gesamten Gebäudebestand wurde mit statistischen Zahlen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen [AGEB, 2020] für das Jahr 2019 abgeglichen. (vgl. Tabelle 2).

Tabelle 2: Vergleich der Energiedaten und Ergebnisse der Modellierung (private Haushalte), in TWh/a

Private Haushalte	**Energiedaten (2019)**	**Gebäude-modell**	Anmerkungen
Öl	135,5	136,1	
Gas	257,2	257,9	
Strom für Raumwärme, TWE	21,6	22,9	Hilfsenergie, Wärmepumpen, Direktheizungen, DLE
Fernwärme	50,9	52,1	
Kohle	4,0	0,0	
Erneuerbare	94,0	86,2	Biomasse, Umweltwärme und Solarthermie
Sonstige	0,0	0,0	
Strom für Nutzer-anwendungen	103,7	104,2	große elektrische Haushaltsgeräte, IKT-Endgeräte, elektrische Kleingeräte, Beleuchtung, Klimageräte, sonstige elektrische Anwendungen
Gesamtverbrauch	**666,9**	**659,4**	

2.1.2 Modellierungsansatz für Nichtwohngebäude

Der Nichtwohngebäudebestand ist hinsichtlich der Nutzung, Größe, Geometrie und Altersstrukturstruktur sehr heterogen. Anders als in Wohngebäuden ist eine Beschreibung über Typgebäude und typische Versorgungsstrukturen bedingt durch die aktuell noch nicht ausreichend detaillierte Datengrundlage kaum möglich. Der aktuelle Modellierungsansatz für Nichtwohngebäude basiert auf dem energieträgerspezifischen Verbrauch im Bereich der GHD abzüglich der Energieaufwendungen für die Landwirtschaft. Die Basis stellen die statistischen Zahlenwerte für das Jahr 2019 sowie die Flächen nach [BMVBS, 2013] dar. Für die Entwicklung der Energieträger zur Konditionierung der Gebäude bis 2045 wird eine analoge Entwicklung wie für Wohngebäude unterstellt. Abweichend davon werden Annahmen zur Entwicklung des Strombedarfs für Raumkälte, Beleuchtung und IKT von GHD sowie zur Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Prozesswärme-/kälte und mechanische Energie getroffen. (vgl. Abbildung 4)

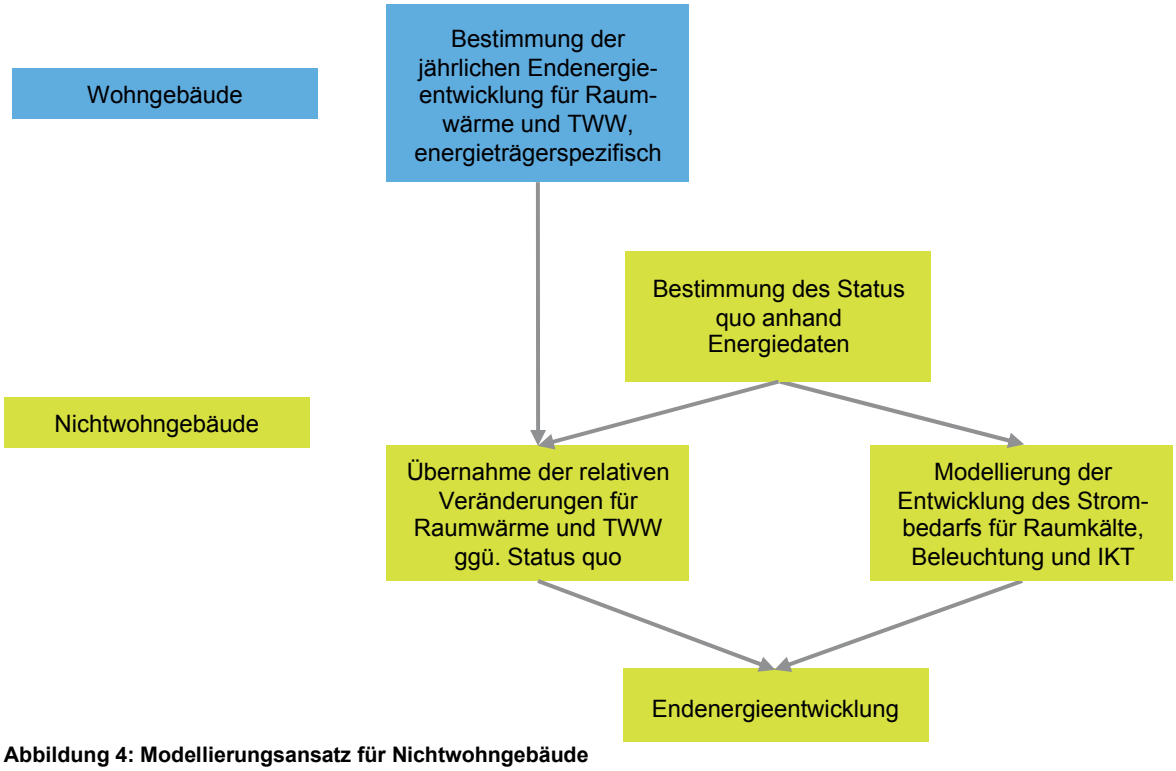


Abbildung 4: Modellierungsansatz für Nichtwohngebäude

2.1.3 Modellierung im Kontext der Gesamtstudie

Die Modellierung im Gebäudesektor ist ein iterativer Prozess. Zunächst werden durch die Gebäudegutachter Vorschläge für Randbedingungen und Entwicklungen erarbeitet und diese mit dena und Partnerkreis diskutiert. Anschließend werden vorläufige Endenergieverbräuche und THG-Emissionen für den Gebäudesektor berechnet. Aufbauend auf den vorläufigen Ergebnissen aller Verbrauchssektoren wird bei EWI die Energiebereitstellung modelliert. Im Ergebnis der EWI-Modellierung werden u.a. die für die jeweiligen Sektoren verfügbaren Mengen THG-neutraler Brennstoffe ermittelt. Damit lassen sich die THG-Emissionen des Gebäudesektors bestimmten. Falls die resultierenden THG-Emissionen höher als die Zielwerte sind oder anderweitige Nachfragen der Gebäude durch das Energiesystem nicht gedeckt werden können, erfolgt eine abgestimmte Anpassung der Modellierungen im Gebäudesektor und auch im Gesamtmodell. Dies wird schematisch in folgender Abbildung dargestellt

THG-neutrale Brennstoffe sind aus Sicht des Gebäudesektors in einer Quellenbilanz zunächst biogene gasförmige und flüssige Brennstoffe, im Zeitverlauf folgen Wasserstoff und synthetisch erzeugte Brennstoffe wie beispielsweise SNG. Details zur Energieträgerbereitstellung sind im Gutachten von EWI beschrieben. Ausführungen zur Quellenbilanz folgen im Abschnitt 3.2.1.

.

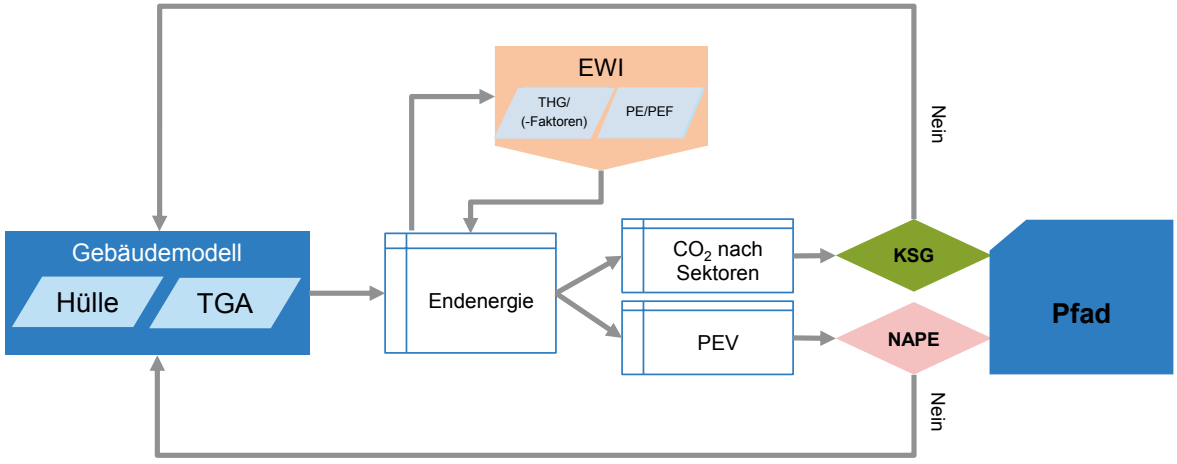


Abbildung 5: Modellierung des Gebäudesektors im Kontext der Gesamtstudie

2.2 Gebäudebestand und baulicher Wärmeschutz im Status quo

Für Wohngebäude liegen aus unterschiedlichen Quellen umfangreiche und belastbare Datengrundlagen hinsichtlich des Gebäudebestandes vor. In den Berechnungen wird dabei von einer Anzahl von knapp 19,3 Mio. Wohngebäuden mit ca. 41 Mio. Wohneinheiten und einer Gesamtwohnfläche von insgesamt etwa 4 Mrd. m² zum Ende 2020 ausgegangen, die nach Gebäudetypen (Einfamilienhäuser und Doppel-/Reihenhäuser, Mehrfamilienhäuser, große Mehrfamilienhäuser), Baualtersklassen und Zuständen unterteilt sind (vgl. Tabelle 3, Abbildung 6). Modernisierter Zustand entspricht dabei einer Sanierung gemäß dem Anforderungsniveau mindestens nach EnEV 2009. Gering modernisierter Zustand bedeutet, dass entweder nur Einzelbauteile saniert wurden oder eine Vollsanierung auf schlechteres Niveau als EnEV 2009 durchgeführt wurde. Nach [dena, 2019] entfallen im Gesamtbestand etwa 30 % der Wohnflächen auf die „schlechtesten“ Effizienzklassen G und H. Das entspricht einem flächenspezifischen Endenergiebedarf von 250 kWh/(m²a). Nur etwa ein Viertel der gesamten Wohnfläche in Deutschland hat einen Endenergiebedarf von unter 100 kWh/(m²a) und fällt damit in die Effizienzklassen A+ bis C.

Tabelle 3: Anzahl der Wohngebäude nach Wohngebäudetyp mit gesamter Wohnfläche in Deutschland (Stand 2020)

Gebäude-typ	Gesamtanzahl der Wohngebäude (Mio.)	davon Neubauten 2020	Wohneinheiten, gesamt (Mio.)	Wohnfläche, gesamt (Mrd. m²)
EFH/ ZFH	16,05	121.000/a	19,3	
MFH	3,06	21.000/a	18,4	3,9
gMFH	0,17	1.200/a	3,8	

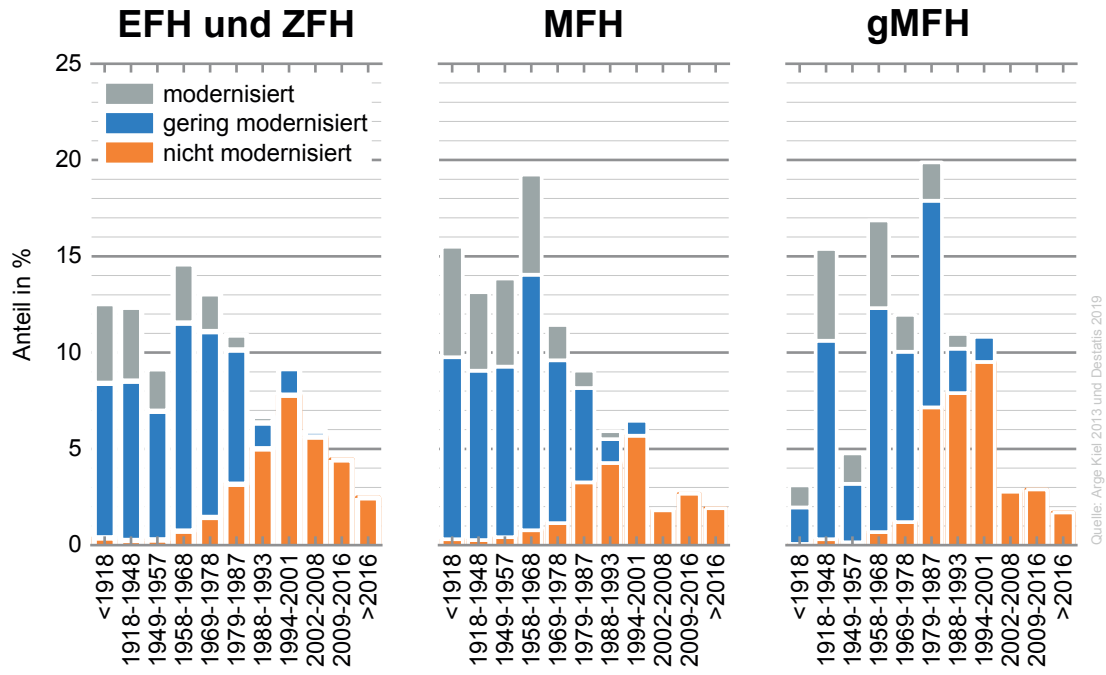


Abbildung 6: Energetischer Zustand des Wohngebäudebestands im Jahr 2020 verteilt nach Altersklassen

Die energetische Ist-Modernisierungsrate für den deutschen Wohngebäudebestand beläuft sich derzeit auf ca. 1 % p. a. (Vollmodernisierungsäquivalente gem. Bauteilanforderungen), dabei ist das Vollsanierungsäquivalent bei den Mehrfamilienhäusern in der Regel höher als bei den Ein- und Zweifamilienhäusern. Das Vollsanierungsäquivalent berücksichtigt die Tatsache, dass in der Regel in Einzelmaßnahmen und Schritten saniert wird: Alle Teilsanierungen an den Gebäuden werden summiert und in Vollsanierungen der thermischen Gebäudehülle ausgewiesen.

Der Nichtwohngebäudebestand ist hinsichtlich der Nutzung, Größe, Geometrie und Altersstrukturstruktur sehr heterogen. Anders als in Wohngebäuden ist eine Beschreibung über Typgebäude und typische Versorgungsstrukturen bedingt durch die weniger detaillierte Datengrundlage kaum möglich.

Der Modellierung im Bereich der Nichtwohngebäude liegen die in folgender Tabelle ausgewiesenen Gebäudetypen mit den in Anlehnung an [BMVBS, 2013] ermittelten Nutzflächen zugrunde.

Tabelle 4: Betrachtete Nichtwohngebäudetypen

NWG in Deutschland	Anzahl, in Mio.	NGF, in Mio. m²	Nutzfläche, in Mio. m²
Bildung	0,14	227,7	168,7
Büro und Verwaltung	0,29	278	231,9
Gewerbe und Industrie	1,78	602,4	537,8
Heilbehandlung	0,13	86,3	61,8
Handel und Dienstleistung	0,30	182	165,4
Sport	0,11	57,6	48,2
Kultur	0,08	73,7	56,7
Beherbergung und Gastronomie	0,15	87,4	77,0
Bildung	0,14	227,7	168,7
Gesamt	**2.99**	**1595,1**	**1.347,4**

2.3 Anlagentechnik im Status quo

Für die Beheizung und Trinkwarmwasserversorgung von Wohngebäuden in Deutschland wird entsprechend [BDEW, 2021] Erdgas als Energieträger am häufigsten eingesetzt. Etwa die Hälfte der Bestandsgebäude wurden im Jahr 2020 mit Erdgas beheizt. Im Gebäudebestand liegt an zweiter Stelle Heizöl mit einem Anteil von 25 %. Der Anteil von zentraler netzgebundener Wärmeversorgung beträgt rund 14 %. Im Gebäudebestand liegt der Anteil von strombasierten Heizungen bei etwa 5 %. Im Gegensatz zum Neubau sind dabei relativ viele Elektro-Nachtspeicherheizungen zu finden. Die prozentualen Anteile für den Energieträger Erdgas haben sich in den letzten Jahren im Bereich der Bestandsgebäude kaum verändert (s. Abbildung 7).

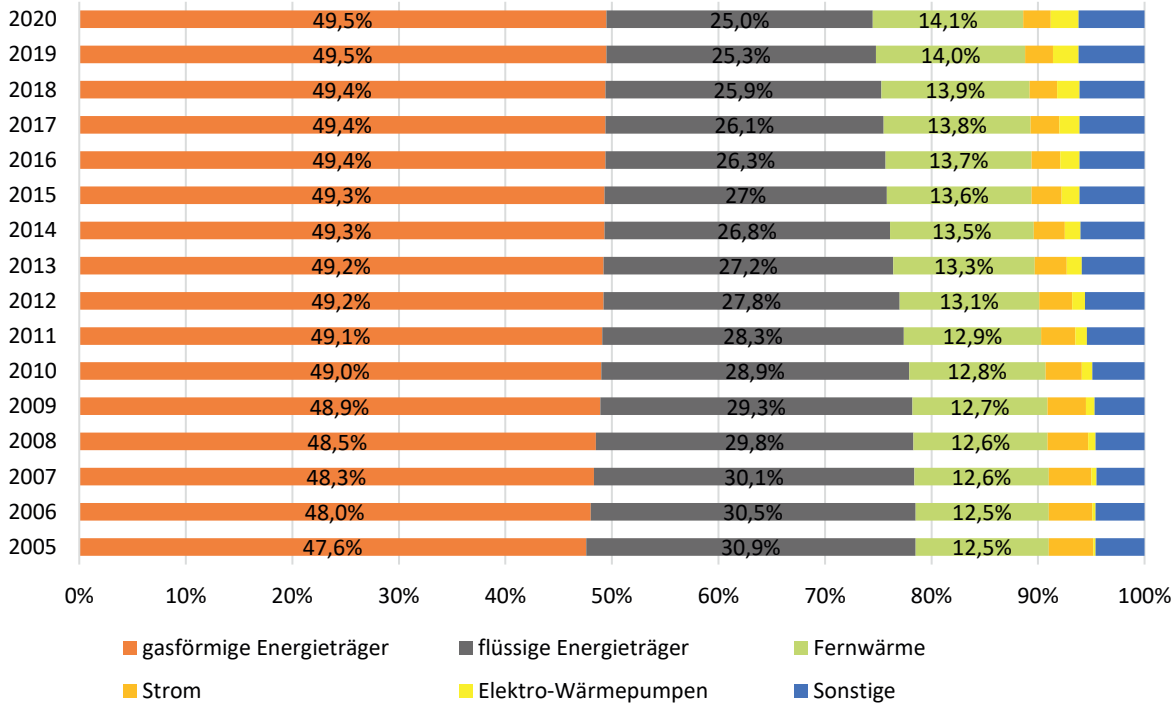


Abbildung 7: Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes, Datenquelle: [BDEW, 2021]

Zur Konditionierung des Gebäudebestandes (Wohn- und Nichtwohngebäude) werden derzeit ca. 21,2 Mio. zentrale Wärmeerzeuger eingesetzt, davon werden ca. 13,9 Mio. mit Erdgas

(einschließlich Biomethan) betrieben. Gut ein Viertel der zentralen Wärmeerzeuger werden mit Heizöl betrieben. Dabei sind viele der installierten Wärmeerzeuger unzureichend effizient und ein großer Erneuerungsbedarf besteht (vgl. Abbildung 8).

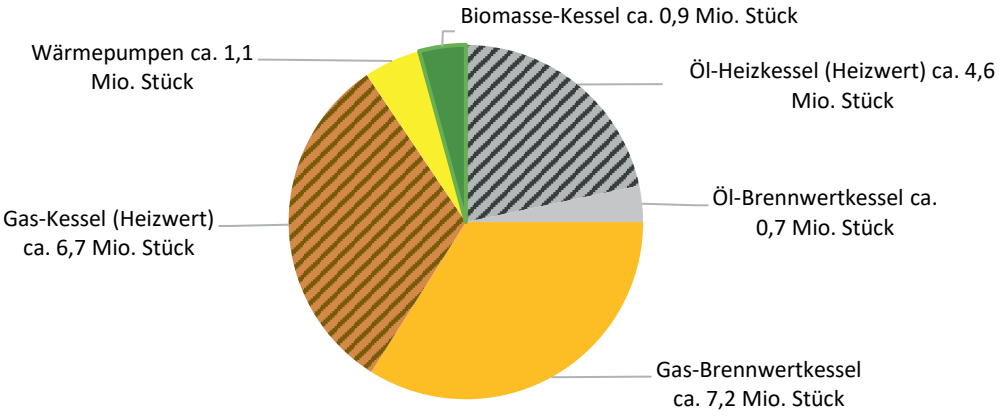


Abbildung 8: Gesamtbestand zentraler Wärmeerzeuger 2020, Datenquelle: [BDH, 2021a]

Anders als im Gebäudebestand hat im Neubau in den letzten 15 Jahren eine deutliche Veränderung der Beheizungsstruktur stattgefunden. Etwa 33 % der im Jahr 2020 genehmigten Wohneinheiten wurden mit Erdgas (einschließlich Biomethan) beheizt, im Jahr 2005 waren es noch rund 75 %. Der Anteil von Wärmepumpen ist von rund 5 % in 2005 auf 35 % im Jahr 2020 angestiegen. Analog dazu hat sich der Anteil der mit Nah-/Fernwärme beheizten Wohneinheiten von ca. 9 % auf ca. 25 % erhöht. Holz als Hauptenergieträger wird im Neubau überwiegend in Form von Pellets eingesetzt, jedoch mit einem vergleichsweise geringen Anteil. Heizöl spielt im Neubau dagegen fast keine Rolle (s. Abbildung 9).

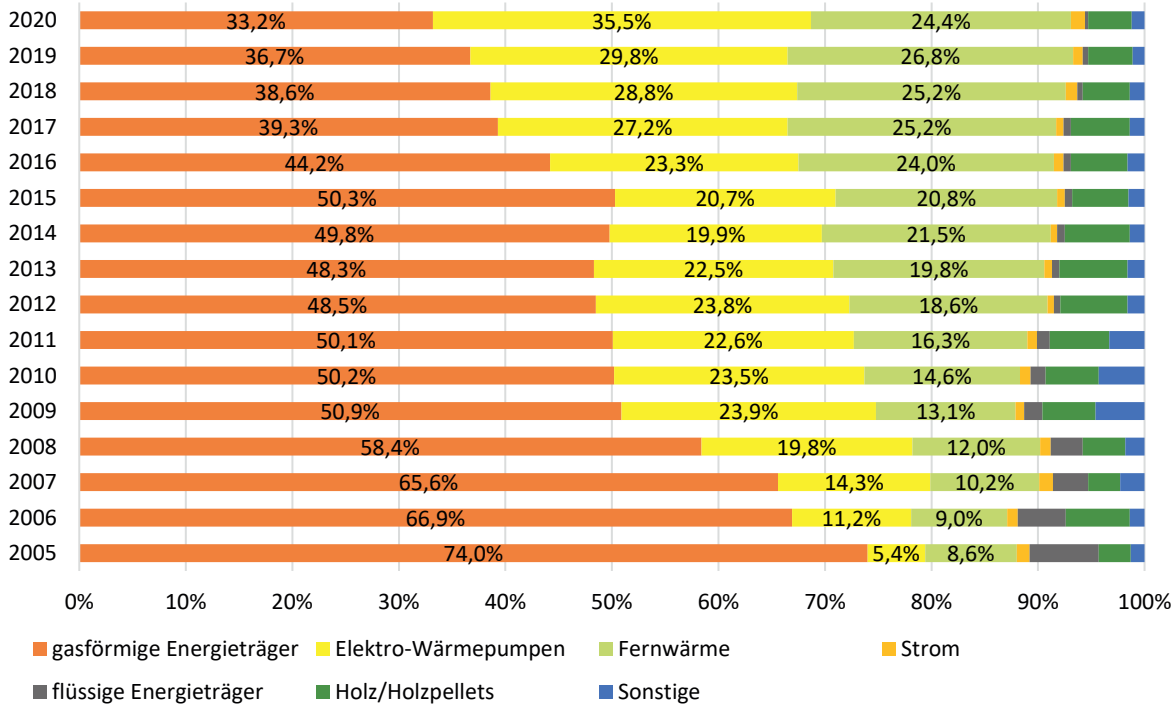


Abbildung 9: Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau, Datenquelle: [BDEW, 2021]

Für die betrachteten Gebäudetypen im Bestand und im Neubau wird eine entsprechende Verteilung der betrachteten Anlagenvarianten im Status quo (Bezugsjahr 2020) basierend auf der Auswertung der verfügbaren Datenbasis, insbesondere zu Baugenehmigungen und Baufertigstellungen nach [Destatis, 2020], Beheizungsstruktur im Neubau und Bestand [BDEW, 2021], Beheizungsstruktur im Bestand nach [Zensus] sowie zum Gesamtbestand zentraler Wärmeerzeuger 2019 [BDH, 2020] und Markentwicklung im Jahr 2020 nach [BDH, 2021b], abgeleitet.

Dabei werden folgende Anlagenvarianten berücksichtigt:

- Gas/Öl-Niedertemperaturkessel (Gas/Öl-NT)
- Gas/Öl-Brennwertkessel (Gas/Öl-BW)
- Gas/Öl-BW + solare Trinkwassererwärmung (sol.TWE)
- Gas/Öl-BW + sol. TWE und Heizungsunterstützung (H)
- Gas-Wärmepumpe (Gas-WP)
- Motorische KWK-Anlage (Gas)
- Brennstoffzelle
- Strombetriebene Luft/Wasser-Wärmepumpe (L/W-EWP)
- Strombetriebene Sole/Wasser-Wärmepumpe (S/W-EWP)
- Pelletkessel
- Nah- und Fernwärmeanschluss
- Pelletkessel in Verbindung mit sol.TWE
- Gas/Öl-Hybridgerät (Kombination aus einer L/W-EWP und einem Gas/Öl-Brennwertkessel)

Die den Berechnungen zugrunde gelegte Beheizungsstruktur im Bestand und Neubau stellen folgende zwei Abbildungen dar.

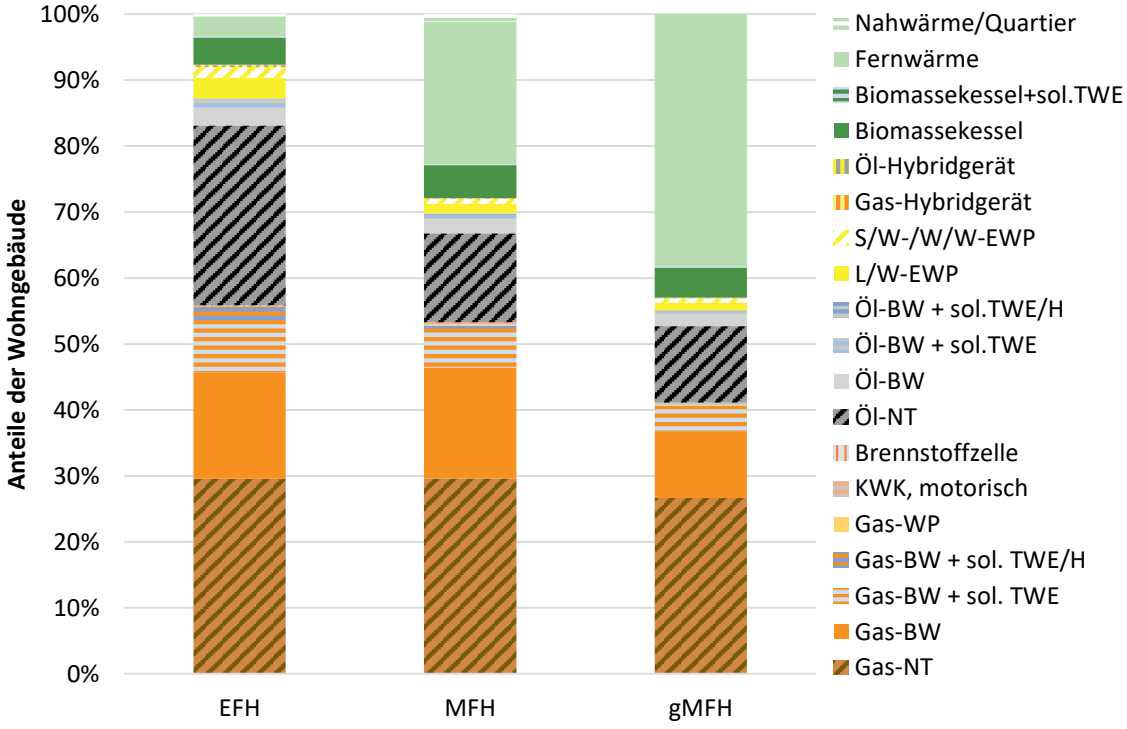


Abbildung 10: Beheizungsstruktur des Wohngebäudebestandes im Status quo 2020

Dabei wird der aktuelle Gebäudebestand durch gas- und ölbetriebene Kessel dominiert. Im Bereich der Ein- und Zweifamilienhäuser liegt der Anteil bei über 85 %. In den Mehrfamilienhäusern nimmt insbesondere der Anteil der Ölheizungen signifikant ab, gleichzeitig steigt der Anteil der an Wärmenetze angeschlossenen Gebäude und liegt bei den großen Mehrfamilienhäusern bei rund 38 %. Der Anteil von mit Wärmepumpen und Biomassekesseln beheizten Bestandsgebäude liegt je nach Gebäudetyp zwischen 9 % und 6 %. Im Neubau sind dagegen die Anteile von Wärmepumpen deutlich höher, insbesondere im Bereich der Ein- und Zweifamilienhäuser dominiert die Wärmepumpe mit Außenluft als Wärmequelle die Beheizungsstruktur.

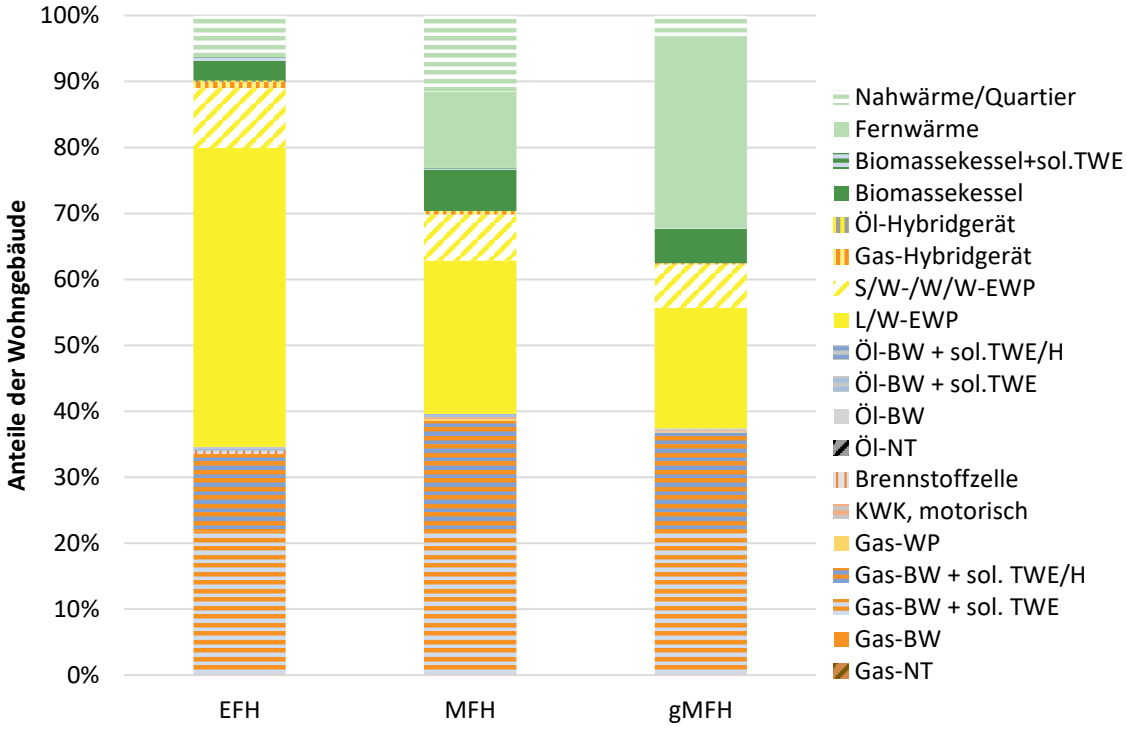


Abbildung 11: Beheizungsstruktur der neu gebauten Wohngebäude im Status quo 2020

Neben den ausgewiesenen Anlagenvarianten werden im Modell elektrische Speicher- und Direktheizungen sowie holzbetriebene Einzelfeuerstätten als Zusatzheizungen berücksichtigt.

Darüber hinaus wird der Bestand an zentralen bzw. wohnungszentralen Zu-/Abluftanlagen mit Wärmerückgewinnung (WRG) im Wohngebäudebereich unter Berücksichtigung der verfügbaren Datenbasis quantifiziert. Demnach verfügen 15 % aller Neubauten, die seit 2009 errichtet wurden, über eine Zu-/Abluftanlage mit WRG. Im Bereich der Bestandsgebäude, die vollständig modernisiert sind, liegt der Anteil bei rund 5 %.

3 Szenario Klimaneutralität 2045 (KN100)

3.1 Einführende Bemerkungen

Die energetische Qualität und die damit verbundenen THG-Emissionen eines Gebäudes werden überwiegend von den thermischen Eigenschaften der Gebäudehülle und der Effizienz des Versorgungssystems sowie von dem eingesetzten Energieträger bestimmt. Um die Ziele im Gebäudesektor zu erreichen, muss ein Dreiklang an Maßnahmen umgesetzt werden (vgl. Abbildung 12):

- Die Gebäudehülle muss energetisch verbessert werden, um den Bedarf an Energie zu reduzieren.
- Die Anlagentechnik in und an den Gebäuden muss effizienter werden und der Anteil erneuerbarer Energien muss in immer stärkerem Maße erhöht werden.
- Der fossile Anteil und damit die spezifischen THG-Emissionen der flüssigen und gasförmigen Energieträger müssen reduziert werden, gleichzeitig muss der Strom zunehmende Anteile erneuerbarer Energien aufweisen.

Keiner dieser drei Aspekte ist dabei ein Selbstläufer, vielmehr müssen in allen drei Segmenten erhebliche Anstrengungen unternommen werden, die weit über die derzeitigen Marktaktivitäten hinausgehen.

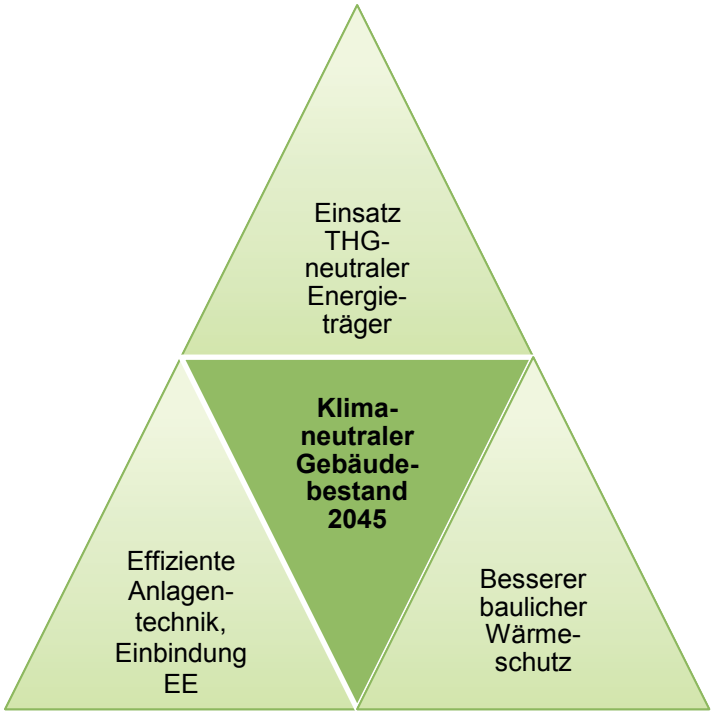


Abbildung 12: Maßnahmen zur Erreichung der Klimaneutralität im Gebäudesektor

Zusätzlich zu den dargestellten Einflüssen hat auch die Nutzung der Gebäude einen maßgeblichen Einfluss auf den Energieverbrauch. Unter dem Schlagwort Suffizienz wird dabei diskutiert, dass beispielsweise eine Absenkung der Raumtemperaturen oder eine verringerte Lüftungsintensität ebenfalls zu einem verringerten Energieverbrauch führen und damit Investitionskosten in den in der Grafik dargestellten Bereichen substituiert werden können. Im Rahmen der vorliegenden Modellierung werden diese Aspekte nicht quantitativ erfasst, es wird von einem unveränderten Nutzungsverhalten ausgegangen.

Wie hoch der Beitrag der jeweiligen Maßnahmen und Technologien sein soll, wurde im Rahmen der Projektlaufzeit intensiv diskutiert. Aufgabe der Gutachter war es, im Zusammenwirken mit der dena und unter Berücksichtigung der von den Partnern geäußerten Vorstellungen, eine mögliche Entwicklung zu modellieren. Es liegt in der Natur der Dinge, dass nicht alle von den beteiligten Partnern gesehenen Potenziale vollständig in die Modellierung einfließen können. In der Modellierung des Gebäudesektors ging es nicht darum, die Potenziale bzw. Vorstellungen der Branche für jede technische Option vollständig auszuschöpfen. Das Ziel des vorliegenden Gutachtens bestand in Erarbeitung eines realistischen Pfades zur Entwicklung des Gebäudesektors in Hinblick auf die sektoralen und übergeordneten Ziele nach KSG.

Im Folgenden werden die grundsätzlichen Randbedingungen (z.B. Neubauvolumen, Abriss), die modellierte Entwicklung des baulichen Wärmeschutzes und der Anlagentechnik sowie die resultierenden energetischen, ökologischen und ökonomischen Kennwerte für das Klimaneutralitätsszenario KN100 ausgewiesen.

3.2 Grundsätzliche Randbedingungen

3.2.1 Bilanzrahmen – Gebäudesektor nach KSG

Im Rahmen des KSG erfolgt die Bilanzierung der THG-Emissionen nach dem Quellprinzip. Dabei werden die Treibhausgasemissionen dem Ort der Entstehung zugeordnet. Beim Quellprinzip werden damit im Gebäudesektor nur Emissionen bilanziert, die durch Verbrennungsprozesse direkt an/in Wohngebäuden und GHD-Gebäuden (außer Landwirtschaft) entstehen. Damit werden neben den aus der Konditionierung der zuvor genannten Gebäude entstehenden THG-Emissionen auch die durch Prozesswärme/kälte sowie mechanische Energie in Wohngebäuden und GHD verursachten Emissionen berücksichtigt. Die aus der Konditionierung von Industriegebäuden entstehenden THG-Emissionen werden nicht im Gebäudesektor bilanziert. (vgl. Tabelle 5)

Tabelle 5: Bilanzierungsrahmen - Gebäudesektor nach KSG

	Wohngebäude	GHD	Industriegebäude
Raumwärme	✓	✓	×
Warmwasser	✓	✓	×
Klimatisierung	✓	✓	×
Beleuchtung	✓	✓	×
IKT	✓	✓	×
Prozesswärme/-kälte	✓	✓	×
Mechanische Energie	✓	✓	×

Das Quellprinzip ermöglicht eine vergleichsweise klare Definition von Bilanzgrenzen. Aus inhaltlicher Sicht ist es für eine Bewertung von sektorbezogenen Emissionen nicht geeignet, da sehr große Anteile der durch Gebäude verursachten THG-Emissionen in anderen Sektoren bilanziert werden. Dies betrifft vor allem die bei der Erzeugung von Strom und Fernwärme entstehenden Treibhausgase. Auch werden die in der Vorkette der Endenergiebereitstellung auftretenden Emissionen nicht den Gebäuden zugeordnet, sondern anteilig in anderen Sektoren bzw. im Ausland bilanziert. Durch diese Effekte werden die von Gebäuden verursachten Emissionen gravierend unterschätzt (vgl. Abbildung 35). Die bei der Errichtung von Gebäuden und deren Sanierung verursachten Emissionen werden beim Quellprinzip

ebenso systematisch falsch zugeordnet, sie werden in der Industrie bzw. dem Mobilitätssektor bilanziert. Der zahlenmäßige Effekt dieser nicht erfassten Emissionen dürfte jedoch deutlich geringer sein, als der Einfluss der bei Gebäuden nicht bilanzierten Emissionen durch Strom und Fernwärme.

Das Quellprinzip erschwert somit den Vergleich unterschiedlicher THG-Minderungsoptionen im Gebäudesektor, da Rückwirkungen auf das Energiesystem sowie den Industrie- und Mobilitätssektor nicht erfasst werden. Die Anwendung des Quellprinzips kann bei einer isolierten Betrachtung eines Sektors zu einer Fehloptimierung führen.

Das vorliegende Gutachten beschäftigt sich mit der Frage, wie die Klimaschutzziele des KSG im Gebäudesektor erreicht werden können. Um eine Vergleichbarkeit der ermittelten THG-Emissionen mit den Zielen des KSG zu ermöglichen, erfolgen die THG-Auswertungen in der vorliegenden Studie trotz der beschriebenen Schwächen mit dem Quellenprinzip.

3.2.2 Neubau und Abriss

Der im Jahr 2045 resultierende Wohngebäude- bzw. Wohnungsbestand wird durch Neubau- und Abrissaktivitäten beeinflusst. Beide Faktoren wurden nach Diskussionen im Partnerkreis final für die Modellierung festgelegt.

Abbildung 13 stellt die den Untersuchungen zugrunde gelegte Entwicklung des jährlichen Neubauvolumens dar. Dabei werden zwischen 2020 und 2045 insgesamt ca. 5,75 Mio. Wohnungen überwiegend in Mehrfamilienhäusern neu errichtet.

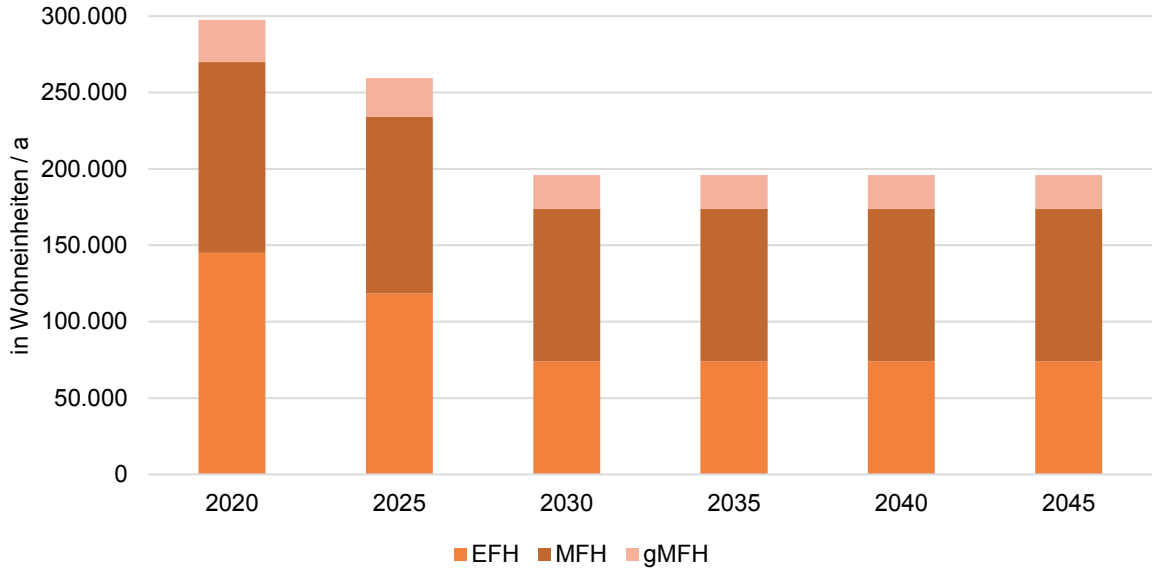


Abbildung 13: Entwicklung des jährlichen Neubauvolumens (Wohnungseinheiten)

Die Entwicklung des Wohnungsabganges stellt folgende Abbildung dar. Dabei resultiert die ausgewiesene Zahl aus einer Sockel-Abrissrate und dem Bestandsersatz.

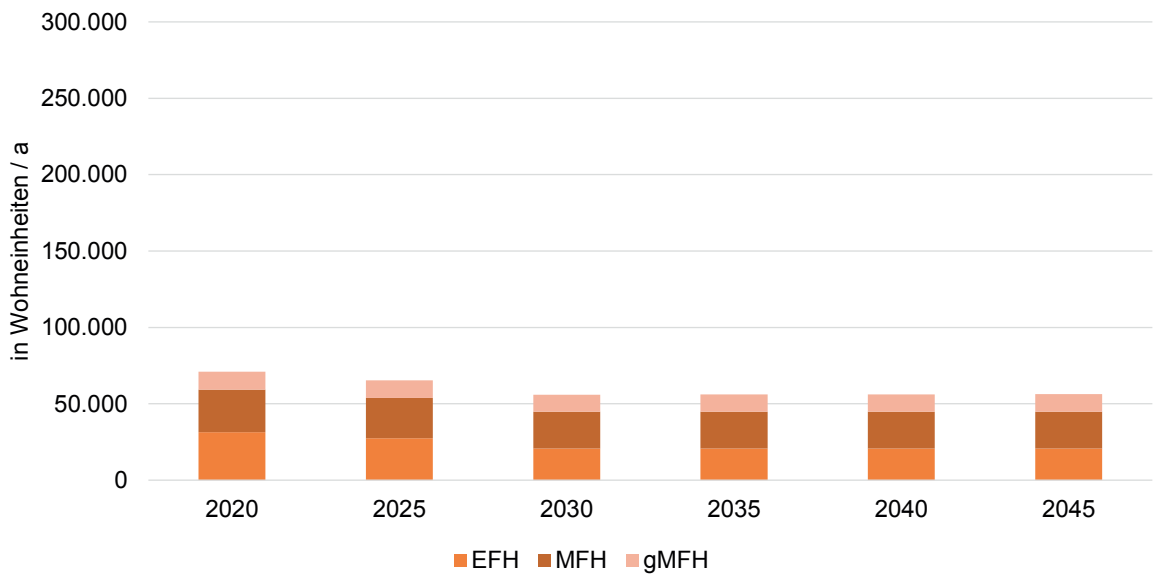


Abbildung 14: Entwicklung der jährlichen Abrissrate incl. Bestandsersatz (Wohnungseinheiten)

Die Sockel-Abrissrate wird mit 0,05 % des Gebäudebestands in den jeweiligen Gebäudetypen bis einschließlich Gebäude der Baualtersklasse 1969 bis 1978, die die nicht bzw. gering modernisiert sind, unterstellt. Für den Bestandsersatz wird 15 % des Neubauvolumens des jeweiligen Jahres angenommen.

Durch die Neubau- und Abrissaktivitäten erhöht sich die Anzahl der Wohneinheiten ggü. dem Status quo um 4,1 Mio. Wohnungen. Die Gesamtanzahl der Wohngebäude steigt um ca. 1,7 Mio. bis 2045.

In Abbildung 15 wird die, basierend auf den Annahmen zur Entwicklung des Neubau- und Abrissvolumens sowie zur Bevölkerungsentwicklung, resultierende spezifische Wohnfläche je Einwohner im Betrachtungszeitraum bis 2045 dargestellt.

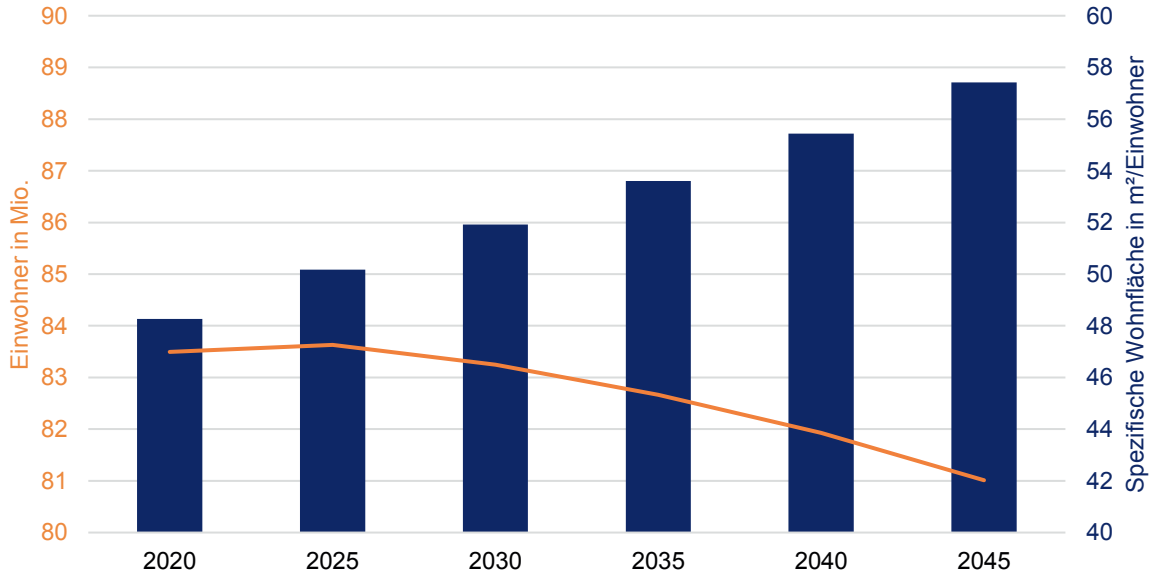


Abbildung 15: Bevölkerungsentwicklung und Entwicklung der spezifischen Wohnfläche, informativ

3.2.3 Kosten

Im Ergebnis der Modellierung werden neben den energetischen Kennwerten (z.B. Verbräuche) die Investitionskosten der baulichen und anlagentechnischen Maßnahmen sowie die laufenden Kosten (darunter Wartungs-, Betriebs- und Instandhaltungskosten) im Gebäudesektor ermittelt und als kumulierte Investitionskosten jeweils für die Anlagentechnik und den baulichen Wärmeschutz sowie kumulierte laufende Kosten an den Hauptgutachter übergeben. Die als Ergebnis der Betrachtung ausgewiesenen Investitionskosten entsprechen den Vollkosten und umfassen sowohl die Sowieso-Kosten als auch die energiebedingten Kosten, die eine energetische Modernisierung verursacht. Die ausgewiesenen Kosten sind Bruttokosten (Endkundensicht).

Die im Rahmen dieser Studie angesetzten Investitionskosten der einzelnen Komponenten sind Ergebnis umfangreicher Recherchen. Sie basieren auf neben Auswertung einschlägiger Literatur auch auf Listenpreisen führender Hersteller (Preisstand 2020) und umfassen neben den Materialkosten auch Lieferung, Montage und Inbetriebnahme sowie typische Rabatte und Preisaufschläge.

Die Ermittlung der anlagentechnischen Investitionskosten erfolgt für die jeweilige Technologie in Abhängigkeit von technologiespezifischen Kenngrößen. Das sind unter anderem:

- Auslegungsleistung in Abhängigkeit von Gebäude und baulichem Wärmeschutz
- Geometrische Kenndaten der Gebäude (Volumen, Fläche, Gebäudehöhe, …)
- Anzahl der Wohneinheiten in den Mehrfamilienhäusern
- Nutzung

Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung in den Mehrfamilienhäusern sind als wohnungszentrale Lüftungsanlagen konzipiert.

Erfolgt im Zuge der Modernisierung der Wohngebäude ein Energieträgerwechsel auf gasbasierte Systeme oder Nah-/Fernwärme, werden die Kosten für den notwendigen Hausanschluss in den Investitionen berücksichtigt.

Die Kosten der baulichen Modernisierung werden unter Berücksichtigung der in folgender Tabelle ausgewiesenen bauteilbezogenen Kosten (brutto inkl. MwSt.) ermittelt.

Tabelle 6: Kostenkennwerte der baulichen Maßnahmen in Abhängigkeit möglicher Modernisierungstiefen

Bauteilgruppe	Sowieso-Kosten in €/m² Bauteil	energiebedingte Kosten in €/m² Bauteil		
		Referenz	**Effizienz-standard**	**Hocheffizienz-standard**
Außenwand	120	32	56	80
Flachdach	190	36	60	78
Geneigtes Dach (Aufsparren)	215	56	96	120
Geneigtes Dach (Zwischensparren)	45	45	72	90
Trapezblechdach	130	53	82	96
Oberste Geschossdecke	215	25	41	61
Fenster	500	-	135	200
Dachfenster	650	-	185	250
Kellerdecke	-	57	63	75

Bei der Berechnung der laufenden Kosten werden folgende Kostenpositionen berücksichtigt:

- Instandhaltungskosten für die Gebäudehülle (pauschal mit 3 €/m² Nutzfläche)
- Instandhaltungskosten für die Anlagentechnik (in Anlehnung an VDI 2067)
- Anlagenspezifische Betriebskosten, darunter Versicherungskosten, Schornsteinfegergebühren und die in Anlehnung an die BTGA-Regel 3.001 ermittelten Wartungskosten für jeweilige Anlagenkomponente

Alle Kostenbestandteile beinhalten sämtliche Steuern.

Die im Betrachtungszeitraum durch Skaleneffekte erwarteten und im Rahmen der Projektbearbeitung abgestimmten Kostenminderungen für die einzelnen Komponenten werden ebenfalls bei der Berechnung der Kosten berücksichtigt.

3.3 Entwicklung des baulichen Wärmeschutzes

3.3.1 Bestandsgebäude

Für die Effizienzsteigerung im Bereich des baulichen Wärmeschutzes wird die Sanierungsrate mit 0,1 % Steigerung pro Jahr auf maximal 1,9 % für alle Gebäudetypen angehoben. Die Bezugsgröße ist der Gebäudebestand des jeweiligen Gebäudetyps im Status quo. In Tabelle 7 sind die resultierenden Sanierungsraten für die drei Gebäudetypen sowie als gewichteter Mittelwert in den jeweiligen Jahren bzw. als Durchschnittswerte im gesamten Betrachtungszeitraum ausgewiesen. Demnach liegt die durchschnittliche Sanierungsrate im Betrachtungszeitraum bis 2045 bei 1,73 %.

Tabelle 7: Sanierungsrate bezogen auf den Gebäudebestand im Status quo

	Sanierungsrate in % p.a.			
	EFH	MFH	gMFH	Gesamt
2020	0,8	1,1	1,1	**0,85**
2025	1,3	1,6	1,6	**1,25**
2030	1,8	1,9	1,9	**1,82**
2035	1,9	1,9	1,9	**1,90**
2040	1,9	1,9	1,9	**1,90**
2045	1,9	1,9	1,9	**1,90**
Durchschnitt bis 2045	**1,71**	**1,83**	**1,83**	**1,73**

Die daraus resultierende Entwicklung der Anzahl der jährlich modernisierten Wohneinheiten stellt folgende Abbildung dar. Dabei steigt der Wert bis 2031 von aktuell rund 400.000 Wohneinheiten auf rund 786.000 Wohneinheiten und verbleibt danach auf gleichem Niveau. Die kumulierte Anzahl der modernisierten Wohneinheiten im Zeitraum 2020 bis 2045 stellt Abbildung 17 dar.

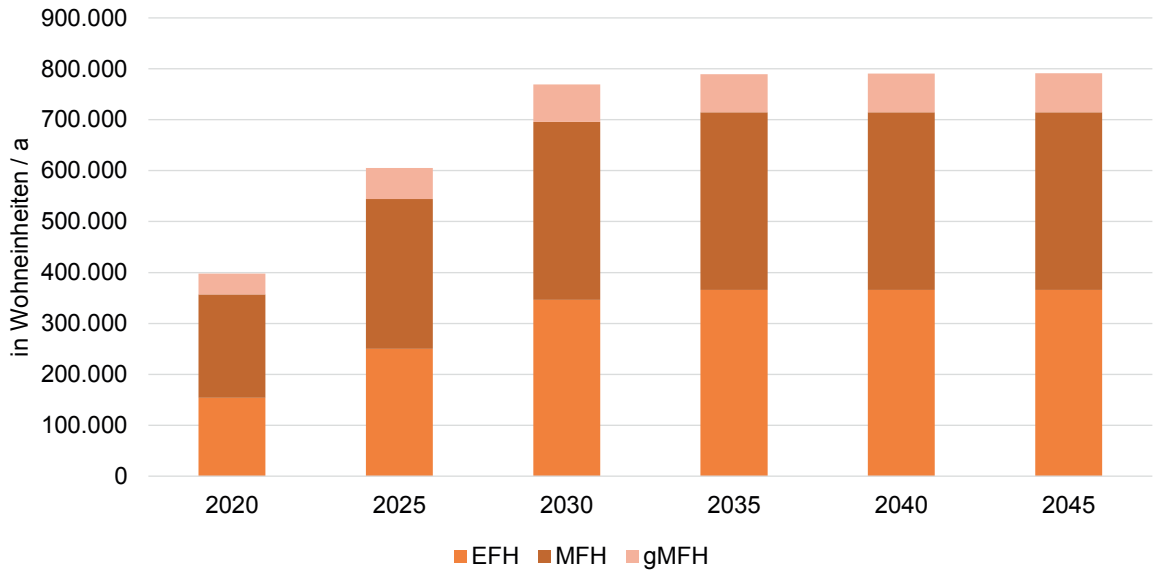


Abbildung 16: Entwicklung der Anzahl der jährlich modernisierten Wohneinheiten

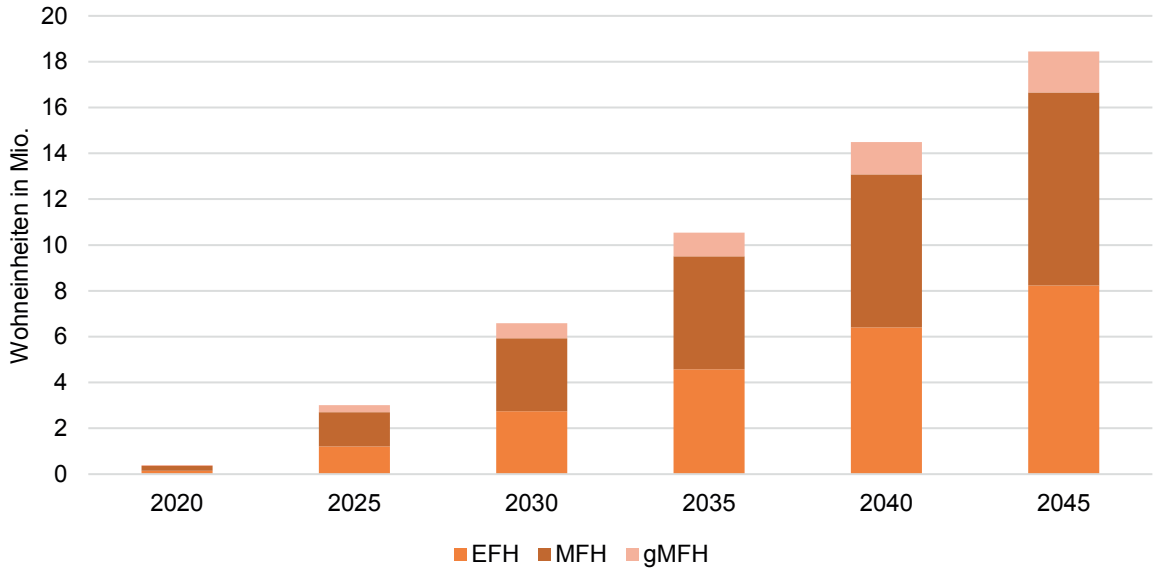


Abbildung 17: Kumulierte Anzahl der modernisierten Wohneinheiten im Zeitraum 2020 bis 2045

Die den Berechnungen zugrunde gelegte Entwicklung der Sanierungstiefe stellt Abbildung 18 dar. Der aktuell überwiegende Anteil der Modernisierungen auf das bauliche Niveau eines Effizienzhauses 85 geht bis 2035 kontinuierlich zurück. Gleichzeitig steigt der Anteil der gemäß den baulichen Anforderungen an das Effizienzhaus 55 modernisierten Gebäude. Es wird unterstellt, dass nach 2040 alle Gebäude auf das Niveau des EH55 modernisiert werden. Das Anforderungsniveau an die entsprechende energetische Modernisierung erfolgt in Anlehnung an die Effizienzhausdefinition als Verhältnis des erwünschten spezifischen Transmissionswärmeverlustes zum korrespondierenden Transmissionswärmeverlust des Referenzgebäudes. Die resultierende durchschnittliche Sanierungstiefe aller seit 2020 modernisierten Gebäude bis zum jeweiligen Zeitpunkt wird in Tabelle 8 ausgewiesen.

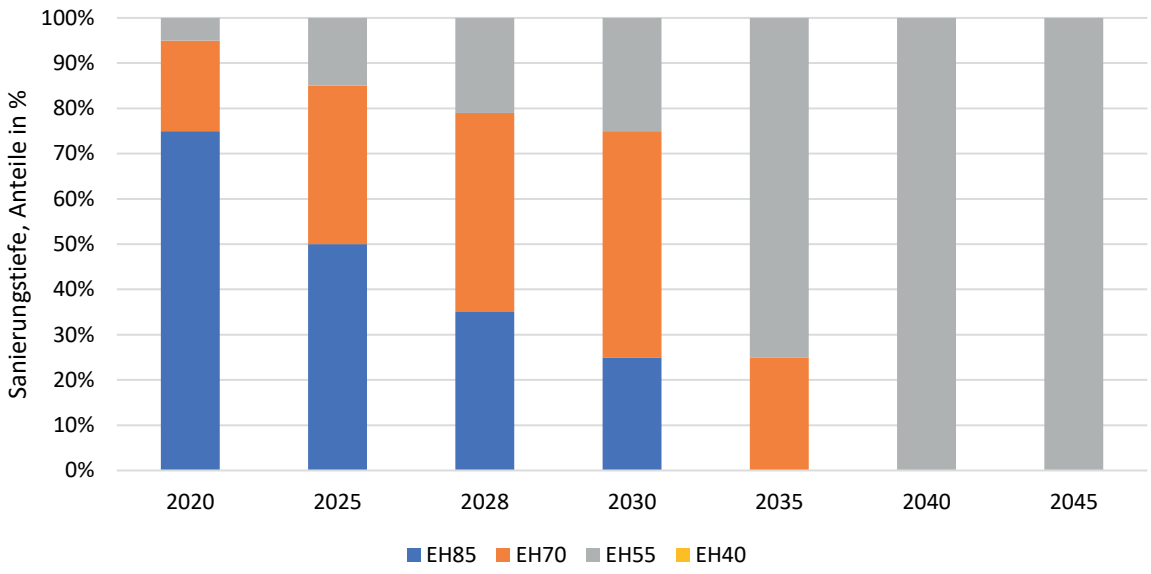


Abbildung 18: Entwicklung der Sanierungstiefe (als Effizienzhaus Niveau)

Tabelle 8: Durchschnittliche Sanierungstiefe in % von $H'_{T,Ref}$ aller seit 2020 modernisierten Gebäude bis zum jeweiligen Zeitpunkt

Jahr	2020	2025	2030	2035	2040	2045
% von $H'_{T,Ref}$	95,5	92,9	89,8	85,5	81,5	79,1

3.3.2 Neubau

Als baulicher Neubaustandard wird bereits ab dem Jahr 2022 das Niveau eines Effizienzhauses 55 unterstellt. Ab 2030 wird für die danach errichteten Gebäude das bauliche Anforderungsniveau des Effizienzhauses 40 angenommen (vgl. Abbildung 19). Den resultierenden durchschnittlichen Neubaustandard stellt Tabelle 9 dar.

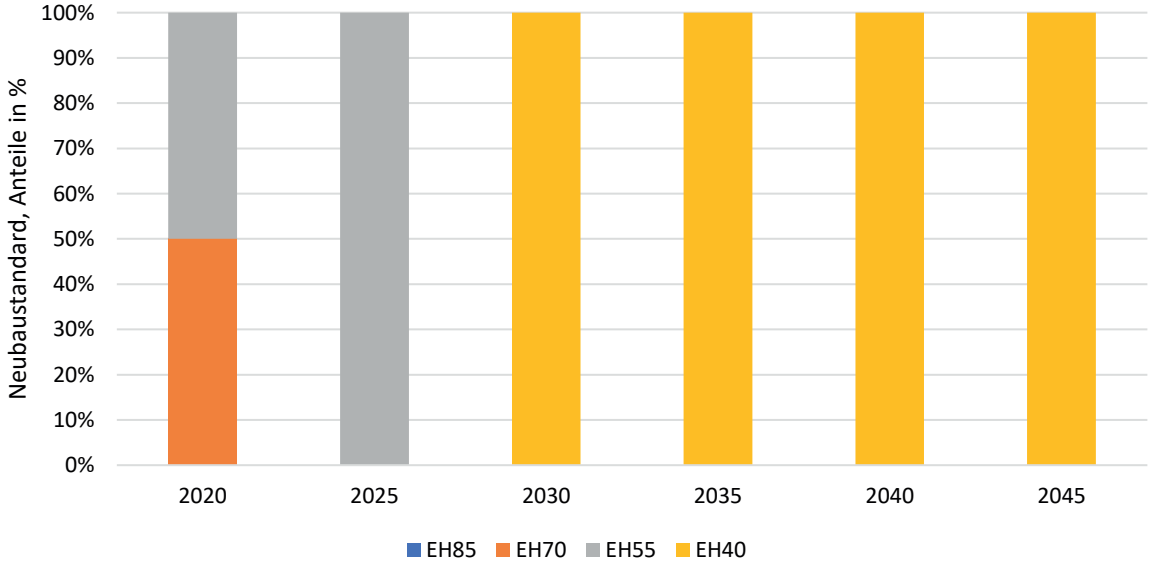


Abbildung 19: Entwicklung des Neubaustandards für den baulichen Wärmeschutz

Tabelle 9: Durchschnittliches Anforderungsniveau des baulichen Wärmeschutzes in % von $H'_{T,Ref}$ aller neuerrichteten Gebäude seit 2020 bis zum jeweiligen Zeitpunkt

Jahr	2020	2025	2030	2035	2040	2045
% von $H'_{T,Ref}$	88,9	87,4	85,4	83,7	81,2	80,1

3.4 Entwicklung der Anlagentechnik

3.4.1 Beheizungsstruktur

Die Entwicklung der Beheizungsstruktur im Betrachtungszeitraum bis 2045 wird durch folgende Treiber beeinflusst:

- deutliche Intensivierung der Modernisierungsaktivitäten bis 2030 ggü. dem Status quo
- deutlicher Rückgang ölbeheizter Gebäude
- sinkende Anteile gasbeheizter Gebäude
- forcierter Ausbau von Wärmepumpen
- Ausbau von Biomassewärmeerzeugern
- Steigerung der Anschlüsse an Wärmenetze
- zunehmende Hybridisierung, darunter Ausbau von Solarthermie und PV
- schnellerer Markhochlauf von Brennstoffzellen

Im Hinblick auf die KSG-Zielerfüllung für das Jahr 2030 und die Verfügbarkeit THG-neutraler flüssiger und gasförmiger Brennstoffe im Jahr 2030 wird unterstellt, dass Gas-Brennwertkessel

- ab 2022 immer mit mindestens solarer Trinkwassererwärmung
- ab 2030 immer mit solarer TWE und Heizungsunterstützung

installiert werden. Für Öl-Brennwertkessel wird angenommen, dass diese bereits ab 2025 immer mit solarer TWE und Heizungsunterstützung installiert werden. Gleichzeitig werden keine neuen Niedertemperaturkessel im Mehrfamilienhausbereich ab 2022 eingesetzt. Darüber hinaus wird unterstellt, dass alle nach 2025 installierten Gas-Brennwertkessel H2-ready sind und eine Umstellung vom Betrieb mit Erdgas oder Erdgas/Wasserstoff-Gemischen ggf. mit Biomethananteilen auf reinen Wasserstoff möglich ist. Eine Umstellung der Gasversorgung auf Wasserstoff wird damit vor allem eine Frage der Energieträgerbereitstellung und Netzumstellung, diese werden im [EWI-Gutachterbericht, 2021] behandelt.

Die zuvor genannten Tendenzen spiegeln sich in der Entwicklung der Absatzzahlen der betrachteten Anlagenvarianten wider. Die Entwicklung der in aktuellen Bestandsgebäuden jährlich installierten Anlagenvarianten stellt Abbildung 20 dar. Grundsätzlich wird von einem intensivierten Anlagenaustausch bis 2030 und einem zunehmenden Einbau von Wärmepumpen ausgegangen[1]. Die Absatzzahlen insgesamt steigen bis 2030 ggü. dem Status quo deutlich. Für den Gebäudesektor stehen bis 2030 nur vergleichsweise geringe Mengen THG-neutraler Brennstoffe zur Verfügung. Die Erreichung der Klimaziele muss daher in diesem Zeitraum ganz überwiegend durch Verbesserungen der Anlagentechnik und durch

[1] Die Arbeitszahlen der eingesetzten Wärmepumpen hängen u.a. vom baulichen Wärmeschutz der jeweiligen Gebäude ab. Eine direkte Kopplung zwischen der Anzahl der eingesetzten Wärmepumpen und der Anzahl der baulich modernisierten Gebäude wird jedoch nicht unterstellt.

Effizienzmaßnahmen an der Gebäudehülle sichergestellt werden. Ab 2030 wird von einer steigenden Verfügbarkeit THG-neutraler gasförmiger und flüssiger Brennstoffe ausgegangen, womit der „Druck“ auf Gebäude und Anlagentechnik reduziert wird, was wiederum einen sinkenden Anlagenaustausch zur Folge hat.

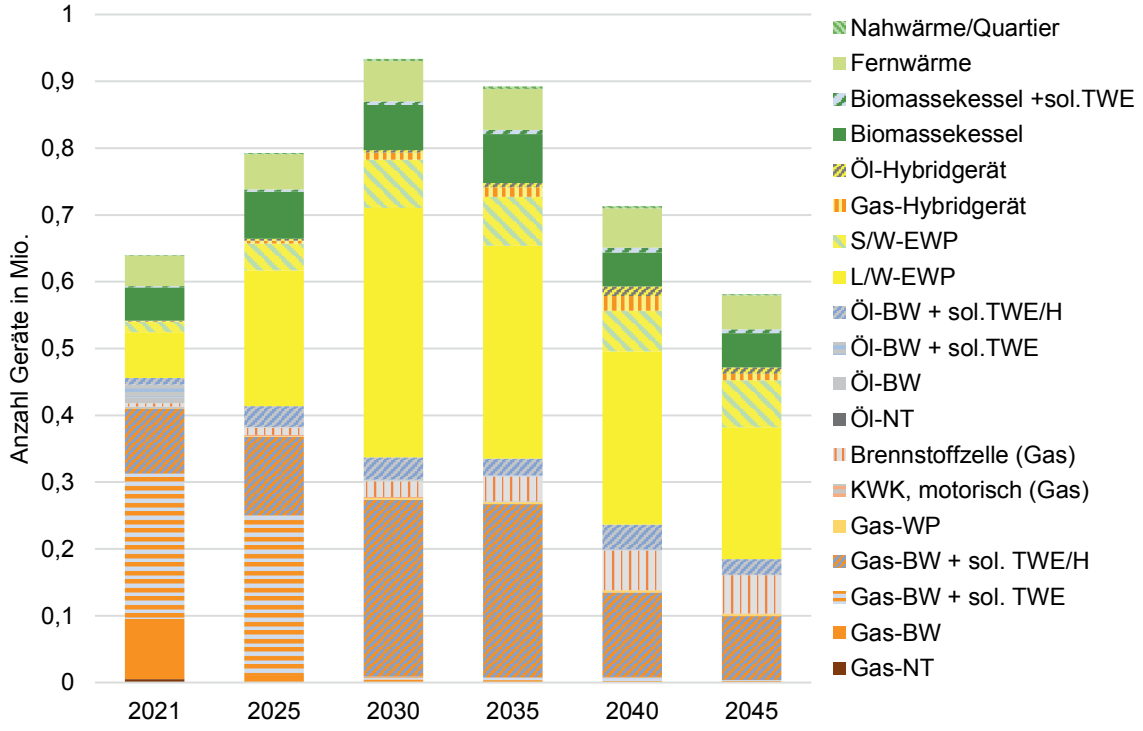


Abbildung 20: Entwicklung der Absatzzahlen für zentrale Wärmeerzeuger im Wohngebäudebereich (keine GHD-Wärmeerzeuger) – Bestandsgebäude

Im Neubau sind die Anteile von Wärmepumpen an den insgesamt abgesetzten Wärmeerzeugern bereits aktuell deutlich höher als im Bestand. Insbesondere im Bereich der Ein- und Zweifamilienhäuser dominiert die Wärmepumpe mit Außenluft als Wärmequelle die Beheizungsstruktur. Für den zukünftigen Neubau wird von weiterhin steigenden Anteilen von mit Wärmepumpen versorgten Gebäuden ausgegangen. Dabei geht der Anteil von mit gasförmigen Energieträgern beheizten Neubauten von aktuell 35 % auf rund 10 % im Jahr 2045 zurück. Der Anteil der neu errichteten Wohngebäude, die in dem jeweiligen Jahr an Wärmenetze angeschlossen werden, verringert sich bis 2045 ggü. dem Status quo von ca. 9 % auf 6 %, (vgl. Abbildung 21).

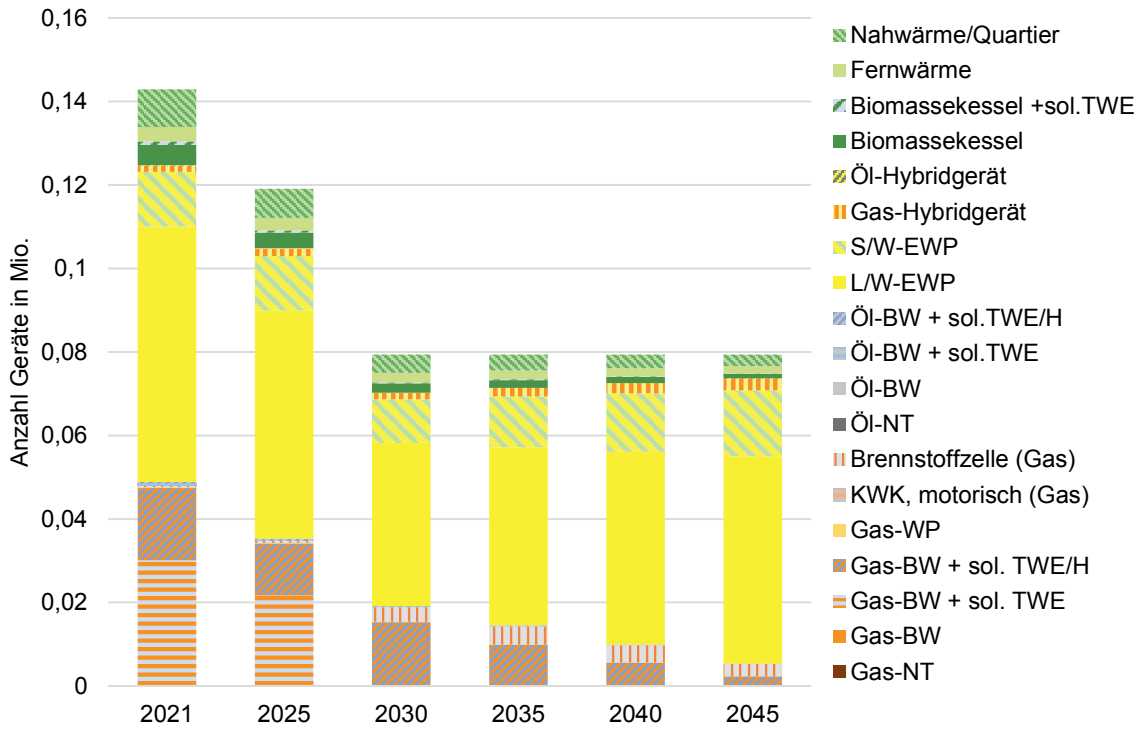


Abbildung 21: Entwicklung der Absatzzahlen für zentrale Wärmeerzeuger im Wohngebäudebereich (keine GHD-Wärmeerzeuger) - Neubauten

Fast man die in Bestandsgebäuden und Neubauten installierten Wärmeerzeuger zusammen, dann ergeben sich die in Abbildung 22 dargestellten Verhältnisse.

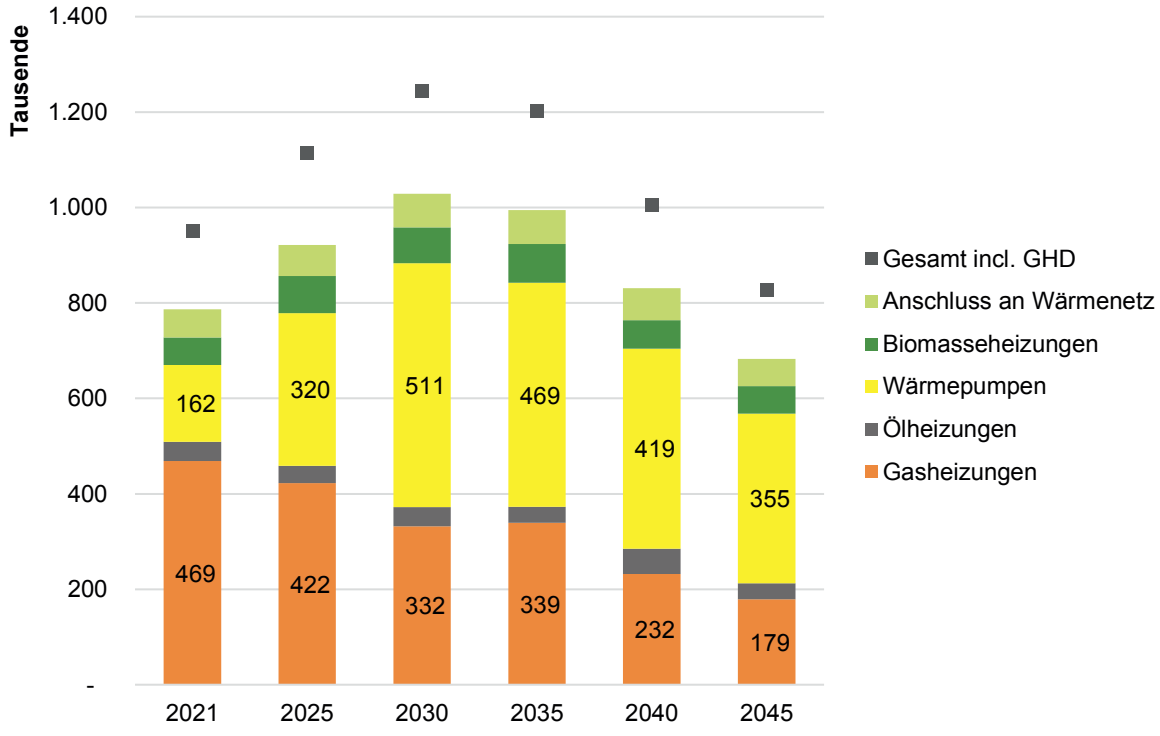


Abbildung 22: Entwicklung der Absatzzahlen für zentrale Wärmeerzeuger im Wohngebäudebereich im Vergleich zu Gesamtabsatzzahlen incl. GHD

Belastbare statistische Daten zu den Wärmeerzeugern im GHD-Bereich liegen bisher nicht vor. Die Entwicklung der Absatzzahlen im GHD-Bereich wird daher anhand des Verhältnisses zwischen dem für 2020 modellierten Geräteabsatz in Wohngebäuden und den statistischen

Daten zum Gesamtabsatz sowie der modellierten Entwicklung im Wohngebäudebereich in den Folgejahren abgeschätzt.

Die Entwicklung der gesamten Absatzzahlen für Wärmepumpen incl. Hybridgeräte im Wohngebäudebereich (Neubau und Bestand) wird separat in Abbildung 23 dargestellt. Zwischen 2021 und 2030 steigen die Absatzzahlen von rund 161.000 auf 511.000 pro Jahr. Im Zeitraum von 2030 bis 2040 geht die Anzahl der jährlich in Wohngebäuden installierten Wärmepumpen zurück. Im Zeitraum zwischen 2040 und 2045 liegen die gesamten Absatzzahlen im Durchschnitt bei rund 400.000 Wärmepumpen. Die zukünftigen Markchancen der Hybridgeräte hängen stark von den politisch gesetzten Rahmenbedingungen ab. Grundsätzlich sind Hybridgeräte geeignet, die Stromnachfrage zu kritischen Zeiten (kalte Dunkelflaute) zu reduzieren und gleichzeitig den Bedarf an THG-neutralen, speicherfähigen aber nur begrenzt verfügbaren Brennstoffen zu begrenzen. Bei entsprechenden Rahmenbedingungen (z.B. Flexibilisierung der Stromtarife, Förderprogramme) kann der Anteil von Hybridgeräten deutlich stärker ansteigen als in der Modellierung unterstellt.

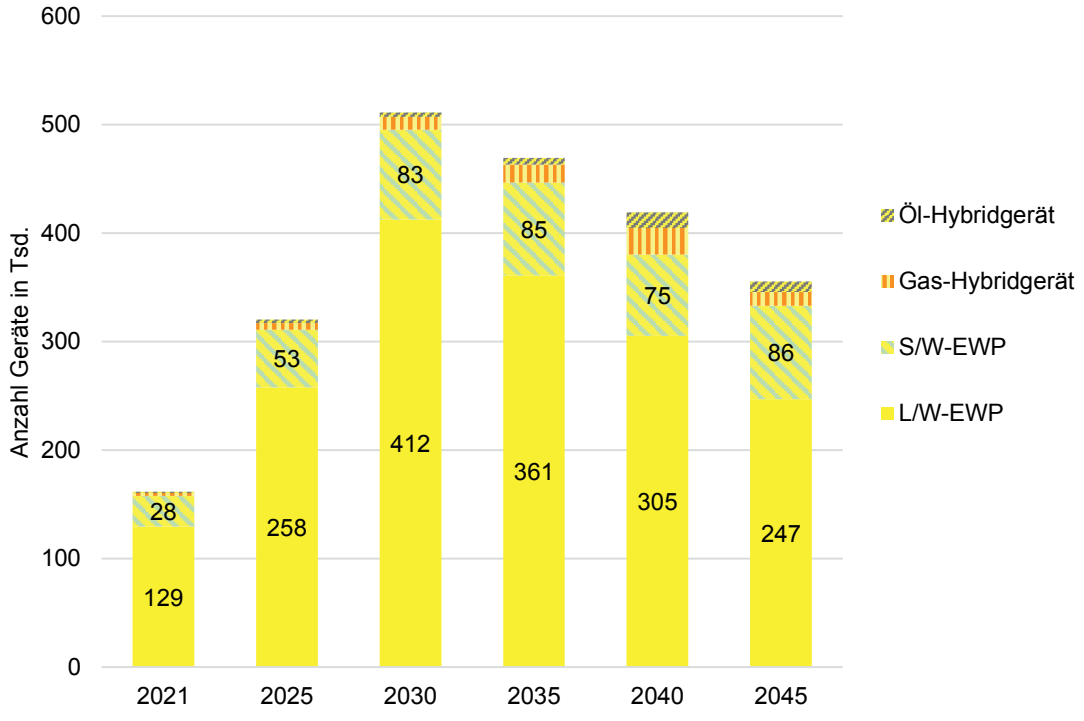


Abbildung 23: Entwicklung der Absatzzahlen für Wärmepumpen im Wohngebäudebereich (keine GHD-Wärmeerzeuger)

Die in den Wohngebäuden im Zeitraum bis 2045 resultierende Beheizungsstruktur für die fünf Versorgungsvarianten stellt folgende Abbildung dar. Dabei geht die Anzahl der mit gasförmigen Energieträgern beheizten Wohngebäude von 10,65 Mio. im Jahr 2020 auf 7,7 Mio. im Jahr 2045 zurück. Die Anzahl der mit flüssigen Energieträgern versorgten Gebäude verringert sich von 5,5 Mio. auf ca. 3,4 Mio. im Jahr 2030 und 1,24 Mio. im Jahr 2045. 2030 werden bereits rund 4,1 Mio. Wärmepumpen betrieben. Bis 2045 erhöht sich der Wert auf 9,0 Mio. in Wohngebäuden. Die Anzahl der Wohngebäude, die mit zentralen Biomasseheizungen beheizt werden, steigt um knapp 1 Mio. auf 1,8 Mio. bis zum Jahr 2045. Die Anzahl der an Wärmenetze angeschlossener Gebäude nimmt von aktuell rund 1,3 Mio. auf 1,75 Mio. im Jahr 2045 zu. Die Anzahl der mit Wärmenetzen versorgten Wohneinheiten steigt von 6,2 Mio. im

Status quo auf rund 9,0 Mio. im Jahr 2045. Das entspricht einer Steigerung um 43% (vgl. Tabelle 10)

Tabelle 10: Entwicklung des Bestandes von mit Nah/-Fernwärme versorgten Wohnungen

Jahr	Anzahl mit Nah/-Fernwärme versorgten Wohnungen	Anteil der mit Nah/-Fernwärme versorgten Wohnungen an Gesamtanzahl	Veränderung ggü. 2020
2020	6,26 Mio.	15,1 %	-
2030	7,51 Mio.	17,3 %	+ 20 %
2045	8,98 Mio.	19,7 %	+ 43 %

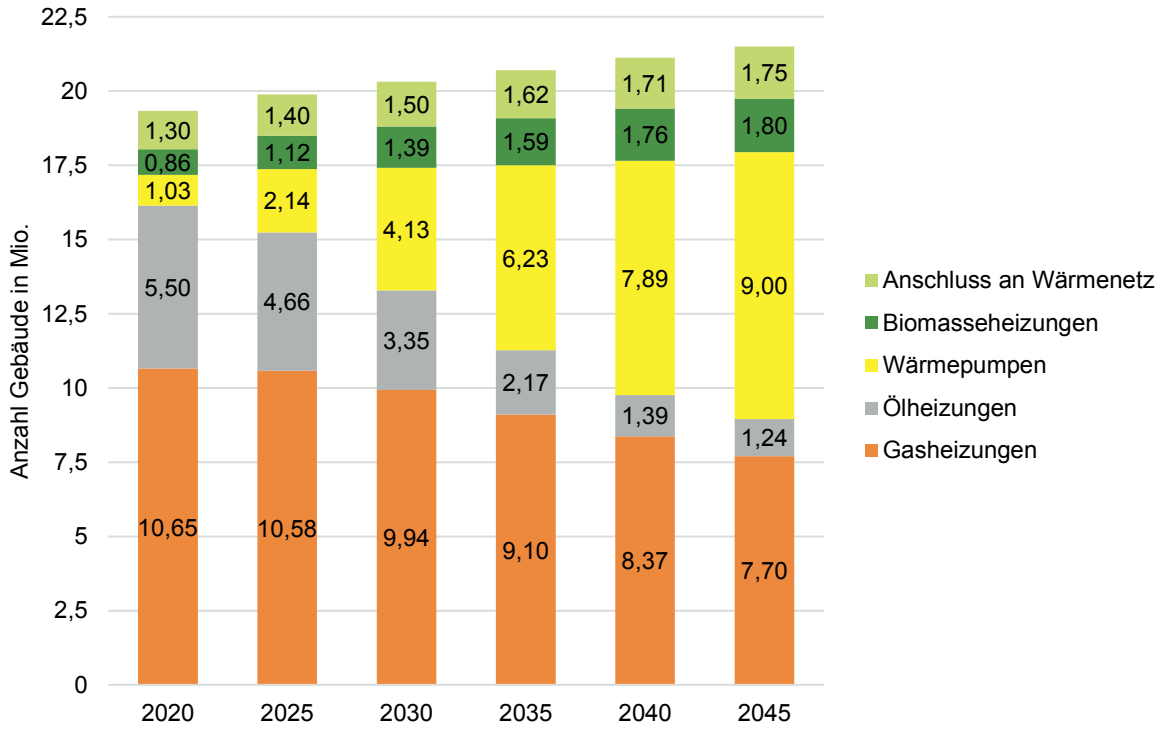


Abbildung 24: Resultierende Beheizungsstruktur nach Hauptwärmeerzeuger/Energieträger im Wohngebäudebereich

Abbildung 25 zeigt, wie sich der Gesamtbestand an Wärmepumpen in Wohn- und GHD-Gebäuden bis 2045 verändert. Dabei ist wiederum der statisch unsichere GHD-Bereich zu erfassen. Für die Grafik wird vereinfachend angenommen, dass - bezogen auf die in Wohngebäuden installierten Wärmepumpen - weitere 10 % im GHD-Bereich installiert werden, dies entspricht etwa dem Verhältnis der Gebäude.

Zusätzlich zur Anzahl der Wärmepumpen im Szenario KN100 wird auch die Entwicklung in den Pfadausprägungen dargestellt (Details zu den Pfadausprägungen siehe Abschnitt 4).

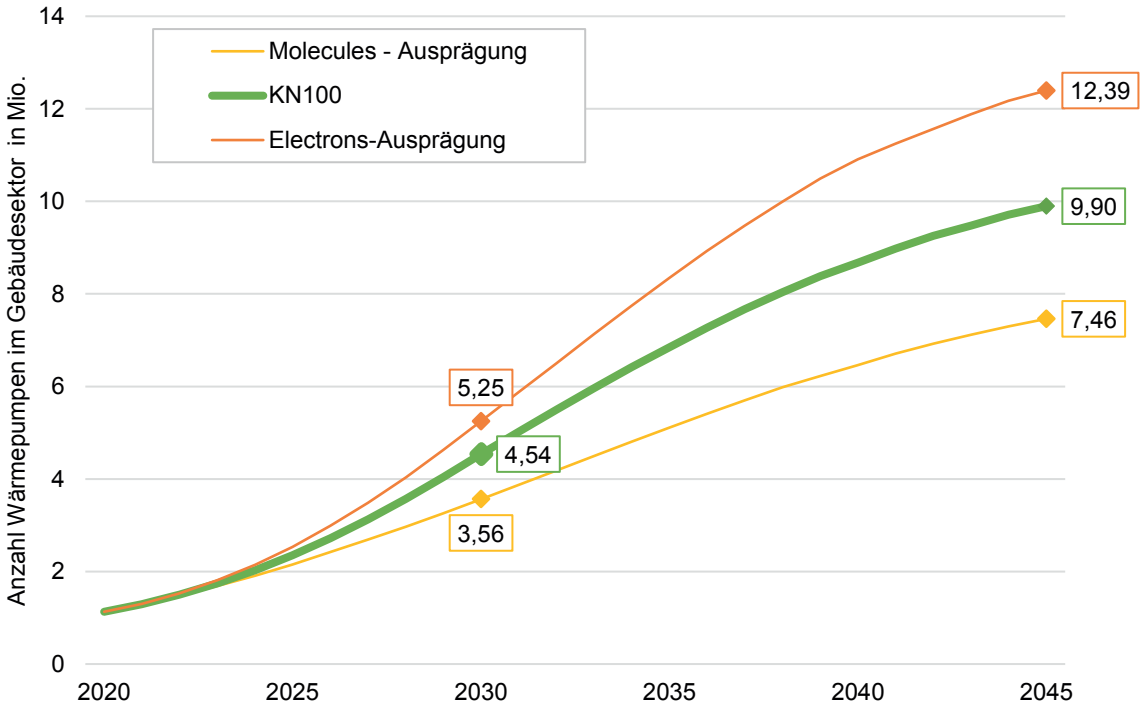


Abbildung 25: Bestand an Wärmepumpen in Wohngebäuden und GHD

3.4.2 Lüftungsanlagen

Der Einbau von mechanischen Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung wird als eine weitere Maßnahme zur Effizienzsteigerung und damit zur Verringerung der THG-Emissionen des Gebäudesektors berücksichtigt. In Abbildung 26 ist der derzeitige Anteil an mechanischen Lüftungsanlagen in Neubau und Bestand und die unterstellte Entwicklung bis 2045 dargestellt. 2020 wurden 45 % aller neu errichteten Wohngebäude mit einer Zu-/Abluftanlage mit Wärmerückgewinnung ausgestattet. Es wird eine lineare Erhöhung bis 2040 auf 90 % und danach ein konstanter Anteil im Mehrfamilienhausbereich unterstellt. Im Bereich der Ein- und Zweifamilienhäuser wird von einem Anstieg auf 95 % im Jahr 2045 ausgegangen. Der Ausstattungsgrad mit einer Zu-/Abluftanlage mit Wärmerückgewinnung lag bei den im Jahr 2020 vollsanierten Bestandsgebäuden bei 13 %. Der Anteil an Modernisierungen mit Einbau einer Lüftungsanlage mit WRG erhöht sich linear bis 2040 auf 50 % und bleibt danach konstant. Die Verbesserung des Effizienzniveaus der Gebäudehülle führt in beiden Betrachtungen (Neubau und Sanierung) zu einem höheren Anteil von Gebäuden mit Lüftungsanlagen. Gemäß den Annahmen zur Sanierungsrate, zum Neubauvolumen sowie Ausstattungsgrad mit mechanischen Lüftungsanlagen steigt die Gesamtzahl bis 2045 auf fast 8,8 Mio. Wohneinheiten, wobei der jährliche Zubau bis 2040 kontinuierlich ansteigt und danach auf einem nahezu konstanten Niveau verbleibt.

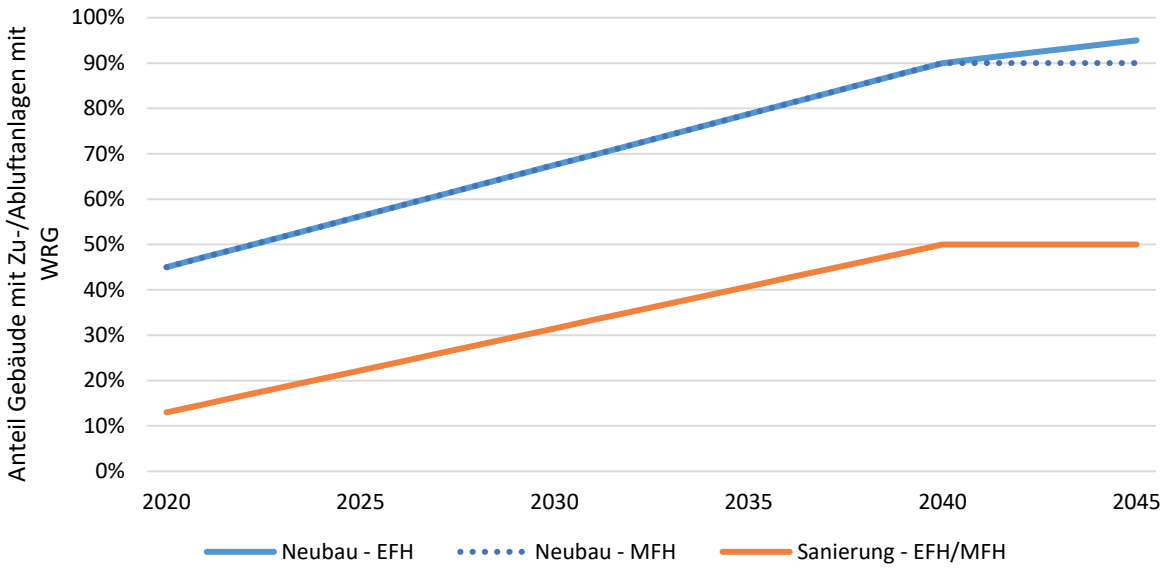


Abbildung 26: Anteil Neubauten bzw. Modernisierungen in dem jeweiligen Jahr, die mit Zu-/Abluftanlage mit WRG ausgestattet werden

3.4.3 PV-Anlagen

Gemäß den Angaben der Agentur für Erneuerbare Energien[2] betrug die installierte Leistung von Photovoltaik – Dachflächenanlagen 2017 rund 31 GW. Die installierte Leistung von Photovoltaik – Freiflächenanlagen lag 2017 bei 10,8 GW. Der Anteil von Dachanlagen an der installierten PV-Leistung im Jahr 2017 betrug damit 73,2 %.

Die Anteile der jährlich neu installierten Leistung von Photovoltaik-Dachanlagen an den gesamten PV-Installationen bewegten sich im Zeitraum 2015 bis 2018 zwischen 62,1 % und 84,9 %, 2018 lag der Anteil bei 74 % (vgl. Abbildung 27).

PV-Dachanlagen haben daher einen dominierenden Anteil an der bisherigen PV-Stromerzeugung in Deutschland.

[2] https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/D/kategorie/solar

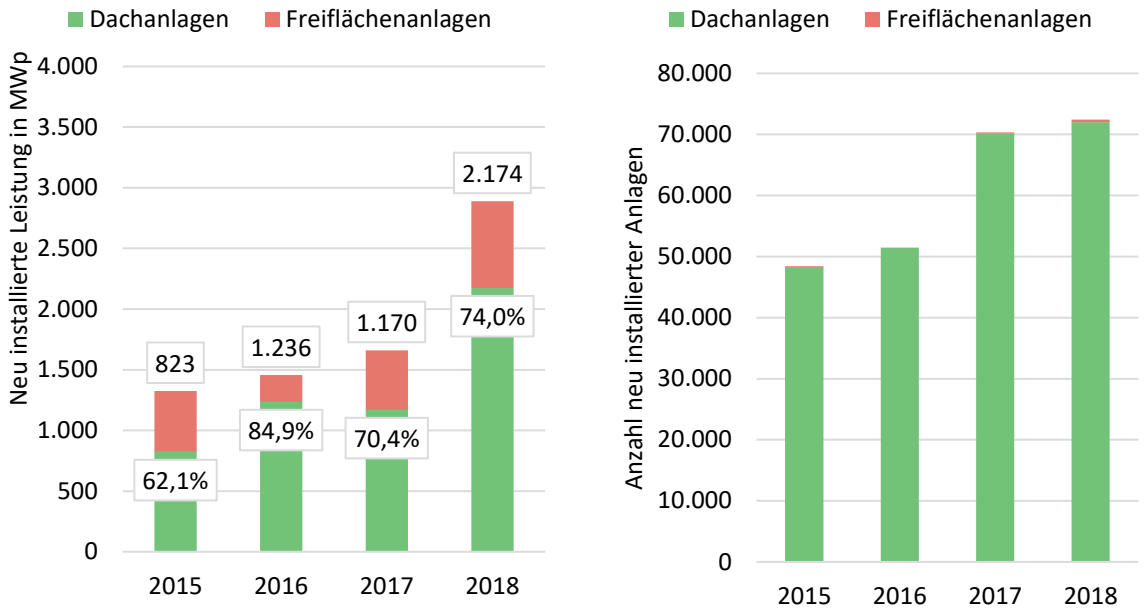


Abbildung 27: Jährlich neu installierte Photovoltaik (links: Leistung, rechts: Anzahl) aufgeteilt in Dach- und Freiflächenanlagen, Quelle der Zahlenwerte: Agentur für Erneuerbare Energien

Für den Zubau von PV-Kapazitäten sind gebäudenah installierte PV-Anlagen, insbesondere PV-Dachanlagen, von großer Bedeutung. Perspektivisch kann auch von einer steigenden Bedeutung von fassadenintegrierten PV-Anlagen ausgegangen werden. Im Rahmen der Modellierung wird für PV-Anlagen eine Verdreifachung der im Jahr 2050 neu installierten Fläche ggü. der im Jahr 2020 neu installierten Fläche angesetzt. Die für PV verfügbaren Dachflächen (und Fassadenflächen) treten bei einem derartigen Zubau der PV-Fläche nicht als limitierender Faktor auf.

Im Rahmen der Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichts hat das ZSW im Jahr 2018[3] die bisherigen Potenzialstudien analysiert und darauf aufbauend das Dachflächenpotenzial für PV im Jahr 2015 mit über 1.600 km² abgeschätzt (Wohngebäude: 849 km², Nichtwohngebäude: 757 km²). Sollte der unterstellte gebäudenahe PV-Ausbau ausschließlich mit PV- Dachanlagen erfolgen, würde die kumulierte PV-Fläche in 2050 1064 km² betragen und damit bei 66 % des für 2015 abgeschätzten Potenzials liegen. Durch Neubauaktivitäten vergrößert sich das verfügbare Dachflächenpotenzial auch unter Berücksichtigung des Abrisses kontinuierlich.

Die kumulierte installierte Leistung der aus Sicht der Gebäude modellierten gebäudenahen PV-Anlangen (Wohngebäude + GHD) stellt folgende Abbildung dar. Bis zum Jahr 2045 steigt die insgesamt installierte Leistung von 40 GW auf rund 180 GW. Der Anteil der Anlagen, die in Verbindung mit einem Stromspeicher betrieben werden, nimmt deutlich zu.

[3] https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-4-solar.pdf?__blob=publicationFile&v=4

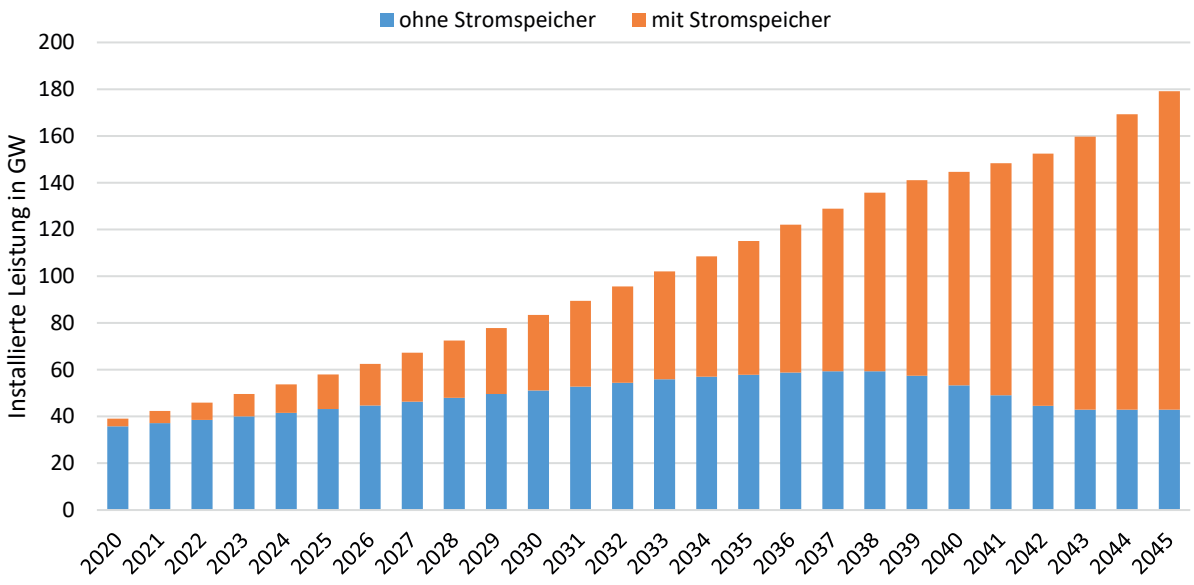


Abbildung 28: Kumulierte installierte Leistung von gebäudenah installierten PV-Anlagen

PV-Anlagen an Gebäuden stellen eine sehr gute Option zur Beteiligung der Gebäudeeigentümer und -nutzer an den klimapolitisch erforderlichen Transformationsprozessen dar. Die zu erwartende Umstellung der Wärmeversorgung in Richtung strombasierter Lösungen, vor allem Wärmepumpen, sowie die stark zunehmende Elektromobilität dürften den Trend zu mehr PV-Anlagen an Gebäuden deutlich beschleunigen.

Bei der Modellierung der Energieerzeugung durch den Hauptgutachter EWI wird die mögliche Entwicklung der PV-Kapazitäten aus einem anderen Blickwinkel analysiert. Das Energiesystemmodell des EWI bestimmt den Marktanteil von EE-Erzeugungstechnologien im Rahmen einer marktlichen Optimierung unterschiedlicher Erzeugungsoptionen. Das Modell berücksichtigt also Wirtschaftlichkeit bzw. Marktwerte von Technologien, nicht jedoch die Auswirkungen auf den Netzausbau oder die Vorteile einer Doppelnutzung der Fläche bei Gebäude-PV. Investitionen in Gebäude-PV werden im EWI-Energiesystemmodell mit niedrigeren Zinsen abgebildet, da die Renditeerwartungen der Marktteilnehmer im Bereich der Aufdach-PV im Regelfall deutlich unter denen der Marktteilnehmer im Bereich von Freiflächen-PV liegen. Unberücksichtigt bleibt in der EWI-Modellierung, dass der Ertrag einer PV-Freiflächenanlage in der Einspeisevergütung besteht, während die Nutzer einer eigenen PV-Anlage am Gebäude den vermiedenen Netzbezug als wirtschaftlichen Vorteil erhalten.

Insgesamt folgt aus der Betrachtung des EWI ein größerer Anteil der Freiflächenanlagen, dafür gibt es weniger Gebäude-PV als in der Gebäudemodellierung.

Ob die PV-Anlagen zukünftig vor allem als Freiflächenanlagen, oder weiterhin wie bisher vor allem auf Gebäuden installiert werden, hängt maßgeblich von der zukünftigen Gestaltung der entsprechenden politischen Rahmenbedingungen ab.

3.5 Endenergieverbrauch

3.5.1 Wohngebäude

Die resultierende Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Wohngebäude nach Energieträger stellt folgende Abbildungen dar. Der Stromverbrauch wird dabei in zwei Kategorien aufgeteilt: Strom für die Wärmepumpen und Strom für sonstige Anwendungen, darunter Nutzerstrom.

Der gesamte Endenergieverbrauch[4] der Wohngebäude wird ggü. dem Status quo durch Effizienzsteigerung im Bereich der Gebäudehülle und Anlagentechnik sowie Einbindung erneuerbarer Energien nahezu halbiert und beträgt im Jahr 2045 rund 345 TWh/a. Neben den Effizienzmaßnahmen führt der Energieträgerwechsel zum sinkenden Verbrauch an flüssigen und im geringeren Maß an gasförmigen Energieträgern. Der forcierte Ausbau von Wärmepumpen führt zur Steigerung des Stromverbrauchs für die Wärmepumpen. Dieser erhöht sich von aktuell 5,7 TWh/a auf 28,6 TWh/a im Jahr 2045.

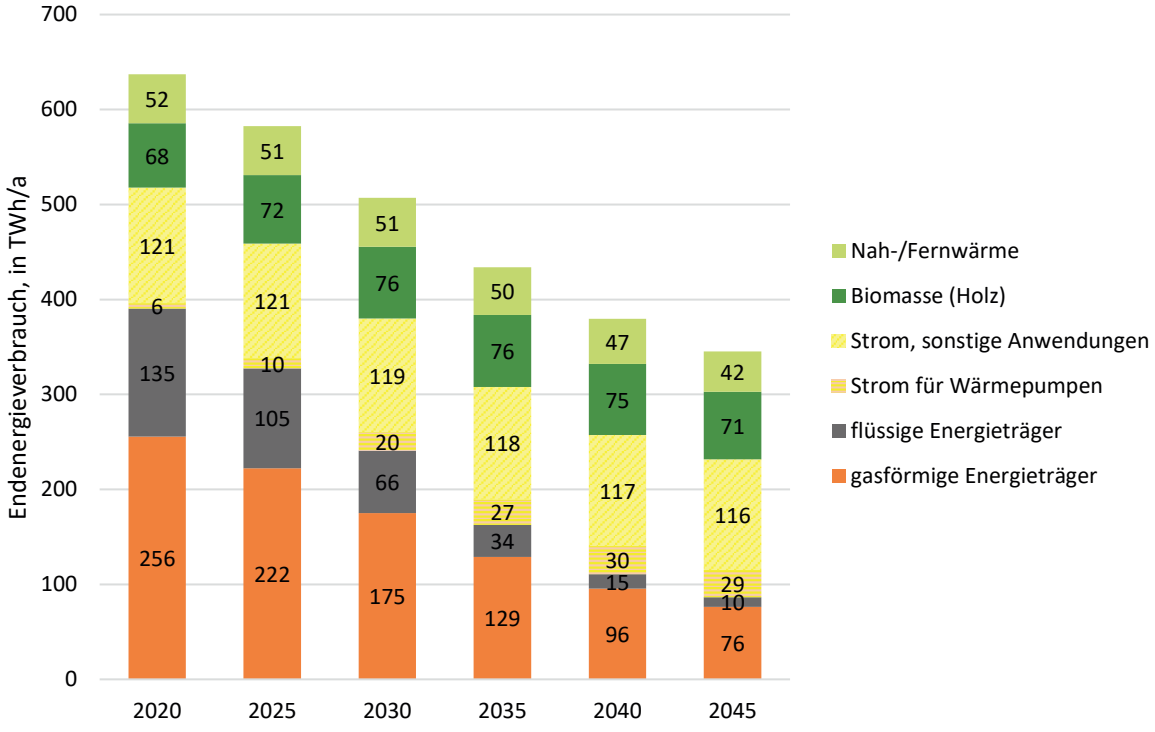


Abbildung 29: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Wohngebäuden

3.5.2 Gebäudesektorrelevanter NWG-Bereich

Die Entwicklung des für den Gebäudesektor relevanten Endenergieverbrauchs der Nichtwohngebäude enthält Abbildung 30. Die Werte enthalten sowohl den für die Konditionierung der GHD-Gebäude resultierenden Endenergieverbrauch als auch den im Industriemodul modellierten Endenergieverbrauch für die Prozesswärme/kälte sowie mechanische Energie der GHD-Gebäude. In den Werten ist der für die Konditionierung der Industriegebäude modellierte Energieverbrauch nicht ausgewiesen. Dieser wird gemäß KSG im Industriesektor berücksichtigt.

[4] Ohne Umweltwärme und Solarthermie

Der gesamte gebäudesektorrelevante Endenergieverbrauch der Nichtwohngebäude verringert sich um 30 % ggü. dem Status quo und beträgt im Jahr 2045 226 TWh/a. Dabei sinkt der Verbrauch an gasförmigen Energieträgern um 56 TWh/a und liegt zum Ende des Betrachtungszeitraum bei 43 TWh/a. Der Verbrauch von flüssigen Energieträgern geht bis zum Jahr 2045 von 48 TWh/a auf etwa 1 TWh/a. Gleichzeitig steigt der Stromverbrauch ggü. dem Status quo um 11 TWh/a und erreicht 2045 einen Wert von 158 TWh/a.

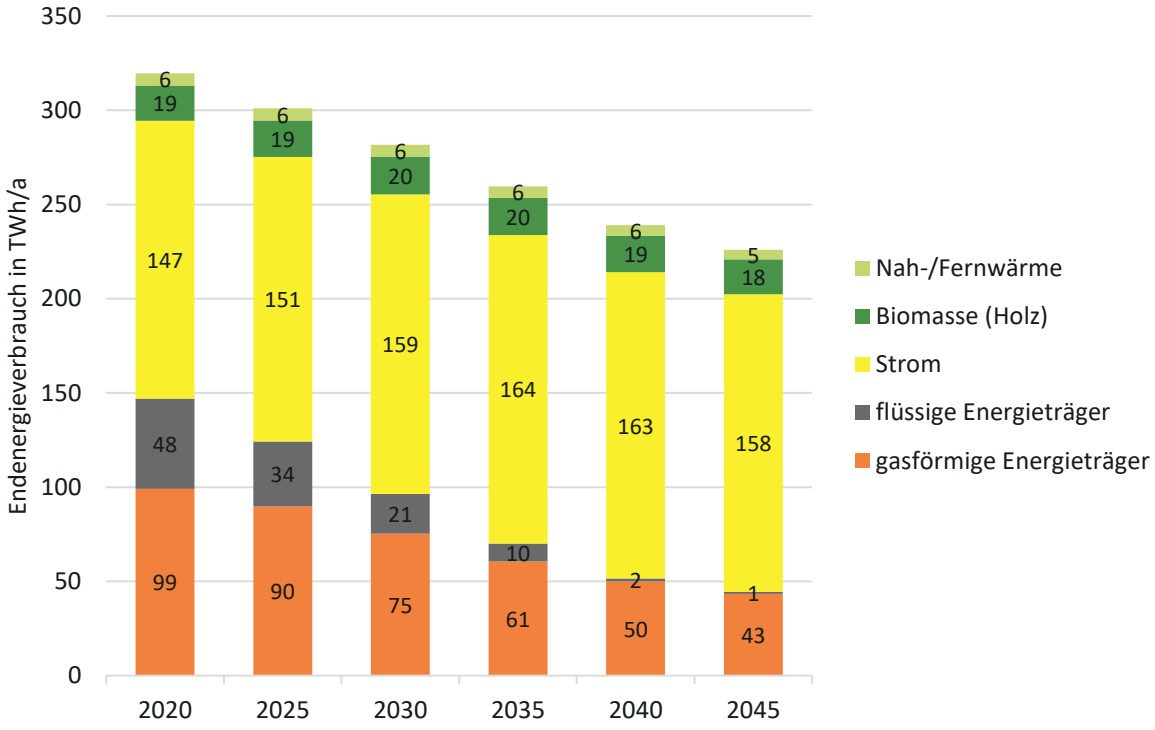


Abbildung 30: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor relevanten Nichtwohngebäudebereich

3.5.3 Gebäudesektor

Die resultierende Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor verdeutlicht folgende Abbildung. Der gesamte Endenergieverbrauch sinkt um 40 % ggü. dem Status quo und beträgt im Jahr 2045 571 TWh/a. Der Verbrauch an gasförmigen Energieträgern wird ggü. 2020 um 235 TWh/a reduziert und beträgt im Jahr 2045 120 TWh/a. Der Verbrauch von flüssigen Energieträgern geht bis zum Jahr 2045 von 183 TWh/a auf 11 TWh/a zurück. Der Stromverbrauch im Gebäudesektor steigt um 29 TWh/a ggü. dem Status quo und liegt 2045 bei 303 TWh/a.

Die dargestellte Entwicklung des Endenergiebedarfs resultiert aus der modellierten Entwicklung im Bereich des baulichen Wärmeschutzes, der Effizienzsteigerung im Bereich der Anlagentechnik sowie dem forcierten Energieträgerwechsel, insbesondere bei den aktuell mit flüssigen Energieträgern beheizten Gebäuden.

Während im Status quo die gasförmigen und flüssigen Energieträger fast ausschließlich aus fossilen Bestandteilen (Erdgas, Heizöl) bestehen, steigt der Anteil THG-neutraler bzw. reduzierter gasförmiger und flüssiger Energieträger, insbesondere nach 2030, deutlich an. Die 2045 eingesetzten gasförmigen und flüssigen Energieträger setzen sich wiederum fast ausschließlich aus THG-neutralen gasförmigen und flüssigen Energieträgern zusammen. Die Zusammensetzung und die jeweiligen Anteile werden im [EWI-Gutachterbericht, 2021] ausgewiesen.

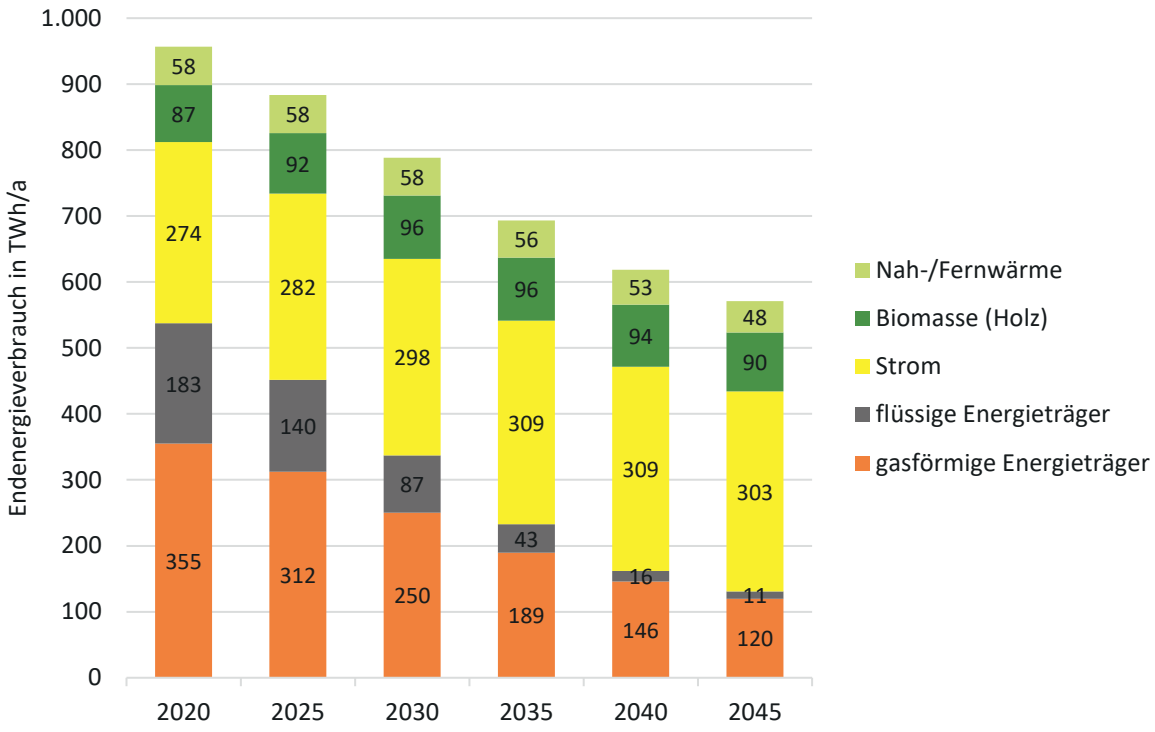


Abbildung 31: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor

3.6 Gebäude als Stromerzeuger

Gebäude sind in der Vergangenheit fast ausschließlich als passive Energieverbraucher angesehen worden. Mittlerweile und vor allem zukünftig spielen Gebäude eine aktivere Rolle im Energiesystem. Insbesondere für den Zubau von PV-Kapazitäten sind gebäudenah installierte PV-Anlagen von großer Bedeutung. Durch die dezentrale Struktur der Energieerzeugung im bzw. am Gebäude kann ein Beitrag zur Verringerung der Netzbelastung geleistet werden. In Verbindung mit geeigneten Speichern im Gebäude entfallen zentrale Speicherelemente. Gleichzeitig wird der Investitionsbedarf in der zentralen Energieerzeugung verringert, da die Gebäudebesitzer im Regelfall auch Eigentümer der Stromerzeugungsanlage sind und damit die Investitionskosten und laufende Kosten tragen.

Die steigende Bedeutung der Gebäude im zukünftigen Energiesystem spiegelt sich in der Entwicklung der Stromproduktion aller am/im Gebäude installierten Anlagen wider. Die in der folgenden Abbildung dargestellte Stromproduktion beinhaltet den PV-Strom, der durch die im räumlichen Zusammenhang zum Gebäude installierten PV-Anlagen erzeugt wird sowie den durch gebäudeintegrierte KWK-Anlagen erzeugten Strom. Dabei wird der aus Sicht der Gebäude modellierte Ausbau der PV-Erzeugung abgebildet.

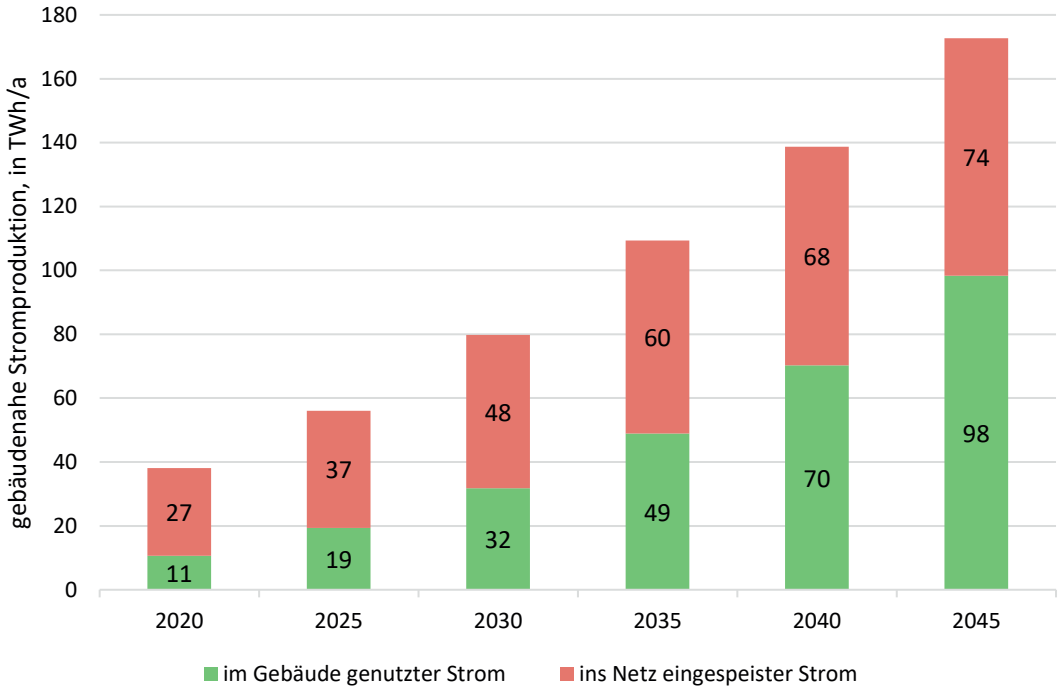


Abbildung 32: Stromproduktion aller am/im Gebäude installierter Anlagen – Modellierung aus Sicht der Gebäude

In den Ergebnissen der Gesamtmodellierung wird aus Sicht des Energiesektors ein geringerer Ausbau der Aufdach-PV ermittelt, als das, was aus Sicht der Gebäude als mögliche und sinnvolle Entwicklung modelliert wurde (vgl. Abschnitt 3.4.3). Die resultierende PV-Stromproduktion beider Perspektiven wird in Abbildung 33 gegenübergestellt.

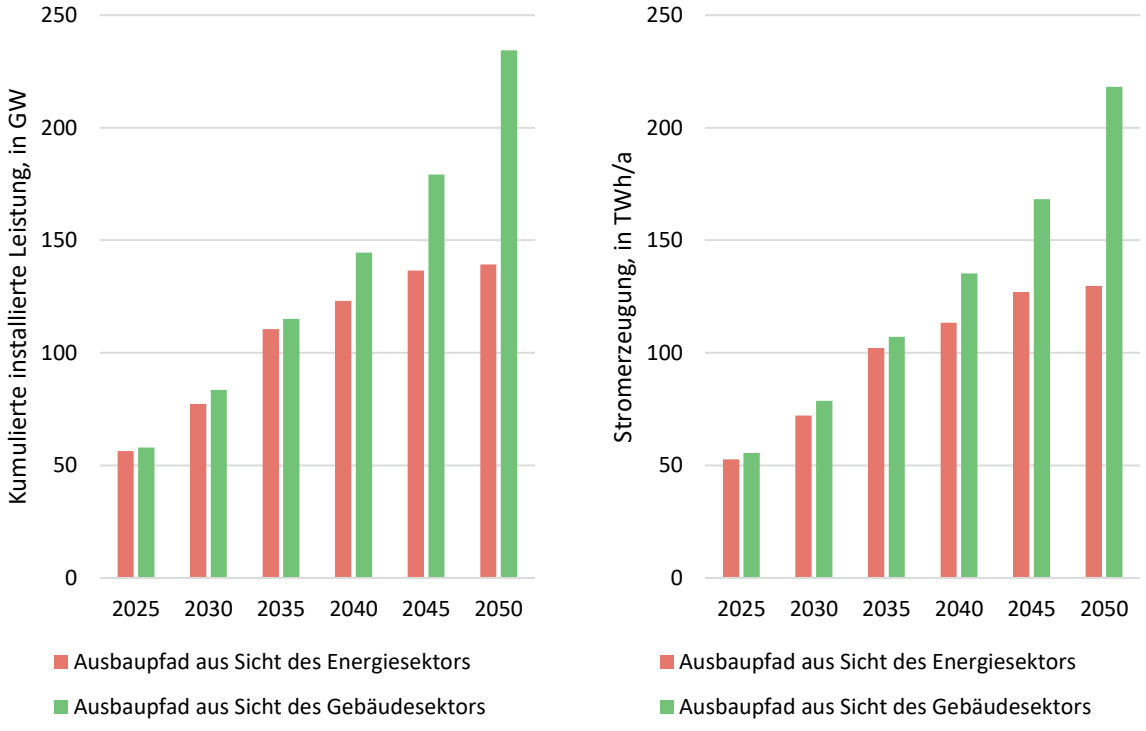


Abbildung 33: Gegenüberstellung der PV-Ausbaupfade für die im räumlichen Zusammenhang zum Gebäude installierten PV-Anlagen aus Sicht der Gebäude- und Energiesystemmodellierung – links: kumulierte Leistung, rechts: Stromproduktion

3.7 THG-Emissionen

Abbildung 34 stellt die gemäß der Bilanzierung nach Quellenbilanz resultierenden THG-Emissionen für den Gebäudesektor nach KSG dar. Die Berechnung der THG-Emissionen erfolgt unter Berücksichtigung der im Kontext der Gesamtmodellierung vom Hauptgutachter für den Gebäudesektor ermittelten THG-Emissionsfaktoren. Für das Jahr 2030 wird dabei für den Gebäudesektor die verfügbare Menge an THG-neutralen gasförmigen Energieträgern mit 37 TWh/a modelliert. Für das Jahr 2045 beträgt die modellierte Menge an THG-neutralen flüssigen und gasförmigen Energieträgern, die dem Gebäudesektor zur Verfügung stehen, entsprechend 11 TWh/a und 109 TWh/a. Der Bedarf des Gebäudesektors an flüssigen Energieträger kann damit vollständig durch THG-neutrale Energieträger gedeckt werden. Der Bedarf an gasförmigen Energieträgern wird im Jahr 2045 zu 91 % durch THG-neutrale Energieträger gedeckt. Die detaillierten Ausführungen dazu sind im [EWI-Gutachterbericht, 2021] enthalten.

Bedingt durch die Effizienzsteigerung im Bereich der Gebäude (Anlagentechnik und Hülle) in Verbindung mit der modellierten Entwicklung für flüssige und gasförmige Energieträger werden die THG-Emissionen im Gebäudesektor bis zum Jahr 2030 auf 67 Mio. t reduziert. Damit wird das sektorale Ziel nach KSG erreicht. Bis zum Jahr 2045 findet eine weitere Verringerung der THG-Emissionen statt. Bedingt durch die für das Jahr 2045 modellierte nicht vollständige Deckung des Verbrauchs des Gebäudesektors an gasförmigen Energieträgern durch THG-neutrale gasförmige Energieträger würde der Gebäudesektor noch THG-Emissionen in Höhe von 2,2 Mio. t verursachen. Diese Emissionen müssten zur Erreichung der Klimaneutralität durch CO_2-Senken, z.B. im LULUCF-Bereich, kompensiert werden.

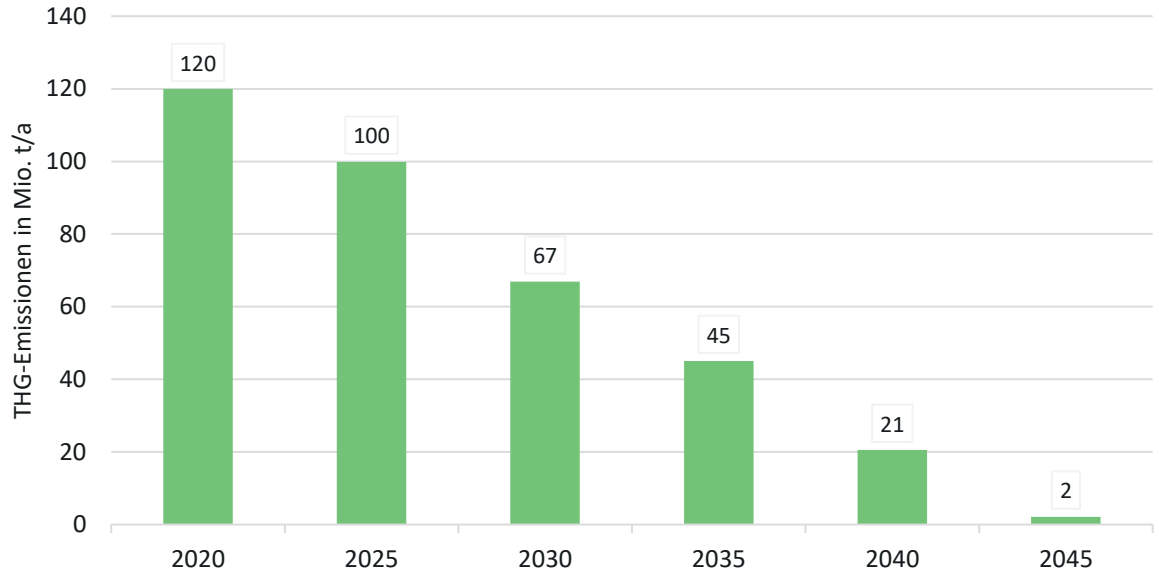


Abbildung 34: Entwicklung der THG-Emissionen im Gebäudesektor - Bilanzierung nach Quellprinzip

Wie bereits im Abschnitt 3.2.1 dargelegt, ist eine Quellenbilanz ungeeignet für die Ermittlung der durch einzelne Sektoren verursachten THG-Emissionen, eine Ableitung der erforderlichen Maßnahmen zur Erreichung der Klimaziele wird gravierend erschwert.

Die nachfolgende Grafik veranschaulicht den Zusammenhang. Die grün dargestellten Emissionen werden nach KSG-Quellenprinzip im Gebäudesektor bilanziert. Die rot dargestellten Emissionen werden ebenso durch die Gebäude verursacht, jedoch größtenteils im Energiesektor bzw. bezüglich der Vorketten mindestens anteilig im Ausland bilanziert.

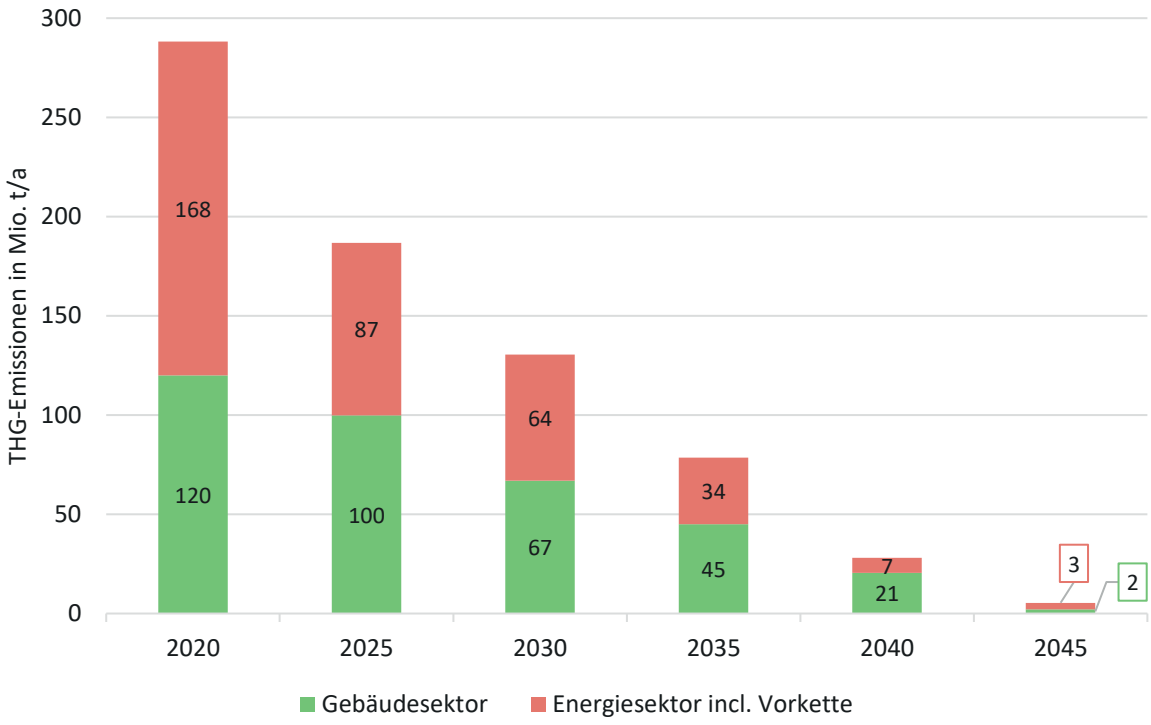


Abbildung 35: Entwicklung der THG-Emissionen im Gebäudesektor - Bilanzierung nach Verursacherprinzip

Die Auswirkungen von Maßnahmen zur THG-Emissionsminderung im Gebäudesektor werden nach dem Quellenprinzip gravierend unterschätzt.

Darüber hinaus werden stromerzeugende Systeme in/an Gebäuden bei einer Quellenbilanz benachteiligt: Der Einsatz von PV-Anlagen verursacht bei Gebäuden Investitionskosten, die THG-Minderungen werden im Energiesektor angerechnet. Der Einsatz von KWK-Systemen wäre aus Sicht des Gebäudesektors sogar kontraproduktiv, da er zu einer Erhöhung der THG-Emissionen führen würde. Auch bei der Bilanzierung kohlenstoffhaltiger THG-neutraler Brennstoffe (z.B. Biogas, SNG) stößt das Quellenprinzip an seine Grenzen.

3.8 Kosten

Im Folgenden werden die aus der modellierten Entwicklung im Bereich der Gebäudehülle sowie der Anlagentechnik im Gebäudesektor resultierenden Investitionskosten sowie laufenden Kosten ausgewiesen. Die Investitionskosten entsprechen den Brutto-Vollkosten. Sie berücksichtigen alle in dem Betrachtungszeitraum bis 2045 getätigten Investitionen, darunter auch Ersatzinvestitionen (z. B. wenn eine alte Wärmepumpe gegen eine neue ausgetauscht wird).

Die Intensivierung der Maßnahmen zur Effizienzsteigerung führt bis ca. 2035 zu steigenden jährlichen Investitionskosten. Ab 2035 verbleiben die Investitionskosten für den baulichen Wärmeschutz auf einem konstanten Niveau. Die Investitionskosten für die Anlagentechnik (TGA) gehen entsprechend den Austauschaktivitäten leicht zurück. Die niedrigeren Investitionskosten sind darüber hinaus auf die unterstellten Kostenminderungseffekte zurückzuführen. Die Investitionskosten für PV-Anlagen steigen bis zum Jahr 2045 auf 27 Mrd. €/a an. Im Bereich der laufenden Kosten findet ebenfalls ein Anstieg statt. Im Bereich der Anlagentechnik führt z. B. der höhere Ausstattungsgrad mit mechanischen Lüftungsanlagen

zu steigenden Wartungskosten. Außerdem verursachen investitionskostenintensive Komponenten höhere Instandhaltungskosten, (vgl. Abbildung 36).

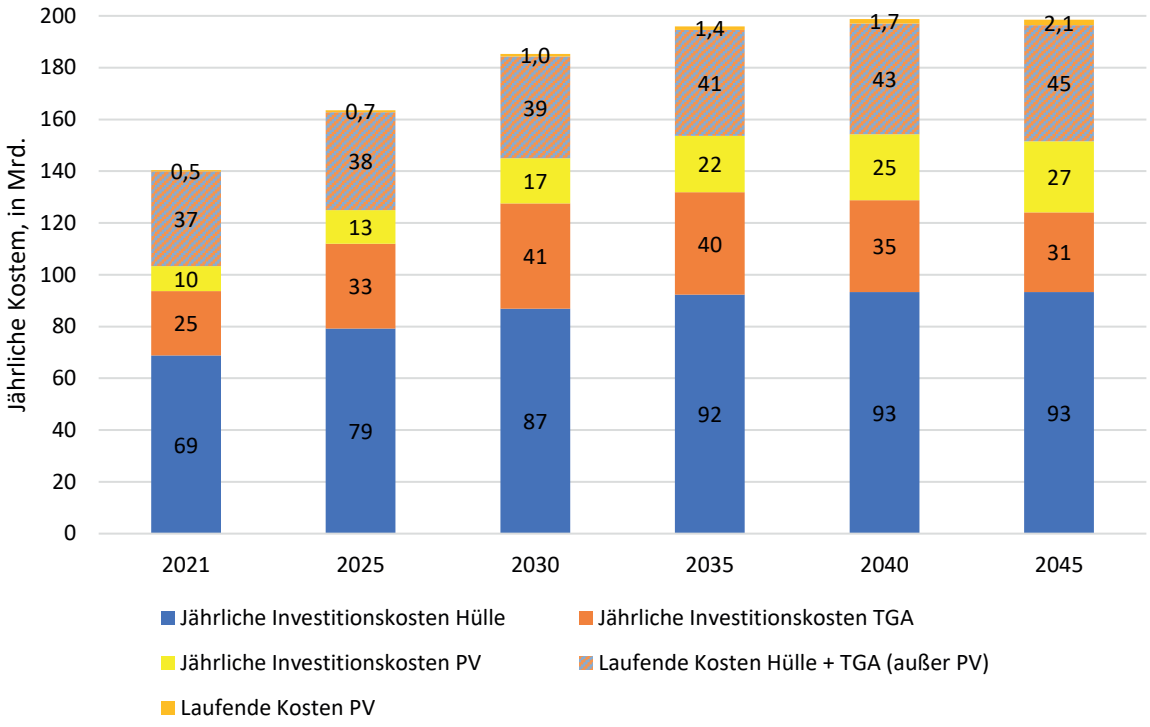


Abbildung 36: Entwicklung der jährlichen Investitionskosten und laufenden Kosten im Gebäudesektor

Abbildung 37 stellt die jährlichen Investitionskosten für TGA und den baulichen Wärmeschutz (Hülle) unter Berücksichtigung der Aufteilung in Sowieso- und energiebedingte Kosten dar. Der gewählte Ansatz zur Bestimmung der energiebedingten Investitionskosten unterstellt, dass das Bauteil bzw. die anlagentechnische Komponente ohnehin zu ersetzen wäre und damit Sowieso-Kosten in bestimmter Höhe anfallen würden. Für die Aufteilung der Investitionskosten wird daher zugrunde gelegt, dass die energetische Modernisierung durch eine ohnehin notwendige Instandsetzungsmaßnahme (z. B. wenn Schäden an der Fassade beseitig werden müssen, Fenster ausgetauscht werden müssen oder die Heizungsanlage ausgetauscht werden muss) ausgelöst wird und die Komponenten nicht vor Ablauf der rechnerischen Nutzungsdauer ausgetauscht/modernisiert werden. Die durch die ohnehin notwendige Instandsetzungsmaßnahme verursachten Kosten entsprechen den Sowieso-Kosten. Wird zum Beispiel in einem Einfamilienhaus ein alter Gas-Niedertemperaturkessel nach 25 Jahren ausgetauscht (also weit über der rechnerischen Nutzungsdauer), entsprechen die aus dem Einbau eines Gas-Brennwertkessels resultierenden Kosten vollständig den Sowieso-Kosten. Wird jedoch statt des Gas-Brennwertkessels eine Luft/Wasser-Wärmepumpe eingebaut, ergeben sich die energiebedingten Kosten als Differenz zwischen den Gesamtkosten und den Sowieso-Kosten (die die Gas-BW-Variante verursacht hätte).

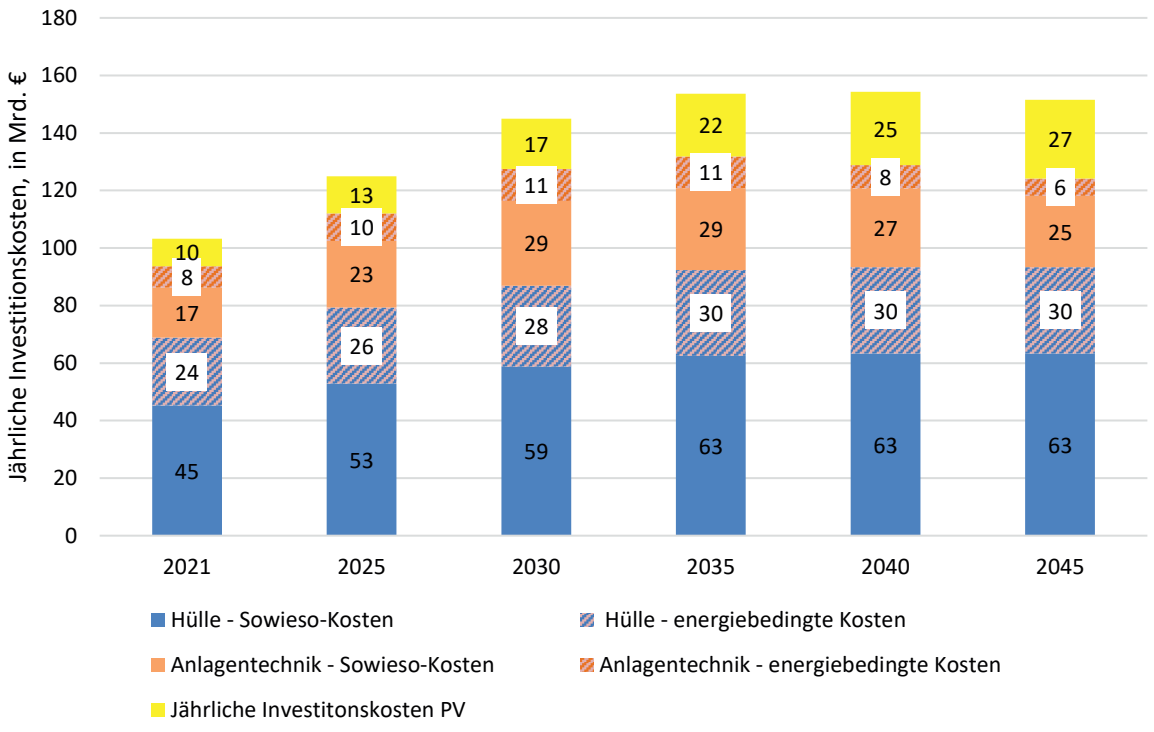


Abbildung 37: Jährliche Investitionskosten im Gebäudesektor unter Berücksichtigung der Aufteilung in Sowieso- und energiebedingte Kosten für TGA und den baulichen Wärmeschutz (Hülle)

Die kumulierten Kosten können jeweils für die Investitionskosten und die laufenden Kosten den folgen zwei Abbildungen entnommen werden.

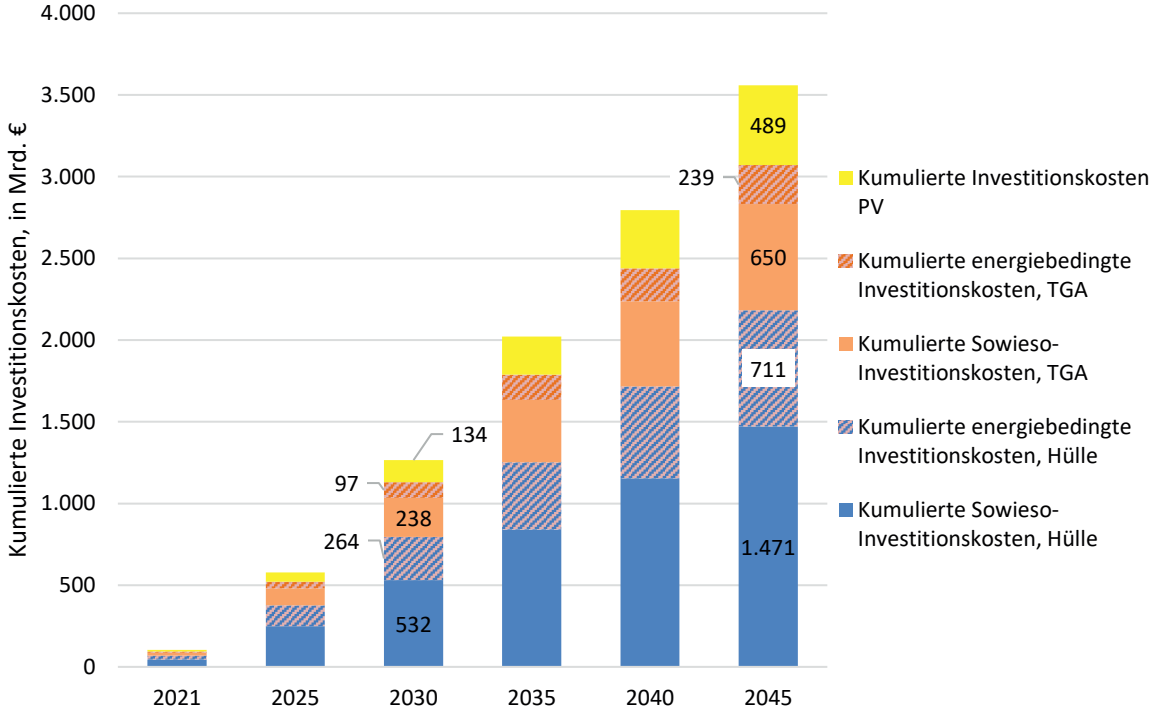


Abbildung 38: Kumulierte Investitionskosten im Gebäudesektor

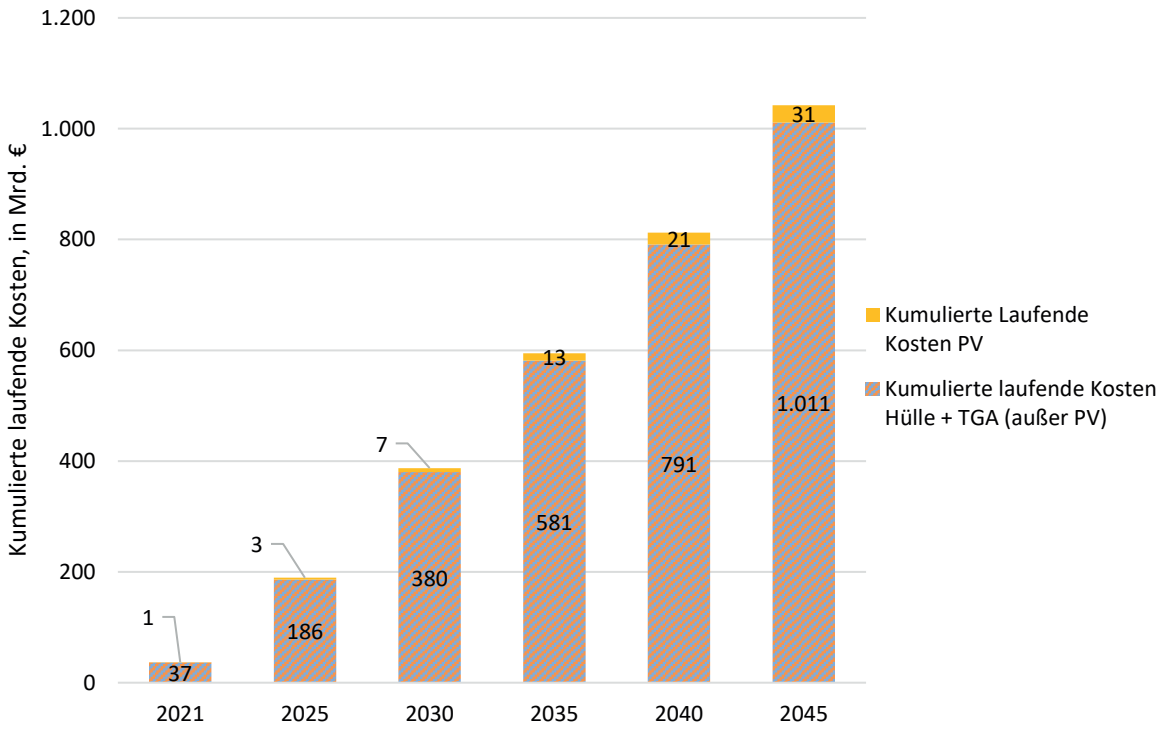


Abbildung 39: Kumulierte laufende Kosten im Gebäudesektor

3.9 Leistung im Wohngebäudebereich

3.9.1 Gebäudeheizlast

Abbildung 40 stellt die Entwicklung der Gebäudeheizlast bis 2045 dar. Dabei wird die Gebäudeheizlast in Abhängigkeit des Hauptwärmeerzeugers ausgewiesen. Unter Berücksichtigung der Maßnahmen zur Verbesserung des baulichen Wärmeschutzes der aktuellen Bestandsgebäude sowie der Neubauaktivitäten sinkt die gesamte Gebäudeheizlast von 222 GW auf rund 193 GW bis zum Jahr 2045. Analog zur Entwicklung der Beheizungsstruktur ist der Rückgang prozentual am stärksten bei den mit Ölheizungen versorgten Gebäuden ausgeprägt (ca. – 83 %). Bei den mit Gasheizungen versorgten Gebäuden sinkt die Gebäudeheizlast um ca. 45 % ggü. dem Status quo. Dies ist zum einen auf die sinkende Anzahl von mit Gasheizungen versorgten Gebäude, zum anderen auf die Verbesserung des baulichen Wärmeschutzes von Gebäuden, die weiterhin Gas als Hauptenergieträger ausweisen, zurückzuführen. Im Gegensatz dazu steigt die Heizlast von Gebäuden, die über Wärmepumpen, Biomasseheizungen sowie Wärmenetzen beheizt werden. Dabei erhöht sich die Gebäudeheizlast von Gebäuden mit Wärmepumpen von ca. 10 GW auf rund 72 GW im Jahr 2045.

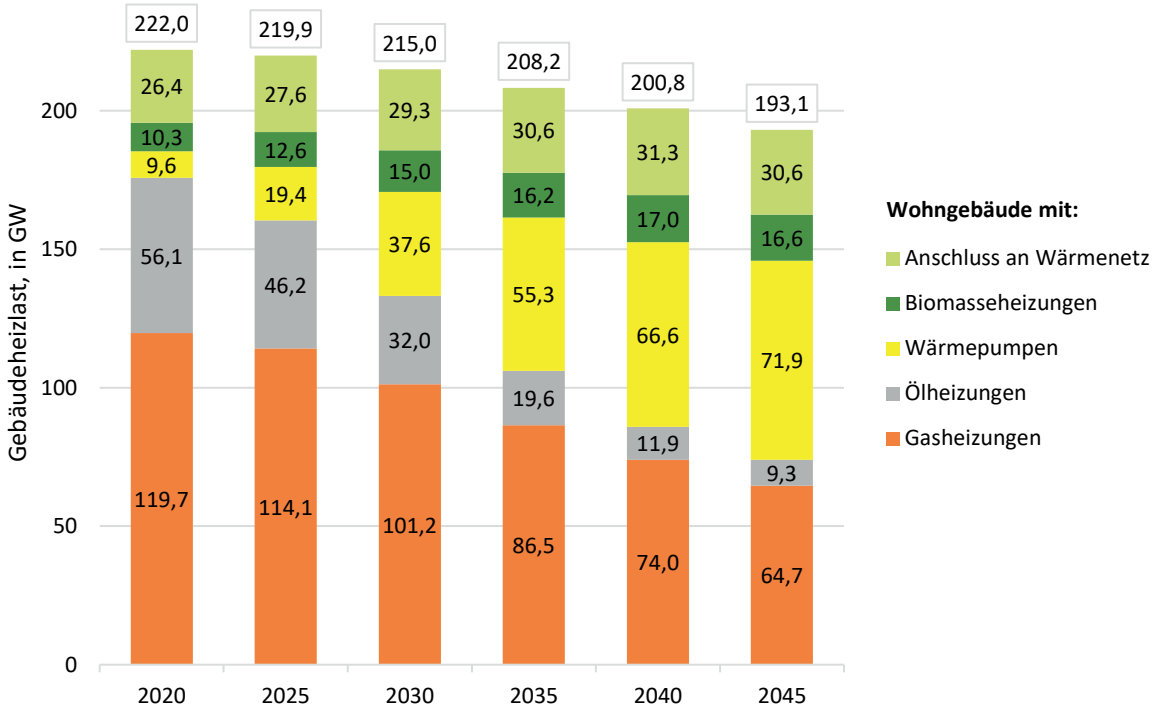


Abbildung 40: Entwicklung der Gebäudeheizlast in Abhängigkeit des Hauptwärmeerzeugers

3.9.2 Anschlussleistung für elektrische Wärmepumpen

Die Basis für die Berechnung der erforderlichen elektrischen Anschlussleistung für Wärmepumpen bildet die Heizlast der Wohngebäude, die mit elektrischen Wärmepumpen (monoenergetisch) beheizt werden.

Wärmepumpen, die Bestandteil von Gas- und Öl-Hybridgeräten sind, werden bei der Berechnung der erforderlichen Anschlussleistung nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass der Brennwertkessel bei niedrigen Außentemperaturen die Wärmebereitstellung vollständig übernimmt.

Die Berechnung der Anschlussleistung erfolgt unter Berücksichtigung eines Zuschlages für die Trinkwassererwärmung und unter Berücksichtigung von Sperrzeiten in Höhe von 2 x 2 Stunden pro Tag. Bei der Berechnung werden die COP in Abhängigkeit von der Wärmequelle (Erdreich, Luft) sowie Senkentemperatur berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass die Anlagen netzdienlich betrieben werden.

Die in Abbildung 41 ausgewiesenen Zahlen entsprechen der gesamten erforderlichen Anschlussleistung der Wärmepumpen im Auslegungsfall, die im monoenergetischen Betrieb (ggf. incl. Heizstab) die Wohngebäude versorgen. Abbildung 42 verdeutlicht die Entwicklung der durchschnittlichen Anschlussleistung pro Gerät. Die bis 2030 steigenden Zahlen von 5,6 kW/Gerät auf 6,8 kW/Gerät sind insbesondere auf den forcierten Einbau von Wärmepumpen in Bestandsgebäuden zurückzuführen. Das Absinken der durchschnittlichen Anschlussleistung bis 2045 auf 6,2 kW/Gerät ist wiederum auf die Verbesserung des baulichen Wärmeschutzes zurückzuführen.

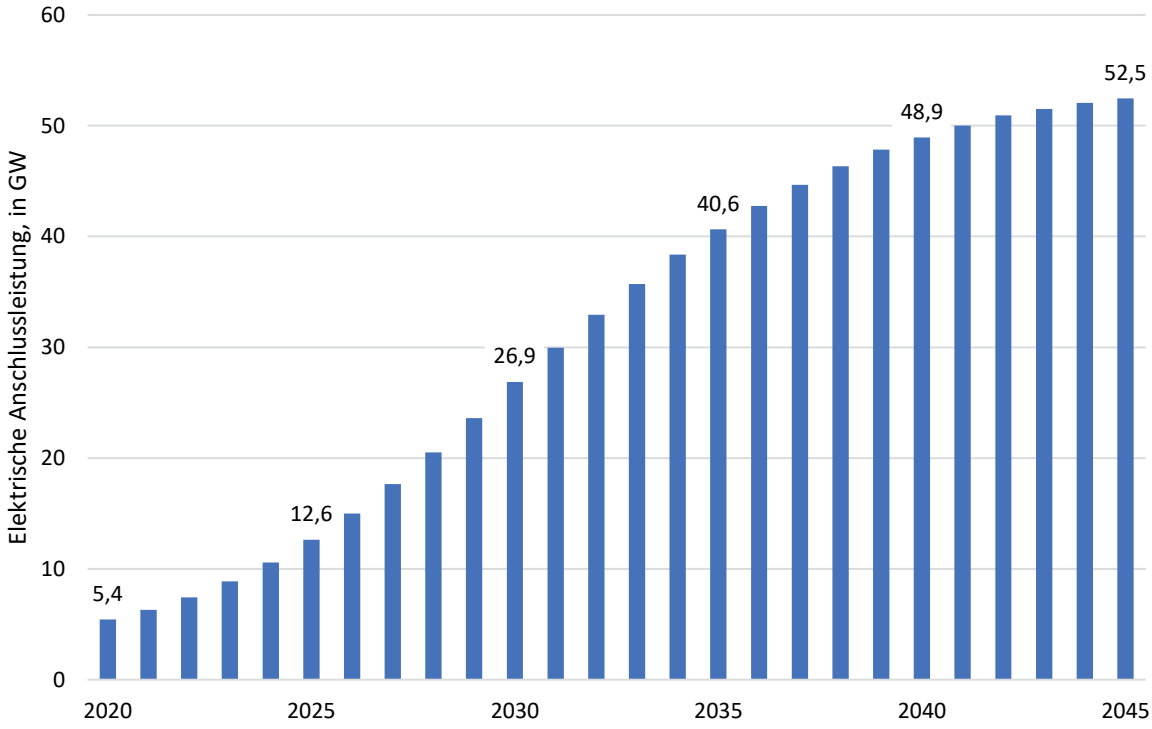


Abbildung 41: Entwicklung der elektrischen Anschlussleistung für Wärmepumpen

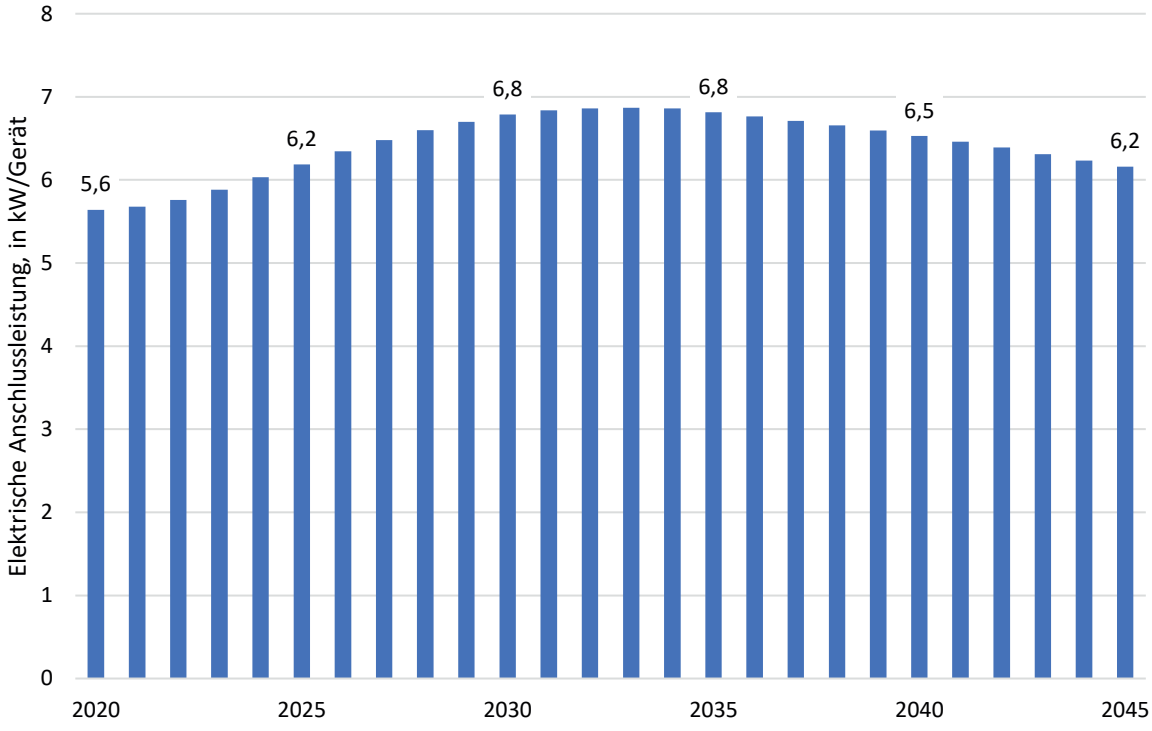


Abbildung 42: Entwicklung der durchschnittlichen elektrischen Anschlussleistung pro Gerät

Aus der berechneten erforderlichen Anschlussleistung für den Auslegungstag wird die resultierende elektrische Höchstlast aller Wärmepumpen in Wohngebäuden (ggf. incl. Heizstab) in Abhängigkeit der Gleichzeitigkeit und Regelung berechnet. Die mögliche Entwicklung der elektrischen Höchstlast stellt Abbildung 43 dar. Unter Berücksichtigung der

Sperrzeiten (2 x 2 h/Tag) und eines Gleichzeitigkeitsfaktors von 100 %[5], ergibt sich eine Höchstlast von 52,5 GW im Jahr 2045. Werden allerdings nur 80 % der Wärmeanforderungen gleichzeitig gedeckt, liegt die elektrische Höchstlast bei 42,0 GW. Bei einem durchgehenden Betrieb (Verzicht auf Sperrzeiten) würde die elektrische Höchstlast der mit Wärmepumpen versorgten Wohngebäude bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 80 % rund 35 GW betragen. Eine weitere Absenkung der rechnerischen Höchstlast auf 32,8 GW im Jahr 2045 könnte durch die Berücksichtigung der Innenstadtlagen und damit verbundener tendenziell höherer Außentemperaturen resultieren.

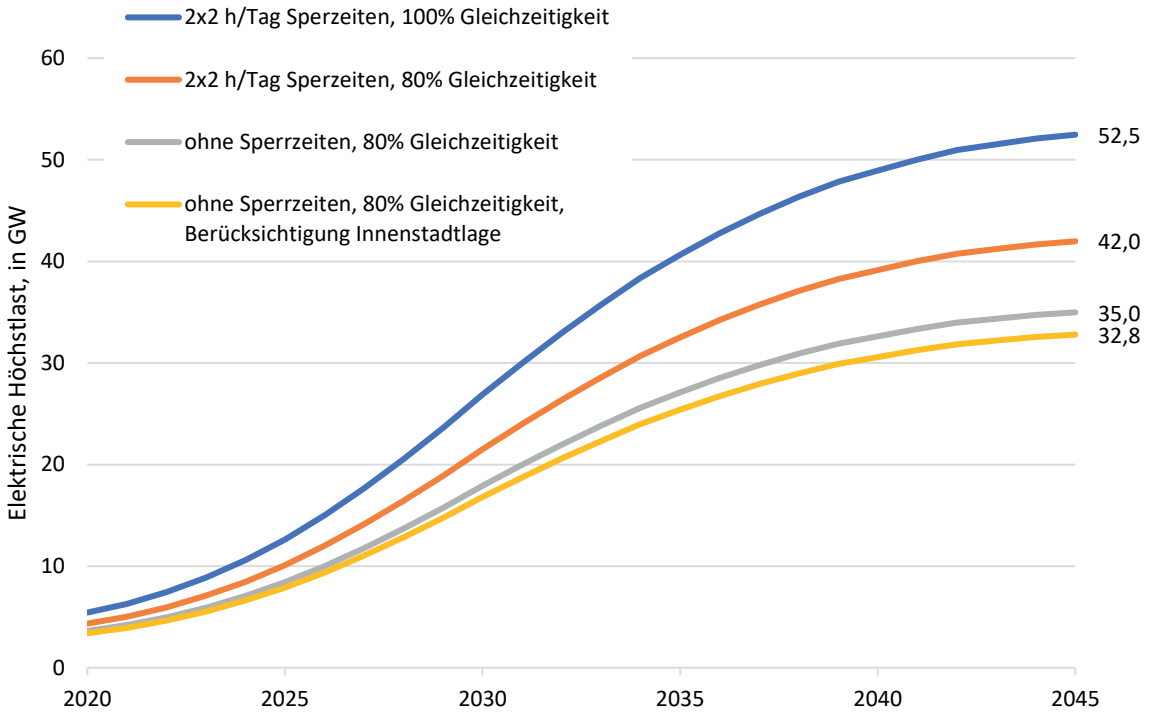


Abbildung 43: Resultierende elektrische Höchstlast in Abhängigkeit von Gleichzeitigkeit, Regelung und Auslegungsaußentemperatur

[5] Gleichzeitigkeitsfaktor von 100% bedeutet, dass die gesamte Wärmeanforderung gleichzeitig gedeckt wird.

4 Pfadausprägungen

4.1 Einführende Bemerkungen

Entsprechend dem übergeordneten Studiendesign werden zusätzlich zu dem Hauptszenario KN100 vier weitere Pfadausprägungen in den Dimensionen Elektrifizierung und Effizienzentwicklung betrachtet:

- More Electrons
- More Molecules
- Efficient Electrons
- Efficient Molecules

Im Gebäudesektor liegt den vier erarbeiteten Pfadausprägungen eine ggü. dem im Abschnitt 3 beschriebenen Hauptszenario (KN100) abweichende Entwicklung der Anlagentechnik und der baulichen Sanierungsaktivitäten zugrunde.

Gemäß den Absprachen zu den Pfadausprägungen wird für beide Ausprägungen „more“ und „efficient“ jeweils die gleiche Beheizungsstruktur aber unterschiedliche Sanierungsaktivität modelliert, um die möglichen Bandbreiten darzustellen. Eine Unterscheidung auf der Ebene der Beheizungsstruktur ist in den Ausprägungen „Electrons“ und „Molecules“ abgebildet.

4.2 Randbedingungen der Pfadausprägungen

4.2.1 Ausprägung: bauliche Sanierungsaktivität

4.2.1.1 More-Ausprägung

In Hinblick auf die baulichen Sanierungsaktivitäten weist die More-Ausprägung eine gegenüber dem Hauptszenario niedrigere Sanierungsrate und eine weniger ambitionierte Modernisierung aus.

Für die More-Ausprägung wird die Sanierungsrate mit 0,05 Prozentpunkten Steigerung pro Jahr auf maximal 1,4 % für alle Gebäudetypen angehoben. Die durchschnittliche Sanierungsrate im Betrachtungszeitraum bis 2045 würde damit bei 1,30 % liegen. Im Vergleich dazu beträgt die Sanierungsrate im Hauptszenario 1,73 %.

Die unterstellte Entwicklung der Sanierungstiefe in der More-Ausprägung im Vergleich zum Hauptszenario stellt folgende Abbildung dar.

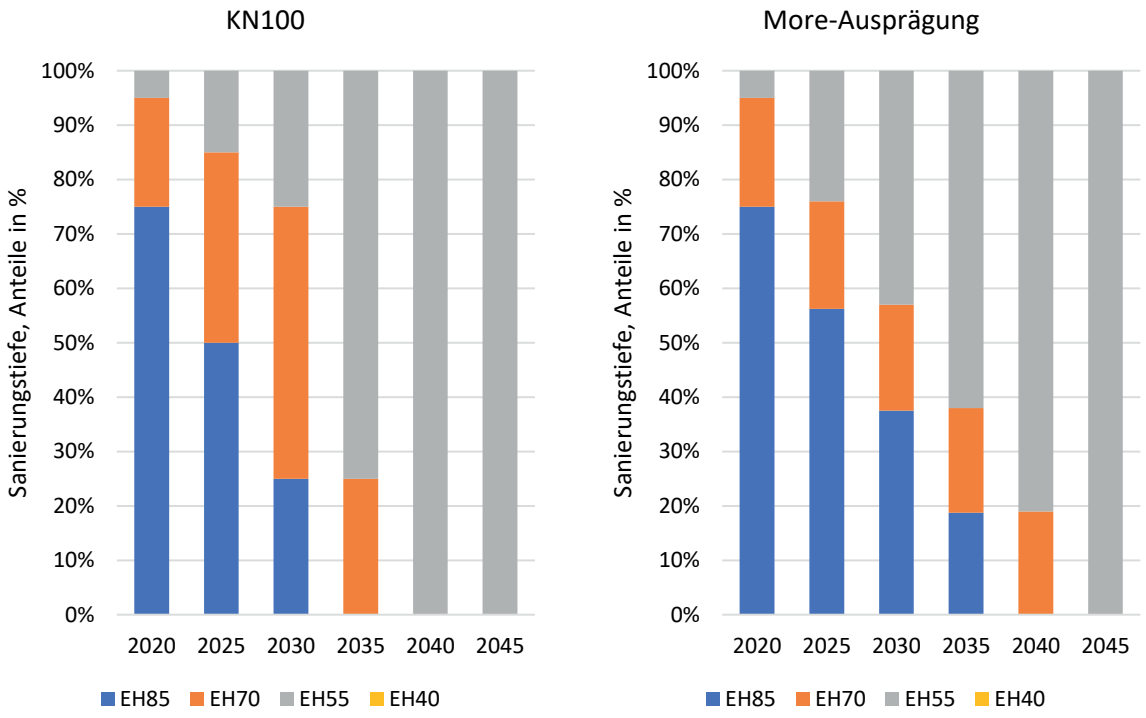


Abbildung 44: Sanierungstiefe – More-Ausprägung im Vergleich zum Hauptszenario

Bedingt durch die unterstellte Entwicklung der Sanierungsrate und -tiefe steigt der Heizwärmebedarf in der More-Ausprägung ggü. dem Hauptszenario und beträgt im Jahr 2045 rund 317 TWh/a. Im Vergleich dazu liegt der Wert im Hauptszenario bei 282 TWh/a.

4.2.1.2 Efficient – Ausprägung

In Hinblick auf die baulichen Sanierungsaktivitäten weist die Efficient-Ausprägung eine gegenüber dem Hauptszenario höhere Sanierungsrate und eine ambitioniertere Modernisierung aus.

Für die Efficient-Ausprägung wird die Sanierungsrate mit 0,15 Prozentpunkten Steigerung pro Jahr auf maximal 2,4 % für alle Gebäudetypen angehoben. Die durchschnittliche Sanierungsrate im Betrachtungszeitraum bis 2045 würde damit bei 2,16 % liegen. Im Vergleich dazu beträgt die Sanierungsrate im Hauptszenario 1,73 %.

Die unterstellte Entwicklung der Sanierungstiefe in der Efficient-Ausprägung im Vergleich zum Hauptszenario stellt folgende Abbildung dar.

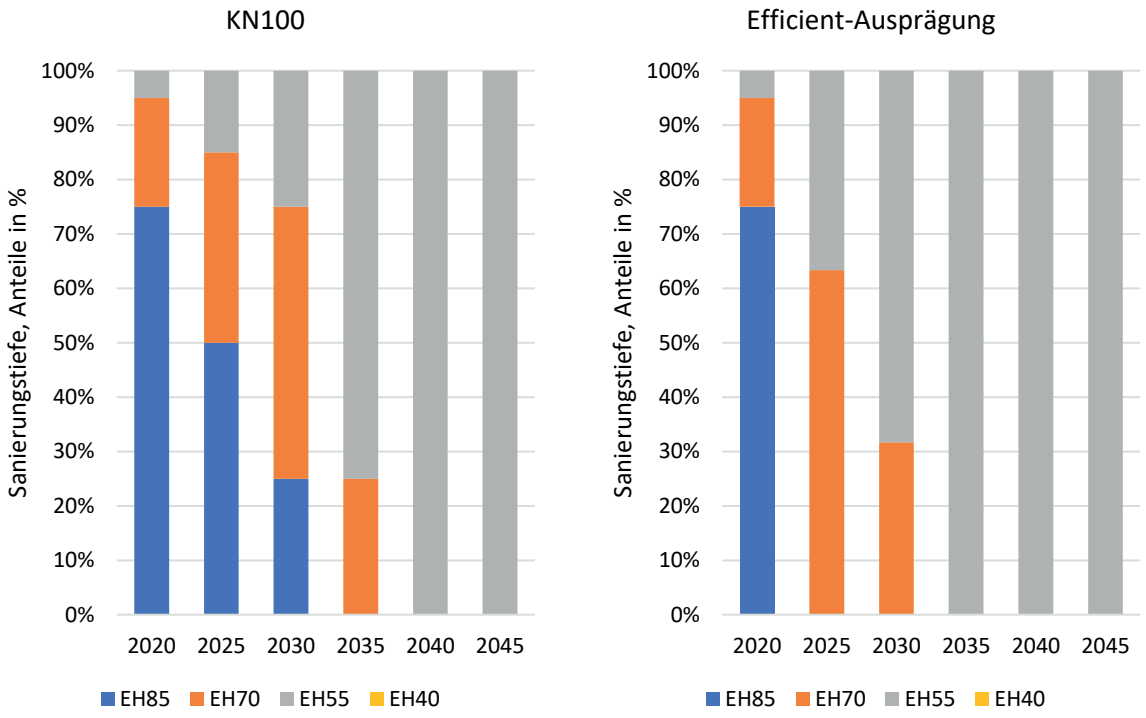


Abbildung 45: Sanierungstiefe – Efficient-Ausprägung im Vergleich zum Hauptszenario

Bedingt durch die unterstellte Entwicklung der Sanierungsrate und -tiefe sinkt der Heizwärmebedarf in der Efficient-Ausprägung ggü. dem Hauptszenario und beträgt im Jahr 2045 rund 242 TWh/a.

4.2.2 Ausprägung: Beheizungsstruktur

4.2.2.1 Electrons – Ausprägung

Die Electrons-Ausprägung in Hinblick auf die resultierende Beheizungsstruktur berücksichtigt einen gegenüber dem Hauptszenario höheren Zubau an elektrischen Wärmepumpen und gleichzeitig einen weiteren Rückgang der mit flüssigen und gasförmigen Energieträgern beheizten Gebäude. Die in den Wohngebäuden im Zeitraum bis 2045 resultierende Beheizungsstruktur für die Electrons-Ausprägung stellt folgende Abbildung dar. Dabei geht die Anzahl der mit gasförmigen Energieträgern beheizten Wohngebäude von 10,65 Mio. im Jahr 2020 auf 6,1 Mio. im Jahr 2045 zurück. Die Anzahl der mit flüssigen Energieträgern versorgten Gebäude verringert sich von 5,5 Mio. auf 0,7 Mio. im Jahr 2045. 2030 werden rund 4,8 Mio. Wohngebäude mit Wärmepumpen beheizt. Bis 2045 erhöht sich der Wert in Wohngebäuden auf ca. 11,3 Mio. Die Differenz zum Hauptszenario stellt Abbildung 47 dar. Da die Hybridgeräte jeweils beiden Energieträgern (Strom und gasförmige oder flüssige Energieträger) zugeordnet werden, kann die absolute Differenz bei den Wärmepumpen geringfügig von der absoluten Differenz der Summe bei den Gas- und Ölheizungen abweichen.

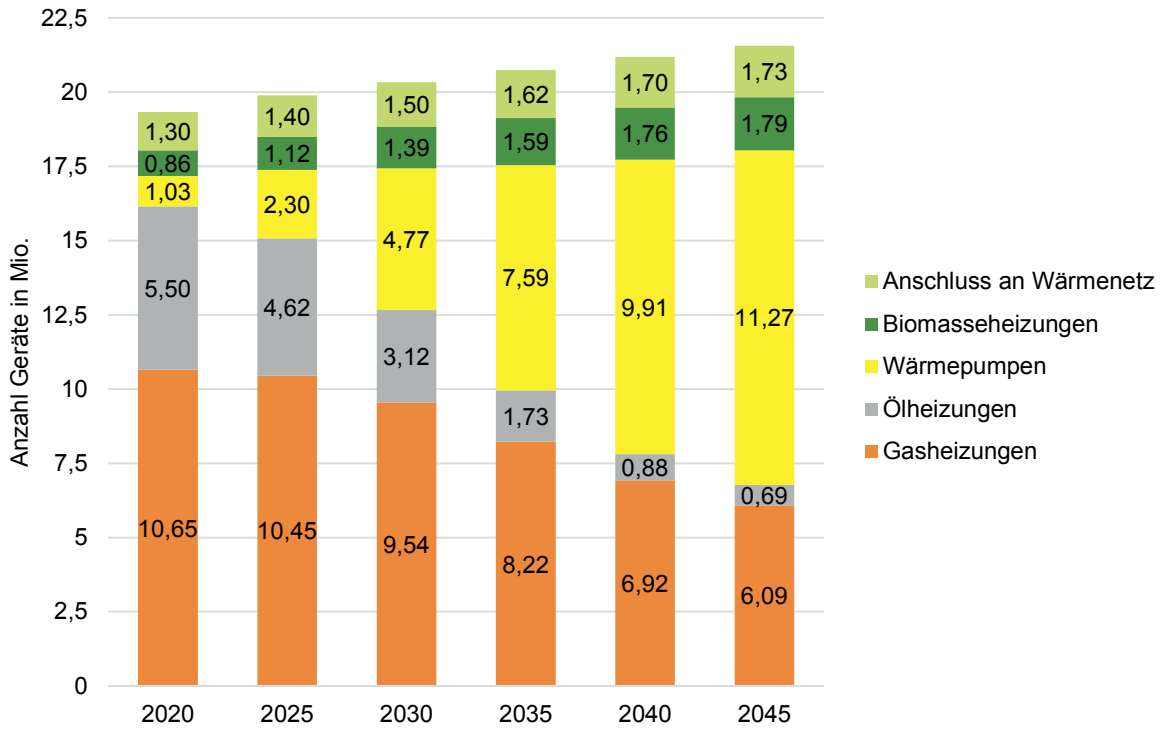


Abbildung 46: Resultierende Beheizungsstruktur nach Hauptwärmeerzeuger/Energieträger im Wohngebäudebereich – Electrons-Ausprägung

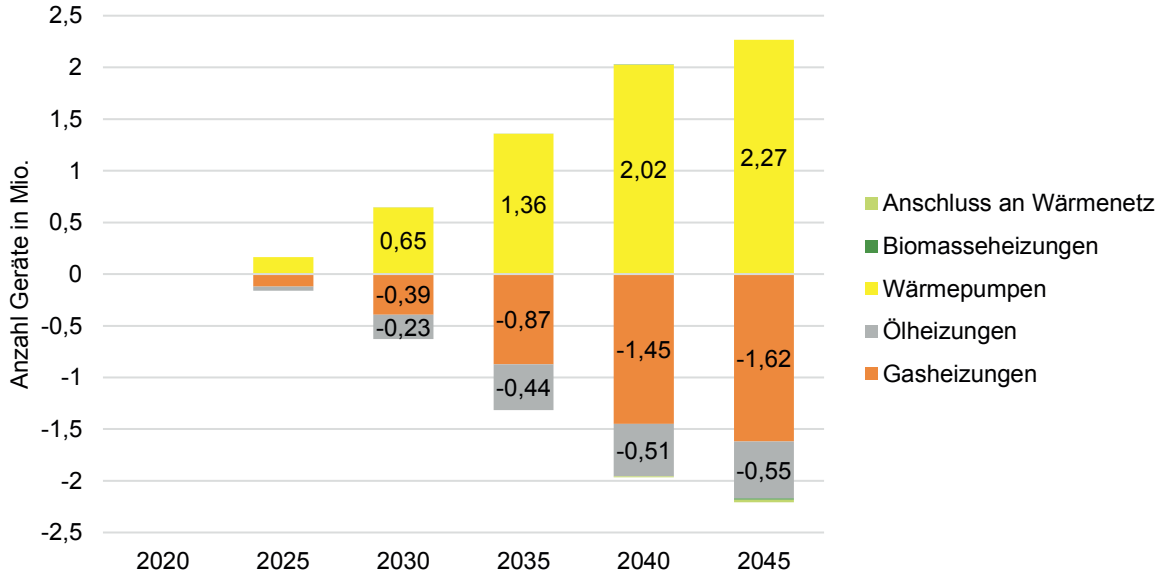


Abbildung 47: Differenz zum Hauptszenario – Electrons-Ausprägung im Wohngebäudebereich

4.2.2.2 Molecules – Ausprägung

Die Molecules-Ausprägung in Hinblick auf die resultierende Beheizungsstruktur berücksichtigt einen gegenüber dem Hauptszenario niedrigeren Zubau an elektrischen Wärmepumpen und gleichzeitig einen geringeren Rückgang der mit flüssigen und gasförmigen Energieträgern beheizten Gebäude. Die in den Wohngebäuden im Zeitraum bis 2045 resultierende Beheizungsstruktur für die Molecules-Ausprägung wird in Abbildung 48 ausgewiesen. Dabei geht die Anzahl der mit gasförmigen Energieträgern beheizten Wohngebäude von 10,65 Mio. im Jahr 2020 auf 9,1 Mio. im Jahr 2045 zurück. Die Anzahl der mit flüssigen Energieträgern versorgten Gebäude verringert sich von 5,5 Mio. auf knapp 2,0 Mio. im Jahr 2045. 2030

werden rund 3,2 Mio. Wohngebäude mit Wärmepumpen beheizt. Bis 2045 erhöht sich der Wert in Wohngebäuden auf ca. 6,8 Mio. Die Differenz zum Hauptszenario stellt Abbildung 47 dar. Da die Hybridgeräte jeweils beiden Energieträgern (Strom und gasförmige oder flüssige Energieträger) zugeordnet werden, kann die absolute Differenz bei den Wärmepumpen geringfügig von der absoluten Differenz der Summe bei den Gas- und Ölheizungen abweichen.

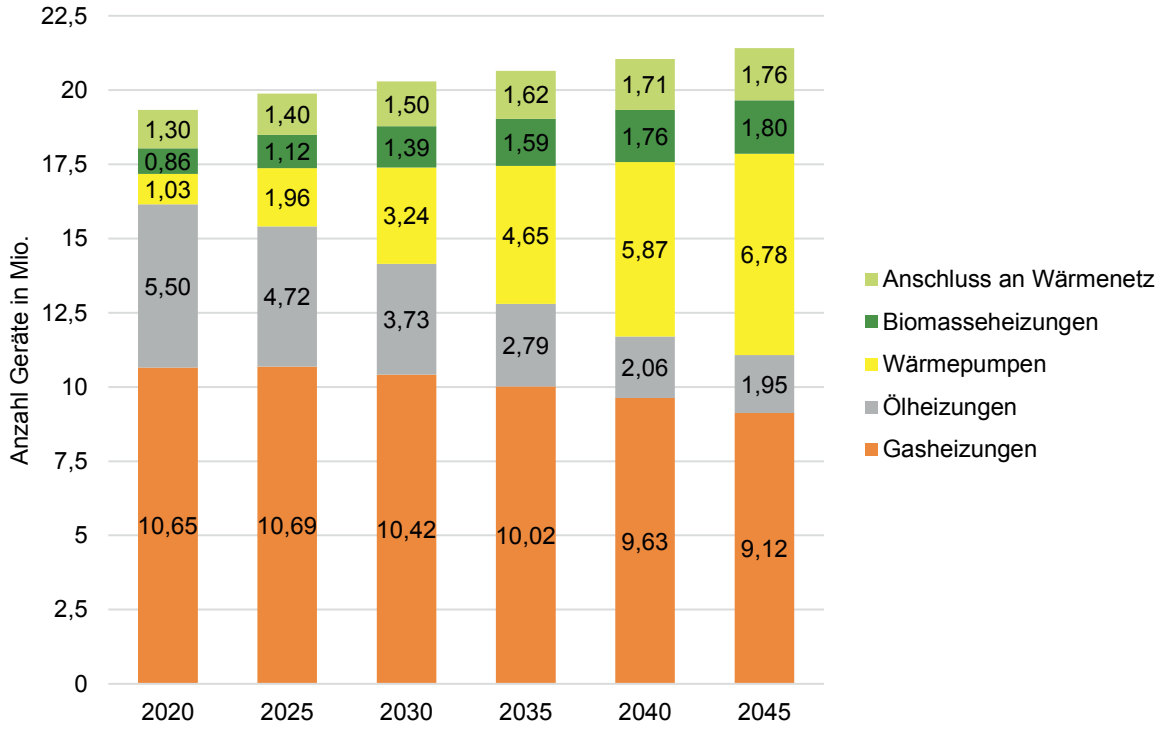


Abbildung 48: Resultierende Beheizungsstruktur nach Hauptwärmeerzeuger/Energieträger im Wohngebäudebereich – Molecules-Ausprägung

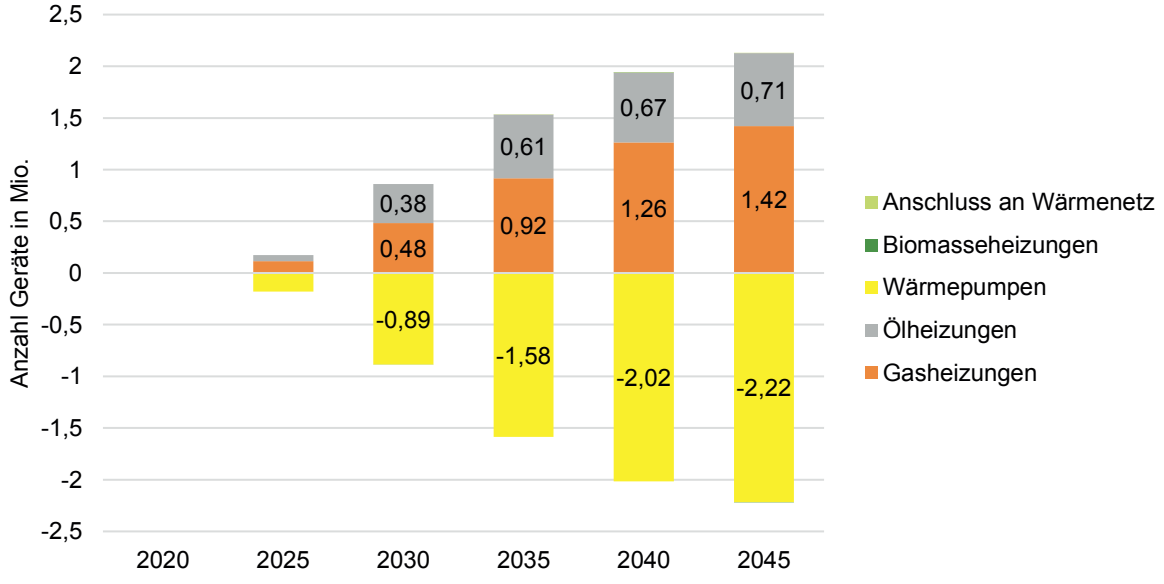


Abbildung 49: Differenz zum Hauptszenario – Molecules-Ausprägung im Wohngebäudebereich

4.2.3 Resultierende Pfadausprägungen

Die Hauptmerkmale der betrachteten Pfadausprägungen stellt folgende Tabelle dar. Für beide Ausprägungen „More“ und „Efficient“ wird jeweils die gleiche Beheizungsstruktur aber

unterschiedliche Sanierungsaktivität modelliert. Eine Unterscheidung auf der Ebene der Beheizungsstruktur ist in den Ausprägungen „Electrons“ und „Molecules“ abgebildet.

Tabelle 11: Hauptmerkmale der betrachteten Pfadausprägungen im Wohngebäudebereich

		More Electrons	Haupt-szenario	More Molecules	Efficient Electrons	Haupt-szenario	Efficient Molecules
Bestand 2045	Wärmepumpen	11,3 Mio.	9,0 Mio.	6,8 Mio.	11,3 Mio.	9,0 Mio.	6,8 Mio.
	Gasheizungen	6,1 Mio.	7,7 Mio.	9,1 Mio.	6,1 Mio.	7,7 Mio.	9,1 Mio.
	Ölheizungen	0,7 Mio.	1,24 Mio.	2,0 Mio.	0,7 Mio.	1,24 Mio.	2,0 Mio.
Heizwärmebedarf in 2045		317 TWh	282 TWh	317 TWh	242 TWh	282 TWh	242 TWh

4.3 Endenergieverbrauch

Die resultierende Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor für die vier Pfadausprägungen im Vergleich zum Hauptszenario verdeutlicht folgende Abbildung. Je nach Pfadausprägung variiert der gesamte Endenergieverbrauch im Jahr 2045 im Bereich zwischen 517 TWh/a und 633 TWh/a. Dabei weisen die Efficient-Ausprägungen einen niedrigeren Endenergieverbrauch als das Hauptszenario auf. Die More-Ausprägungen sind dagegen mit einem höheren Verbrauch verbunden. Abbildung 51 stellt den energieträgerspezifischen Endenergieverbrauch für die Jahre 2030 und 2045 im Vergleich zum Status quo dar.

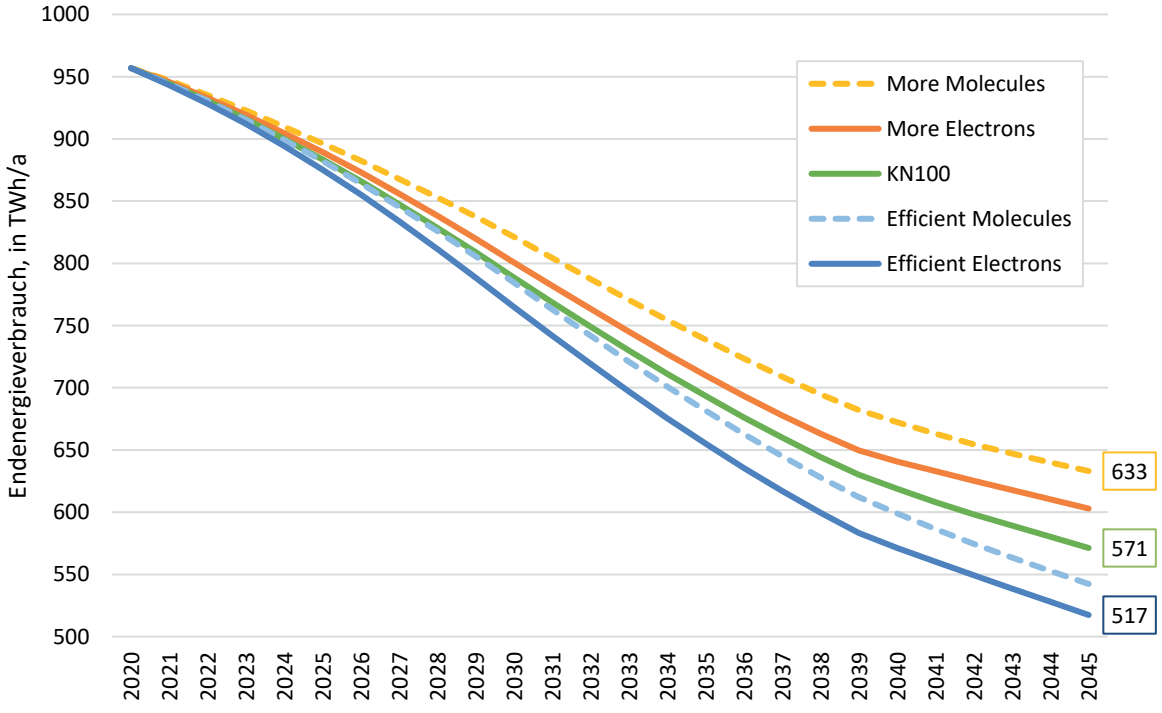


Abbildung 50: Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs der vier Pfadausprägungen im Vergleich zum Hauptszenario

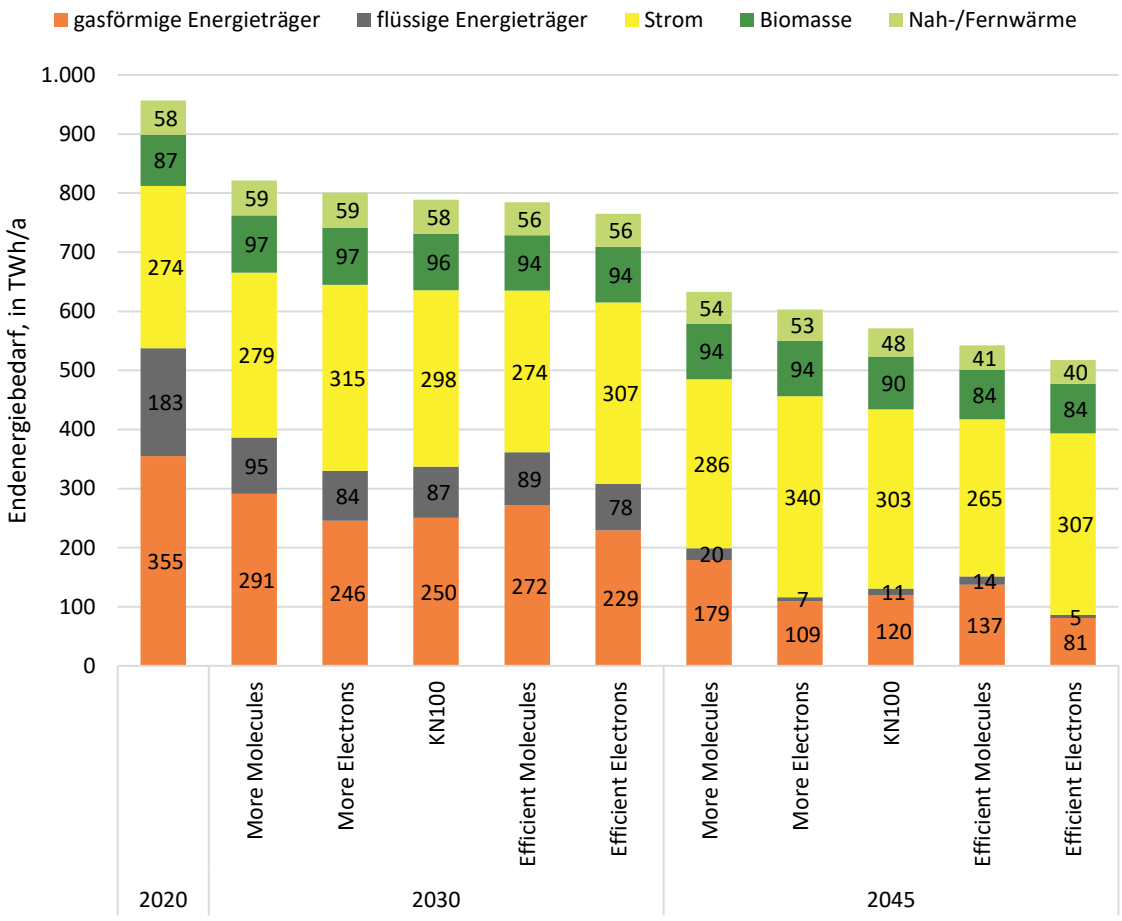


Abbildung 51: Energieträgerspezifischer Endenergieverbrauch der vier Pfadausprägungen im Vergleich zum Hauptszenario

4.4 Bedarf an THG-neutralen Energieträgern

Im Folgenden werden die erforderlichen Mengen an THG-neutralen gasförmigen und flüssigen Energieträgern für die vier Pfadausprägungen im Vergleich zum Hauptszenario abgeschätzt.

Die Berechnungen erfolgen dabei allein aus Sicht des Gebäudesektors, d.h. ohne Berücksichtigung der im Hauptgutachten in der Gesamtschau modellierten Zusammensetzung der gasförmigen und flüssigen Energieträger für den Gebäudesektor. Für das Jahr 2030 wird unterstellt, dass eine anteilig gleichmäßige Aufteilung auf gasförmige und flüssige Energieträger erfolgt und das Sektorziel von 67 Mio. t CO_2-Äq. genau erreicht wird. Unter dieser Annahme beträgt der gesamte Bedarf an THG-neutralen gasförmigen und flüssigen Energieträgern rund 33 TWh/a im Szenario KN100. Für die Pfadausprägungen variiert der Wert zwischen 3 und 81 TWh/a. Dabei resultieren aus den More-Ausprägungen höhere Bedarfe. (vgl. Abbildung 52).

Damit der Gebäudesektor im Jahr 2045 tatsächlich keine THG-Emissionen verursacht, müssten alle eingesetzten Brennstoffe CO_2-neutral sein, im Hauptszenario also rund 131 TWh/a THG-neutrale gasförmige und flüssige Energieträger zum Einsatz kommen. Bei More Molecules würde die erforderliche THG-neutrale Menge an gasförmigen und flüssigen Energieträgern bei 199 TWh/a liegen. Bei der Pfadausprägung Efficient Electrons wären insgesamt 86 TWh/a THG-neutrale gasförmige und flüssige Energieträger erforderlich. (vgl. Abbildung 53)

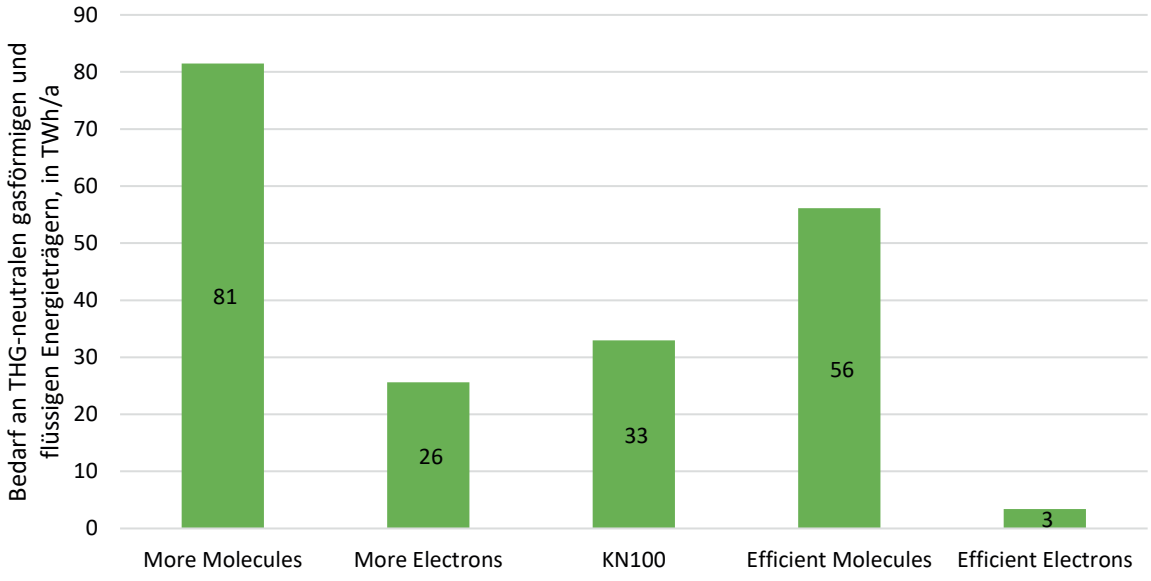


Abbildung 52: Bedarf des Gebäudesektors an THG-neutralen gasförmigen und flüssigen Energieträgern zur Zielerreichung im Jahr 2030

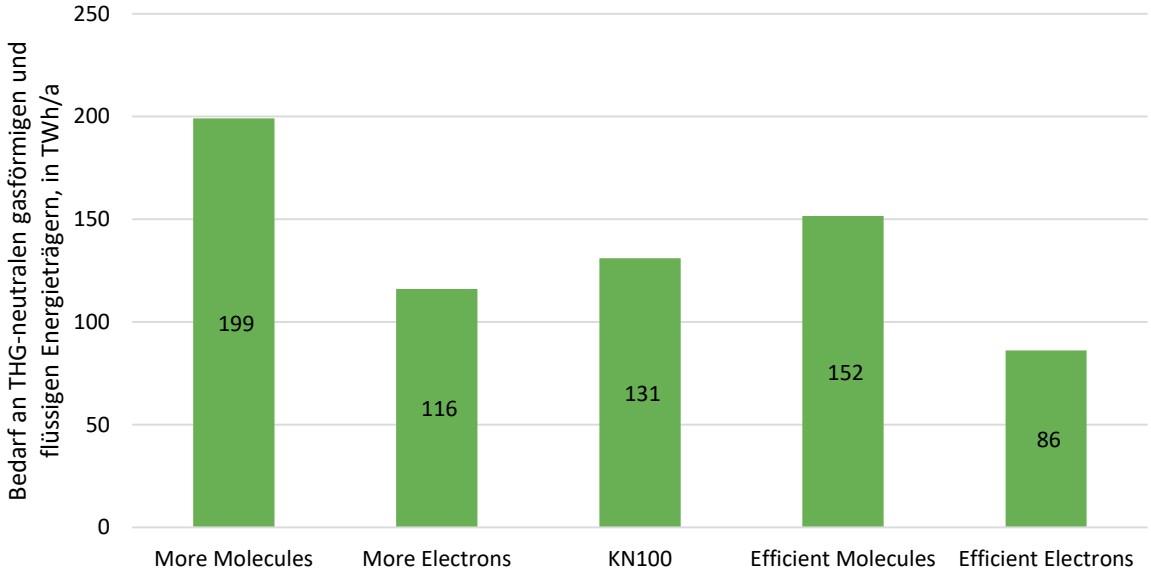


Abbildung 53: Bedarf des Gebäudesektors an THG-neutralen gasförmigen und flüssigen Energieträgern zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045

Die hier abgeschätzten Zahlen weichen von denen im Hauptgutachten ab. In der Modellierung im Hauptgutachten werden unter Berücksichtigung aller Verbrauchssektoren und der Energiebereitstellung sowohl für 2030 als auch für 2045 andere Zusammensetzungen der gasförmigen und flüssigen Energieträger für den Gebäudesektor bestimmt.

4.5 Kosten

4.5.1 Investitionskosten

Abbildung 54 stellt die kumulierten Investitionskosten der vier Pfadausprägungen im Vergleich zu den Kosten des Hauptszenarios dar. Die ausgewiesenen Investitionskosten berücksichtigen alle in dem Betrachtungszeitraum bis 2045 getätigten Investitionen im Bereich

der Gebäudehülle sowie der Anlagentechnik, darunter auch Ersatzinvestitionen und Kosten für PV-Anlagen. Sie entsprechen den Brutto-Vollkosten.

Die entsprechend der Methodik zur Aufteilung der Volkosten in Sowieso- und energiebedingte Kosten für den baulichen Wärmeschutz und TGA resultierenden energiebedingten Kosten werden in Abbildung 55 ausgewiesen. Je nach Pfadausprägung variieren die energiebedingten Investitionskosten im Jahr 2045 im Bereich zwischen 839 Mrd. € und 1.068 Mrd. €. Dabei sind die Efficient-Ausprägungen mit einem höheren Investitionsvolumen als das Hauptszenario verbunden. Die More-Ausprägungen weisen dagegen niedrigere energiebedingte Investitionskosten aus.

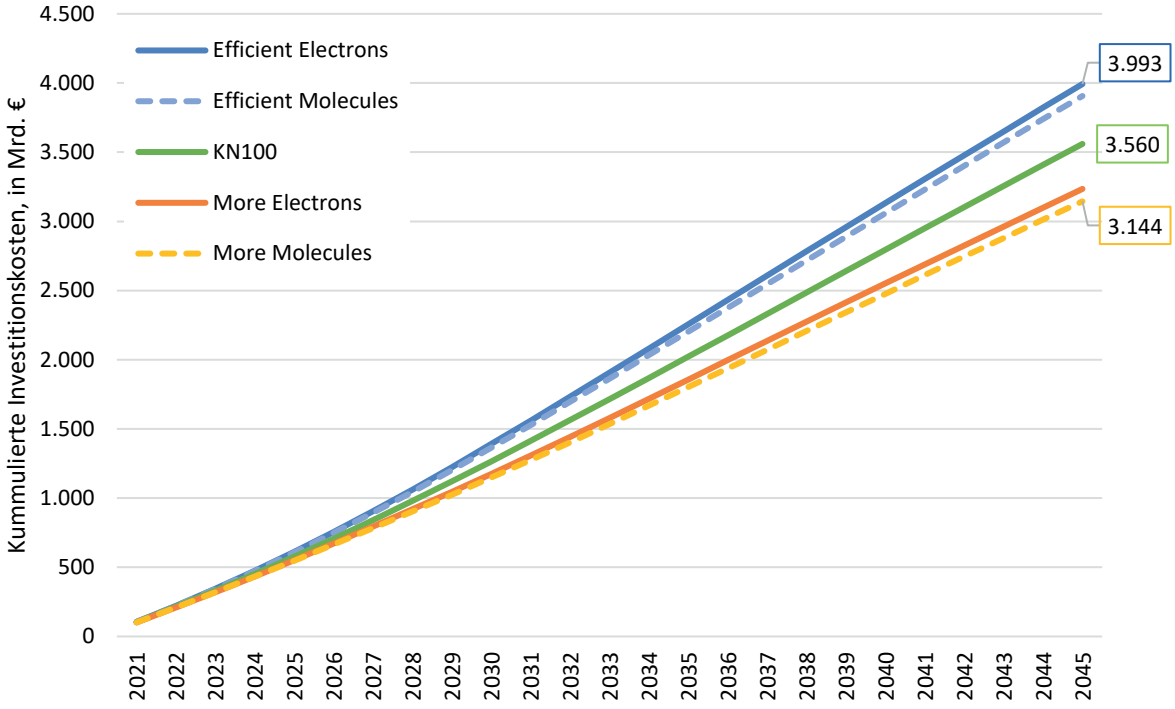


Abbildung 54: Kumulierte Investitionskosten der vier Pfadausprägungen im Vergleich zum Hauptszenario

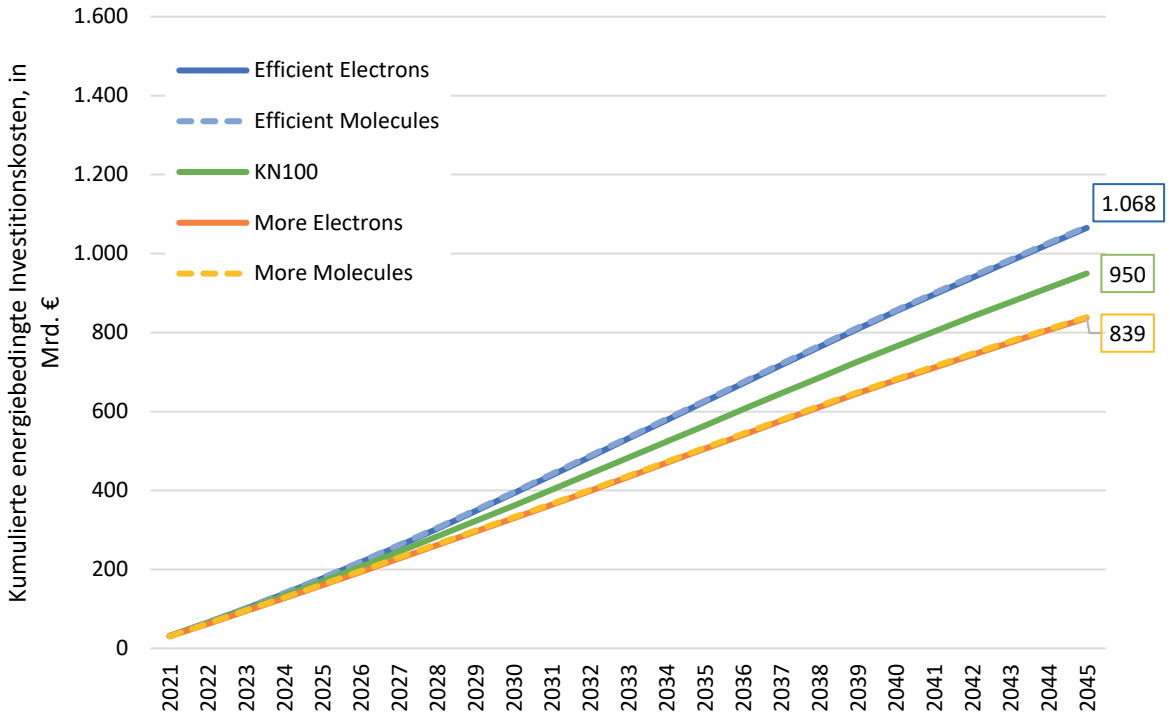


Abbildung 55: Kumulierte energiebedingte Investitionskosten für den baulichen Wärmeschutz und TGA (ohne PV) für die vier Pfadausprägungen im Vergleich zum Hauptszenario

Eine Aussage zu den Auswirkungen auf das Gesamtsystem kann jedoch ausschließlich anhand der Investitionskosten nicht abgeleitet werden.

4.5.2 Gesamtkosten aus Endkundensicht – Beispiel Wohngebäude

Für die Wirtschaftlichkeitsüberlegungen aus der Endkundenperspektive spielen neben den Investitionskosten die zu erwarteten Energiekosten eine zentrale Rolle. Eine Abschätzung der zukünftigen Energiepreise aus Endkundensicht sieht das übergeordnete Studiendesign der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität nicht vor. Die Berechnung der Gesamtkosten wird daher im Rahmen der vorliegenden Ausarbeitung unter Berücksichtigung exogen abgestimmter Preisentwicklungen (s. Tabelle 12) sowie der in Tabelle 13 ausgewiesenen CO_2-Bepreisung[6] durchgeführt. Dabei werden sowohl für das Hauptszenario als auch für die vier Pfadausprägungen die gleichen Energiepreise unterstellt[7].

[6] Entspricht den zugrunde gelegten Randbedingungen für BMI-Studie „Instrumentenset zur Erreichung der Klimaschutzziele 2030 im Gebäudesektor“ aufbauend auf Randbedingungen der BMWi-Studie „Analyse von spezifischen Dekarbonisierungsoptionen zur Erreichung der Energie- und Klimaziele 2030 und 2050 bei unterschiedlichen Wohn- und Nichtwohngebäudetypologien“

[7] Endkundenpreise für Energieträger wurden im Rahmen der Untersuchung nicht ermittelt. Ein möglicher Einfluss der Pfadausprägungen auf die Energiepreise bleibt so unberücksichtigt.

Tabelle 12: Angenommene Entwicklung der Energiepreise – ohne Berücksichtigung der CO_2-Bepreisung bei flüssigen und gasförmigen Energieträgern

	Energiepreise, in ct/kWh (brutto)					
	2021	2025	2030	2035	2040	2045
Gasförmige Energieträger	6,3	7,7	9,6	10,4	10,6	10,8
Flüssige Energieträger	6,1	7,5	9,2	9,6	9,9	10,1
Strom, Wärmepumpentarif	23,3	24,6	22,9	22,0	22,8	23,7
Holz	4,8	6,4	8,6	8,7	8,9	9,2
Nah-/Fernwärme	9,4	11,1	12,0	12,6	13,3	14,0
Strom, Normaltarif	31,0	32,8	30,6	29,3	30,3	31,7

Tabelle 13: Angenommene Entwicklung der CO_2-Bepreisung

	CO_2-Bepreisung, in €/t CO_2-Äq.					
	2021	2025	2030	2035	2040	2045
netto	25,0	55,0	125,0	200,0	275,0	275,0
brutto	29,8	65,5	148,8	238,0	327,3	327,3

Die Berechnung der Kapitalkosten erfolgt unter Berücksichtigung folgender Annahmen:

- Rechnerische Nutzungsdauer
  - Gebäudehülle: 40 Jahre
  - Anlagentechnik/TGA: 20 Jahre
  - PV-Anlage: 25 Jahre
- Zinssatz: 2 %

Bei der Berechnung der Energiekosten wird der vermiedene Netzbezug durch die Nutzung des selbst erzeugten PV-Stroms berücksichtigt.

Die resultierenden Gesamtkosten unter Berücksichtigung der gesamten Investitionskosten (Sowieso-Kosten und energiebedingte Investitionskosten) für die vier betrachteten Pfadausprägungen im Vergleich zum Hauptszenario (KN100) stellt folgende Abbildung dar. Die ausgewiesenen Gesamtkosten für Wohngebäude berücksichtigen Kapitalkosten, Energiekosten und laufende Betriebskosten. Die Kapitalkosten werden für alle in dem Betrachtungszeitraum bis 2045 getätigten Investitionen im Bereich der Gebäudehülle sowie der Anlagentechnik, darunter auch Ersatzinvestitionen und Kosten für PV-Anlagen berechnet. Unter Berücksichtigung der gesamten Investitionskosten und der angenommenen Energiepreisentwicklung liegen die bis 2045 kumulierten Gesamtkosten der vier Pfadausprägungen und des Hauptszenarios nahezu auf einem vergleichbaren Niveau. Die errechnete Differenz zwischen dem Hauptszenario und den Pfadausprägungen liegt im Bereich +/- 2 % bezogen auf die Gesamtkosten des Hauptszenarios in Höhe von rund 3.800 Mrd. €. In Abbildung 57 werden die kumulierten Gesamtkosten im Jahr 2045 aufgeteilt in Kapitalkosten (Sowieso und energiebedingt), laufende Kosten und Energiekosten detailliert dargestellt. Den niedrigeren Kapitalkosten der More-Ausprägungen stehen höhere Energiekosten als im Hauptszenario entgegen. Die Efficient-Ausprägungen sind dagegen mit höheren Kapitalkosten verbunden. Diese wiederum werden teilweise durch die zu erwarteten niedrigeren Energiekosten kompensiert.

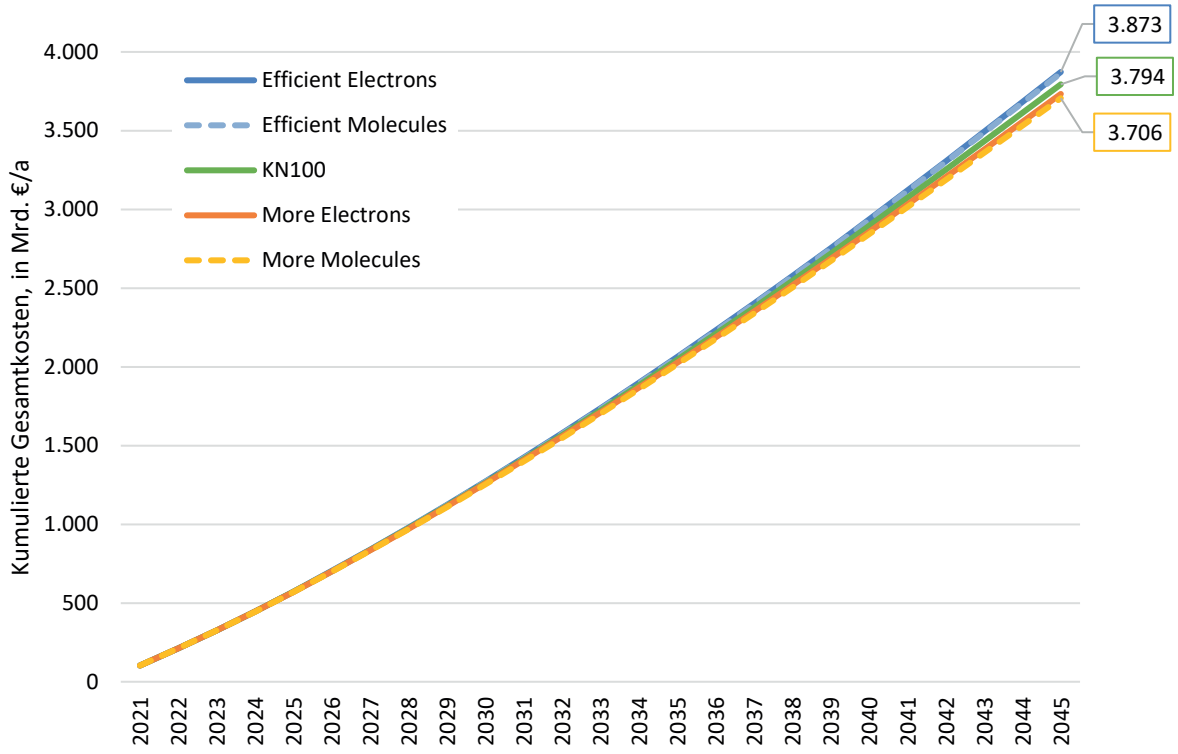


Abbildung 56: Kumulierte Gesamtkosten (Kapital-, Energie- und Betriebskosten) unter Berücksichtigung der gesamten Investitionskosten

Werden bei der Berechnung der Gesamtkosten aus Endkundensicht nur die energiebedingten Investitionskosten berücksichtigt, verringern sich die kumulierten Gesamtkosten auf rund 3.000 Mrd. € bis zum Jahr 2045 (vgl. Abbildung 58). Die errechnete Differenz zwischen dem Hauptszenario und den Pfadausprägungen liegt im Bereich -1,1 % bis +0,6 % bezogen auf die Gesamtkosten des Hauptszenarios, die Unterschiede sind vergleichsweise gering. Wenn man die Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung vor allem der Energiepreise, aber auch der Investitionskosten einbezieht, so lassen die relativ geringen Unterschiede zwischen den Pfadausprägungen keine wirtschaftlich eindeutig vorteilhafte Variante erkennen. Angesichts der drängenden Notwendigkeit zur Verringerung der THG-Emissionen ist es daher erforderlich, alle realisierbaren THG-Einsparmöglichkeiten zu adressieren.

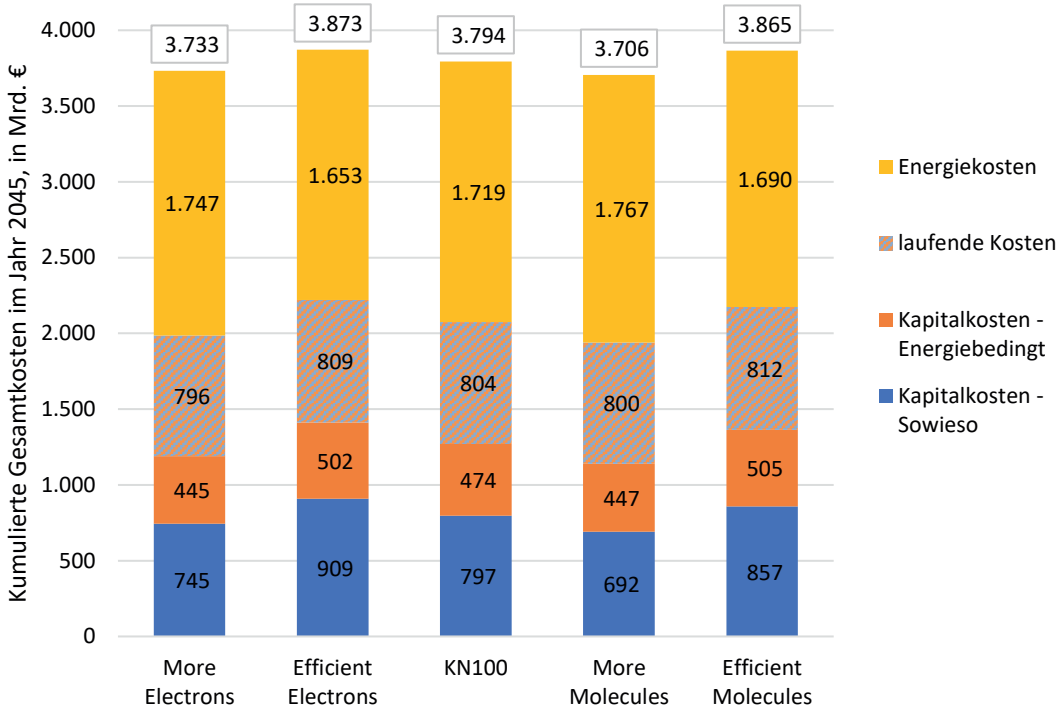


Abbildung 57: Kumulierte Gesamtkosten bis zum Jahr 2045 unter Berücksichtigung der gesamten Investitionskosten

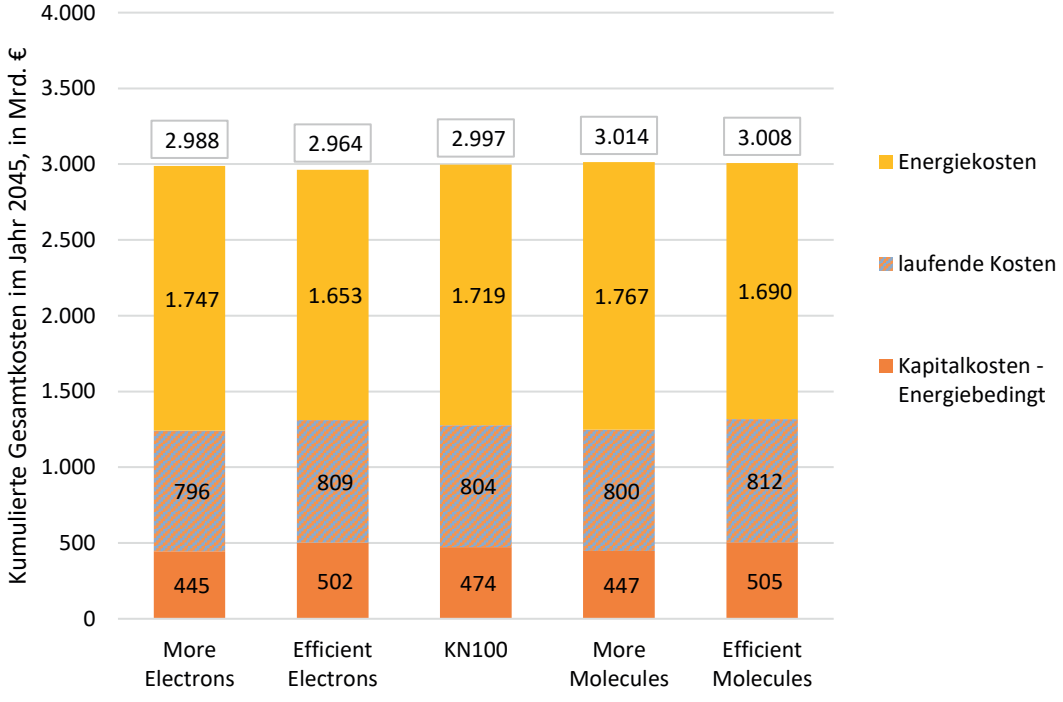


Abbildung 58: Kumulierte Gesamtkosten bis zum Jahr 2045 unter Berücksichtigung der energiebedingten Investitionskosten

5 Zusammenfassung

Der vorliegende Gutachterbericht beschreibt die Randbedingungen und Ergebnisse der Modellierung des Gebäudesektors innerhalb der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität ausgehend vom Jahr 2020. Entsprechend dem im novellierten Klimaschutzgesetz für das Jahr 2045 definierten Ziel der Klimaneutralität liegt der Schwerpunkt der Bewertung und Auswertung des Entwicklungspfades für den Gebäudesektor im Zeitraum bis zum Jahr 2045. Für die Gesamtstudie werden darüber hinaus auch Zahlen bis 2050 bereitgestellt.

Ausgangsbasis der Überlegungen ist der Status Quo des Gebäudebestands und Neubaus bezüglich des baulichen Wärmeschutzes und der Anlagentechnik. Unter Berücksichtigung der Vorgaben des novellierten Klimaschutzgesetzes 2021 wird mit dem Hauptszenario KN100 ein Weg modelliert, mit dem die Klimaziele 2030 und 2045 erreicht werden können. Zu den modellierten Entwicklungen haben intensive Diskussionen und Abstimmungen mit den Projektpartnern, dem Projekt-Begleitkreis und dem Beirat stattgefunden, die letztendlich gewählten Parameter sind jedoch von den Gutachtern festgelegt worden. Die unterstellten Entwicklungen sind in allen drei Hauptbereichen – Gebäudehülle, Anlagentechnik, Energieträger-bereitstellung - anspruchsvoll und ambitioniert, werden jedoch als grundsätzlich realisierbar angesehen, wenn der Klimaschutz in der Gesamtgesellschaft mit der erforderlichen Priorität vorangetrieben wird.

Als Hauptergebnisse der Modellierung werden für das Szenario KN100 die Endenergieverbräuche, die Kosten und die Entwicklungen im Bereich der Anlagentechnik und der Gebäudehülle ausgewiesen. Die Betrachtungen für den Gebäudesektor sind Bestandteil der Modellierungen für das Gesamtsystem, so dass sichergestellt ist, dass die erforderlichen Energieträger einschließlich der THG-neutralen gasförmigen und flüssigen Anteile für den Gebäudesektor im zeitlichen Verlauf im Rahmen der Modellierung verfügbar sind.

Zusätzlich werden 4 Pfadausprägungen betrachtet, die gegenüber dem Hauptszenario folgende wesentliche Änderungen beinhalten:

- Efficient Electrons: besserer baulicher Wärmeschutz, mehr Wärmepumpen
- Efficient Molecules: besserer baulicher Wärmeschutz, mehr Brennwertheizungen
- More Electrons: weniger baulicher Wärmeschutz, mehr Wärmepumpen
- More Molecules: weniger baulicher Wärmeschutz, mehr Brennwertheizungen

Die Pfadausprägungen werden aus Sicht der Gebäude vollständig modelliert, so werden u.a. die Investitionskosten ausgewiesen. Eine Auswertung der Gesamtkosten für den Gebäudesektor zeigt unter der Annahme gleicher Energiepreise geringe Unterschiede zwischen dem Hauptszenario und den Pfadausprägungen. Eine wirtschaftlich eindeutig vorteilhafte Variante ist nicht erkennbar. Angesichts der drängenden Notwendigkeit zur Verringerung der THG-Emissionen ist es daher erforderlich, alle realisierbaren THG-Einsparmöglichkeiten zu adressieren.

Eine umfassende Einordnung der Pfadausprägungen in das Gesamtsystem kann nicht erfolgen, da beispielsweise keine separate Modellierung der Auswirkungen auf den Netzausbau erfolgt und die Deckung zusätzlicher Energieträgerbedarfe überwiegend durch Importe abgebildet wird. Auswirkungen auf die Gesamtkosten können damit nicht beziffert werden.

6 Exkurs zur Definition von Sanierungsraten

Die energetische Sanierungsrate liegt seit Jahren verhältnismäßig konstant bei ca. 1 %. Seit Jahrzehnten wird davon gesprochen, dass die Sanierungsrate von Gebäuden zum Erreichen der politischen Ziele erhöht werden muss – allerdings ohne diese näher zu definieren.

Im Allgemeinen versteht man unter der Sanierungsrate das Verhältnis der in einem Betrachtungszeitraum sanierten Bauteile, Gebäude, Wohnungen oder Wohnfläche zur Gesamtzahl.

Zähler	Sanierte Bauteilflächen umfassend sanierte Gebäude Vollsanierungsäquivalent sanierte Wohnungen sanierte Wohnfläche sanierte Nutzfläche		
Nenner	Gebäude Wohnungen Wohnfläche Nutzfläche	Gesamtzahl Potential	Fester Zeitpunkt (t=0) Betrachtungszeitraum

Beispiele möglicher Definitionen von Zähler und Nenner bei der „Sanierungsrate“

Im Rahmen der vorliegenden Studie (dLS 2) wird die **Sanierungsrate**, analog zur Vorgängerstudie dLS 1, definiert als die Anzahl der sanierten Gebäude im Verhältnis zum „Gesamtausgangsbestand“. Andere Studien verwenden auch die Anzahl der sanierten Wohnungen oder der sanierten Fläche und beziehen sich dabei auch auf den sich fortschreibenden Gebäudebestand oder auf das Potential der sanierungsfähigen Gebäude.

Unter „**sanierten Gebäuden**“ versteht die dLS 2 die vollständig sanierten Gebäude mit einer definierten Sanierungstiefe. Dabei wird die Tatsache, dass in der Regel in Einzelmaßnahmen und Schritten saniert wird, durch das sog. Vollsanierungsäquivalent beschrieben.

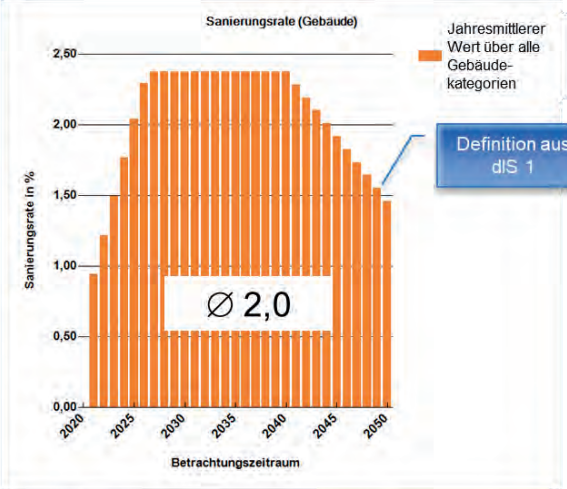
Der **Gesamtausgangsbestand** beschreibt die Anzahl der Gebäude zum Ausgangszeitpunkt der Studie (2020). Der jährliche Gebäudebestand nimmt durch Zubau und Abriss zu. Das bedeutet, dass bei gleichbleibender Anzahl jährlich sanierter Gebäude, die Sanierungsrate, wenn man sie im Bezug zum jährlichen Gebäudebestand definiert, abnehmen würde, solange der Neubau den Abriss übersteigt.

Unter Sanierungstiefe versteht man die energetische Qualität der vollsanierten thermischen Gebäudehülle, sie wird in Analogie zu der Definition der Effizienzhäuser nach KfW / BEG verwendet.

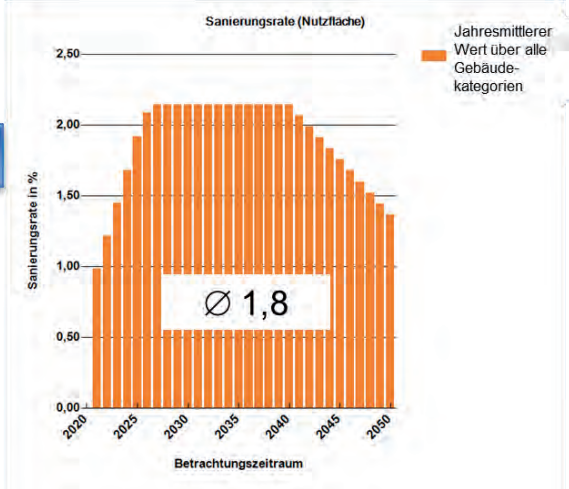
Folgende Darstellung verdeutlicht noch einmal exemplarisch diese unterschiedlichen Betrachtungsweisen. Dabei bleiben die im jeweiligen Jahr sanierten Wohneinheiten immer gleich, nur der Zeitbezug und der Gebäudebezug (Anzahl bzw. Nutzfläche) variieren.

Sanierungsrate bezogen auf Gebäudebestand im Jahr 2020

Gebäude

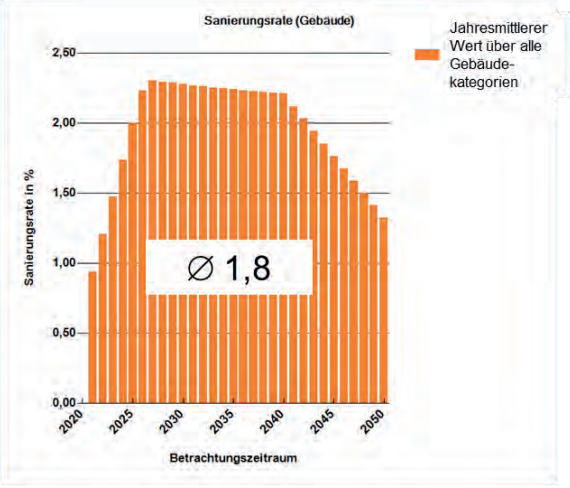


Nutzfläche

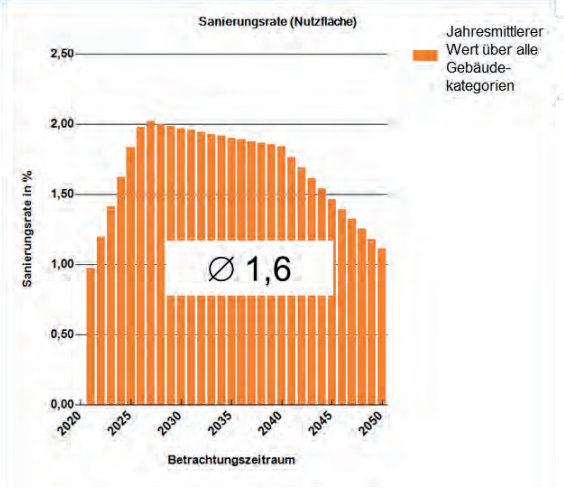


Sanierungsrate bezogen auf Gebäudebestand im jeweiligen Jahr

Gebäude



Nutzfläche



7 Literaturverzeichnis

[AGEB, 2020] Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland, Daten für die Jahre von 1990 bis 2019, Hrsg.: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 2020

[BBSR, 2019] Berücksichtigung des Nutzerverhaltens bei energetischen Verbesserungen, BBSR-Online-Publikation Nr. 04/2019, Bonn, 2019

[BDEW, 2021] BDEW Bundesverband der Energie - und Wasserwirtschaft e.V.: Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland seit 1995, Stand 01/2021, Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau: 10-Jahre-Rückblick bis heute, Stand 09/2021

[BDH, 2020] BDH Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie: Gesamtbestand zentraler Wärmeerzeuger 2019

[BDH, 2021a] BDH Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie: Gesamtbestand zentraler Wärmeerzeuger 2020

[BDH, 2021b] BDH Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie: Marktentwicklung Wärmeerzeuger Deutschland 2011–2020

[BMVBS, 2013] Systematische Datenanalyse im Bereich der Nichtwohngebäude – Erfassung und Quantifizierung von Energieeinspar- und CO_2-Minderungspotenzialen. Auf Basis von Hausumringinformationen, BMVBS-Online-Publikation 27/2013

[dena, 2016] Der dena-Gebäudereport 2016 - Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand, Hrsg.: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2016

[dena, 2018] dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050; Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen (dena), Teil B: Gutachterbericht (ewi Energy Research & Scenarios gGmbH), Hrsg.: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2018

[dena, 2019] Vorbereitende Untersuchungen zur Erarbeitung einer Langfristigen Renovierungsstrategie nach Art 2a der EU-Gebäuderichtlinie RL 2018/844 (EPBD) - Ergänzung zum Endbericht – 16.09.2019, dena unter Mitwirkung von ifeu, Prognos, Navigant, Öko-Institut und Adelphi im Aufrag BMWi, Abteilung II, Referat C1

[destatis, 2012] Mikrozensus - Zusatzerhebung 2010, Bestand und Struktur der Wohneinheiten, Wohnsituation der Haushalte - Fachserie 5 Heft 1 Hrsg.: Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, 2012

[destatis, 2019] Statistisches Jahrbuch Deutschland 2019, 1., Auflage, Hrsg.: Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, 2019

[Destatis, 2020]	Statistisches Bundesamt, Fachserie 5 Reihe 1, Bautätigkeit und Wohnungen, Bautätigkeit 2019, Wiesbaden, 2020
[destatis, 2021]	Gebäude und Wohnungen - Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden, Bauabgang von Wohnungen und Wohngebäuden, Lange Reihen ab 1969 – 2020, Hrsg: Statistisches Bundesamt, 2021
[Diefenbach et al., 2011]	N. Diefenbach, H. Cischinsky, M. Rodenfels, K.-D. Clausnitzer: Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäude-bestand (Forschungsinitiative Zukunft Bau, 2795), Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, 2011
[EWI-Gutachterbericht, 2021]	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems, Hrsg.: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2021
[KSG 2019]	Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513)
[KSG 2021]	Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905)
[Loga et al., 2011]	T. Loga, N. Diefenbach, R. Born: Deutsche Gebäudetypologie: beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energie-effizienz von typischen Wohngebäuden; erarbeitet im Rahmen des EU-Projekts TABULA "Typology Approach for Building Stock Energy Assessment"; IWU, Darmstadt, 2011
[Oschatz, 2009]	B. Oschatz: Erarbeitung eines Leitfadens zum Abgleich Energiebedarf – Energieverbrauch (Forschungsinitiative Zukunft Bau, 2737); ITG Dresden unter Mitwirkung von IWU Darmstadt, FH Braunschweig/Wolfenbüttel, Schiller Engineering, W. Reiners, Fraunhofer IBP, Ages, IBUS Berlin; Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, 2009
[Walberg et al., 2011]	D. Walberg, A. Holz, T. Gniechwitz, T. Schulze: Wohnungsbau in Deutschland - 2011 - Modernisierung oder Bestandsersatz, Studie zum Zustand und der Zukunftsfähigkeit des deutschen "Kleinen Wohnungsbaus"
[Walberg et al., 2016]	D. Walberg, M. Neitzel, S. Austrup, W. Gottschalk, T. Gniechwitz: Instrumentenkasten für wichtige Handlungsfelder der Wohnungsbaupolitik, Bauforschungsbericht Nr. 70, Hrsg.: Arbeitsgemeinschaft für Zeitgemäßes Bauen
[Zensus]	Zensus 2011: Gebäude- und Wohnungsbestand in Deutschland, Erste Ergebnisse der Gebäude- und Wohnungszählung 2011, Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2014

8 Abkürzungsverzeichnis

BW	Brennwertkessel
DHH	Doppelhaushälfte
DLE	Elektro-Durchlauferhitzer
dLS	dena-Leitstudie
EFH	Einfamilienhaus
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
gMFH	großes Mehrfamilienhaus
KSG	Klimaschutzgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
L/W-EWP	Luft/Wasser-Elektrowärmepumpe
MFH	Mehrfamilienhaus (klein bis mittel)
NAPE	Nationale Aktionsplan Energieeffizienz
NT	Niedertemperaturkessel
PE	Primärenergie
PEF	Primärenergiefaktor
PEV	Primärenergieverbrauch
PV	Photovoltaik
RH	Reihenhaus
S/W-EWP	Sole/Wasser-Elektrowärmepumpe
sol. TWE	solare Trinkwassererwärmung
sol. TWE/H	solare Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung
TGA	Technische Gebäudeausrüstung
THG	Treibhausgas-(Emissionen)
WP	Wärmepumpe
ZFH	Zweifamilienhaus

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Darstellung des Detaillierungsgrades des Gebäudemodells 5
Abbildung 2: Schematische Darstellung des Detaillierungsgrades des Anlagenmodells..... 6
Abbildung 3: Hauptsächliche Einflussgrößen und Ergebnisse aus dem Gebäude- und Anlagenmodell..... 7
Abbildung 4: Modellierungsansatz für Nichtwohngebäude..... 9
Abbildung 5: Modellierung des Gebäudesektors im Kontext der Gesamtstudie 10
Abbildung 6: Energetischer Zustand des Wohngebäudebestands im Jahr 2020 verteilt nach Altersklassen.....11
Abbildung 7: Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes, Datenquelle: [BDEW, 2021] 12
Abbildung 8: Gesamtbestand zentraler Wärmeerzeuger 2020, Datenquelle: [BDH, 2021a]..13
Abbildung 9: Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau, Datenquelle: [BDEW, 2021] 13
Abbildung 10: Beheizungsstruktur des Wohngebäudebestandes im Status quo 2020.....14
Abbildung 11: Beheizungsstruktur der neu gebauten Wohngebäude im Status quo 2020 15
Abbildung 12: Maßnahmen zur Erreichung der Klimaneutralität im Gebäudesektor 16
Abbildung 13: Entwicklung des jährlichen Neubauvolumens (Wohnungseinheiten).....18
Abbildung 14: Entwicklung der jährlichen Abrissrate incl. Bestandsersatz (Wohnungseinheiten) 19
Abbildung 15: Bevölkerungsentwicklung und Entwicklung der spezifischen Wohnfläche, informativ.....19
Abbildung 16: Entwicklung der Anzahl der jährlich modernisierten Wohneinheiten.....22
Abbildung 17: Kumulierte Anzahl der modernisierten Wohneinheiten im Zeitraum 2020 bis 2045 22
Abbildung 18: Entwicklung der Sanierungstiefe (als Effizienzhaus Niveau) 23
Abbildung 19: Entwicklung des Neubaustandards für den baulichen Wärmeschutz 23
Abbildung 20: Entwicklung der Absatzzahlen für zentrale Wärmeerzeuger im Wohngebäudebereich (keine GHD-Wärmeerzeuger) – Bestandsgebäude 25
Abbildung 21: Entwicklung der Absatzzahlen für zentrale Wärmeerzeuger im Wohngebäudebereich (keine GHD-Wärmeerzeuger) - Neubauten.....26
Abbildung 22: Entwicklung der Absatzzahlen für zentrale Wärmeerzeuger im Wohngebäudebereich im Vergleich zu Gesamtabsatzzahlen incl. GHD 26
Abbildung 23: Entwicklung der Absatzzahlen für Wärmepumpen im Wohngebäudebereich (keine GHD-Wärmeerzeuger).....27
Abbildung 24: Resultierende Beheizungsstruktur nach Hauptwärmeerzeuger/Energieträger im Wohngebäudebereich 28
Abbildung 25: Bestand an Wärmepumpen in Wohngebäuden und GHD 29
Abbildung 26: Anteil Neubauten bzw. Modernisierungen in dem jeweiligen Jahr, die mit Zu-/Abluftanlage mit WRG ausgestattet werden 30
Abbildung 27: Jährlich neu installierte Photovoltaik (links: Leistung, rechts: Anzahl) aufgeteilt in Dach- und Freiflächenanlagen, Quelle der Zahlenwerte: Agentur für Erneuerbare Energien 31
Abbildung 28: Kumulierte installierte Leistung von gebäudenah installierten PV-Anlagen 32
Abbildung 29: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Wohngebäuden.....33

Abbildung 30: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor relevanten Nichtwohngebäudebereich 34
Abbildung 31: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor....35
Abbildung 32: Stromproduktion aller am/im Gebäude installierter Anlagen – Modellierung aus Sicht der Gebäude 36
Abbildung 33: Gegenüberstellung der PV-Ausbaupfade für die im räumlichen Zusammenhang zum Gebäude installierten PV-Anlagen aus Sicht der Gebäude- und Energiesystemmodellierung – links: kumulierte Leistung, rechts: Stromproduktion 36
Abbildung 34: Entwicklung der THG-Emissionen im Gebäudesektor - Bilanzierung nach Quellprinzip 37
Abbildung 35: Entwicklung der THG-Emissionen im Gebäudesektor - Bilanzierung nach Verursacherprinzip 38
Abbildung 36: Entwicklung der jährlichen Investitionskosten und laufenden Kosten im Gebäudesektor....39
Abbildung 37: Jährliche Investitionskosten im Gebäudesektor unter Berücksichtigung der Aufteilung in Sowieso- und energiebedingte Kosten für TGA und den baulichen Wärmeschutz (Hülle) 40
Abbildung 38: Kumulierte Investitionskosten im Gebäudesektor....40
Abbildung 39: Kumulierte laufende Kosten im Gebäudesektor 41
Abbildung 40: Entwicklung der Gebäudeheizlast in Abhängigkeit des Hauptwärmeerzeugers 42
Abbildung 41: Entwicklung der elektrischen Anschlussleistung für Wärmepumpen 43
Abbildung 42: Entwicklung der durchschnittlichen elektrischen Anschlussleistung pro Gerät 43
Abbildung 43: Resultierende elektrische Höchstlast in Abhängigkeit von Gleichzeitigkeit, Regelung und Auslegungsaußentemperatur 44
Abbildung 44: Sanierungstiefe – More-Ausprägung im Vergleich zum Hauptszenario....46
Abbildung 45: Sanierungstiefe – Efficient-Ausprägung im Vergleich zum Hauptszenario 47
Abbildung 46: Resultierende Beheizungsstruktur nach Hauptwärmeerzeuger/Energieträger im Wohngebäudebereich – Electrons-Ausprägung....48
Abbildung 47: Differenz zum Hauptszenario – Electrons-Ausprägung im Wohngebäudebereich 48
Abbildung 48: Resultierende Beheizungsstruktur nach Hauptwärmeerzeuger/Energieträger im Wohngebäudebereich – Molecules-Ausprägung 49
Abbildung 49: Differenz zum Hauptszenario – Molecules-Ausprägung im Wohngebäudebereich 49
Abbildung 50: Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs der vier Pfadausprägungen im Vergleich zum Hauptszenario 50
Abbildung 51: Energieträgerspezifischer Endenergieverbrauch der vier Pfadausprägungen im Vergleich zum Hauptszenario....51
Abbildung 52: Bedarf des Gebäudesektors an THG-neutralen gasförmigen und flüssigen Energieträgern zur Zielerreichung im Jahr 2030 52
Abbildung 53: Bedarf des Gebäudesektors an THG-neutralen gasförmigen und flüssigen Energieträgern zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045 52
Abbildung 54: Kumulierte Investitionskosten der vier Pfadausprägungen im Vergleich zum Hauptszenario 53

Abbildung 55: Kumulierte energiebedingte Investitionskosten für den baulichen Wärmeschutz und TGA (ohne PV) für die vier Pfadausprägungen im Vergleich zum Hauptszenario 54
Abbildung 56: Kumulierte Gesamtkosten (Kapital-, Energie- und Betriebskosten) unter Berücksichtigung der gesamten Investitionskosten 56
Abbildung 57: Kumulierte Gesamtkosten bis zum Jahr 2045 unter Berücksichtigung der gesamten Investitionskosten 57
Abbildung 58: Kumulierte Gesamtkosten bis zum Jahr 2045 unter Berücksichtigung der energiebedingten Investitionskosten.....57

10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich des berechneten Heizwärmebedarfs für Heizung und Warmwasser in kWh/(m²·a) mit dem tatsächlich gemessenen Verbrauch von mehreren Gebäuden ([Loga et al., 2011], [BBSR, 2019]) 7
Tabelle 2: Vergleich der Energiedaten und Ergebnisse der Modellierung (private Haushalte), in TWh/a 8
Tabelle 3: Anzahl der Wohngebäude nach Wohngebäudetyp mit gesamter Wohnfläche in Deutschland (Stand 2020) 10
Tabelle 4: Betrachtete Nichtwohngebäudetypen 12
Tabelle 5: Bilanzierungsrahmen - Gebäudesektor nach KSG 17
Tabelle 6: Kostenkennwerte der baulichen Maßnahmen in Abhängigkeit möglicher Modernisierungstiefen 20
Tabelle 7: Sanierungsrate bezogen auf den Gebäudebestand im Status quo 21
Tabelle 8: Durchschnittliche Sanierungstiefe in % von $H'_{T,Ref}$ aller seit 2020 modernisierten Gebäude bis zum jeweiligen Zeitpunkt 23
Tabelle 9: Durchschnittliches Anforderungsniveau des baulichen Wärmeschutzes in % von $H'_{T,Ref}$ aller neuerrichteten Gebäude seit 2020 bis zum jeweiligen Zeitpunkt 24
Tabelle 10: Entwicklung des Bestandes von mit Nah/-Fernwärme versorgten Wohnungen 28
Tabelle 11: Hauptmerkmale der betrachteten Pfadausprägungen 50
Tabelle 12: Angenommene Entwicklung der Energiepreise – ohne Berücksichtigung der CO_2-Bepreisung bei flüssigen und gasförmigen Energieträgern 55
Tabelle 13: Angenommene Entwicklung der CO_2-Bepreisung 55

Impressum

Herausgeber:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren:

Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH (ITG)
Dr.-Ing. Bernadetta Winiewska
Prof. Dr.-Ing. Bert Oschatz

Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V. München (FIW)
Prof. Dr.-Ing. Andreas H. Holm

Stand:
10/2021

Bitte zitieren als:
Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH (ITG)/Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V. München (FIW) (2021). dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 – Transformation des Gebäudesektors. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

JACOBS UNIVERSITY

dena
Deutsche Energie-Agentur

Gutachten im Rahmen der
dena-LEITSTUDIE AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT

Handlungsbedarfe und Weiterentwicklungsoptionen im Energiemarktdesign auf dem Weg zur Klimaneutralität

Begleitung des Querschnittsmoduls Energiemarktdesign

M. Buchmann, G. Brunekreeft, C. Brandstätt, M. Palovic und A. Pechan

Handlungsbedarfe und Weiterentwicklungsoptionen im Energiemarktdesign auf dem Weg zur Klimaneutralität

Begleitung des Querschnittsmoduls Energiemarktdesign

Gutachten im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität

Herausgegeben von:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Bremen, Oktober 2021

Autoren:

Jacobs University Bremen

Dr. Marius Buchmann
Prof. Dr. Gert Brunekreeft
Christine Brandstätt, M. Sc.
Martin Palovic, M.A.
Dr. Anna Pechan

Ansprechpartner:

Dr. Marius Buchmann
Jacobs University Bremen gGmbH
Campus Ring 1 | South Hall
28759 Bremen
Tel.: +49 (0) 421 / 200 - 4868
Fax: +49 (0) 421 / 200 - 4877
Email: m.buchmann@jacobs-university.de

www.jacobs-university.de

Zitiervorschlag:

Jacobs University Bremen (2021). *Handlungsbedarfe und Weiterentwicklungsoptionen im Energiemarktdesign auf dem Weg zur Klimaneutralität.* Gutachten im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Inhaltsverzeichnis

1 Management Summary 5

2 Hintergrund, Zielsetzung und Vorgehen 20

3 Die Grundprinzipien des Energiemarktdesigns 22

4 Die vier zentralen Handlungsfelder im Marktdesign 27

4.1 Investitionsrisiko in klimaneutrale Technologien absichern 29

4.1.1 Das identifizierte Problem 29

4.1.2 Die Handlungsoptionen inkl. Bewertung 31

4.1.3 Exkurs CCfD 37

4.1.4 Exkurs Quote für klimaneutrale Gase im Wärmesektor 44

4.1.5 Die Handlungsempfehlung zur Adressierung des regulatorischen Risikos aus dem CO_2-Preis 49

4.2 Verzerrungen zwischen den Sektoren abbauen 51

4.2.1 Das identifizierte Problem 52

4.2.2 Die Handlungsoptionen inkl. Bewertung 53

4.2.3 Die Handlungsempfehlung 59

4.3 Anreize zur Koordination der Infrastrukturinvestitionen abstimmen 60

4.3.1 Das identifizierte Problem 60

4.3.2 Die Handlungsoptionen 62

4.3.3 Die Handlungsempfehlung 71

4.4 Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur sektorübergreifend koordinieren 74

4.4.1 Das identifizierte Problem 76

4.4.2 Die Handlungsoptionen inkl. Bewertung 77

4.4.3 Die Handlungsempfehlung 85

5 Weitere Anforderungen an und Hürden für das Marktdesign 88

5.1.1 Investitionsanreize für benötigte Kapazität 88

5.1.2 Steuerung der räumlichen Verteilung 91

5.1.3 Einbindung von Flexibilitäten 93

6 Anhang 1 - Die Multi-Kriterien-Analyse im Detail 95

Referenzen 112

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht Anforderungen und Hürden im Marktdesign 5

Abbildung 2: Die Handlungsfelder und die Handlungsoptionen im Überblick 6

Abbildung 3: Übersicht der Handlungsempfehlungen zu Anpassungen im Marktdesign 8

Abbildung 4: Das methodische Vorgehen im Querschnittsmodul 20

Abbildung 5: Übersicht Anforderungen und Hürden im Marktdesign 21

Abbildung 6: Die Handlungsfelder und die Handlungsoptionen im Überblick 28

Abbildung 7: Durchschnittliche Endverbraucherpreise für ausgewählte Energieträger 52

Abbildung 8: Drei Ebenen einer Gesamtsystemoptimierung (whole system approach). 61

Abbildung 9: Output-orientierte Regulierung als gezielte Ergänzung zur Basiserlösobergrenze. 63

Abbildung 10: Übersicht der Anforderungen an das und Hürden im Marktdesign 88

Abbildung 11: Kriterienübersicht der Multi-Kriterien-Analyse 95

Abbildung 12: Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse in Handlungsfeld 1 96

Abbildung 13: Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse in Handlungsfeld 2 99

Abbildung 14: Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse in Handlungsfeld 3 102

Abbildung 15: Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse in Handlungsfeld 4 106

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zahlenbeispiel zu Carbon-Contracts-for-Difference (CCfD) 39

Tabelle 2: Übersicht der Handlungsoptionen zur sektorübergreifenden Koordination des Infrastrukturaufbaus 78

1 Management Summary

Die Ergebnisse der Modellierung im Rahmen der dena Studie „Aufbruch Klimaneutralität“ zeigen einen hohen Handlungsbedarf im Regelrahmen der Energiemärkte. Dieses Gutachten, erstellt durch Bremen Energy Research an der Jacobs University Bremen, spezifiziert diesen Handlungsbedarf und mögliche Handlungsoptionen im Energiemarktdesign, um die Transformation zur Klimaneutralität bis 2045 durch ökonomische Instrumente zu begleiten.

Gemeinsam mit den Projektpartnern wurden die zentralen Anforderungen an das Marktdesign und die Hürden im aktuellen Regelrahmen, die einer Erfüllung dieser Anforderungen entgegenstehen, identifiziert und durch die GutachterInnen zusammengefasst. Abbildung 1 gibt eine Übersicht über die Anforderungen und die damit verbundenen Hürden, die es zu adressieren gilt.

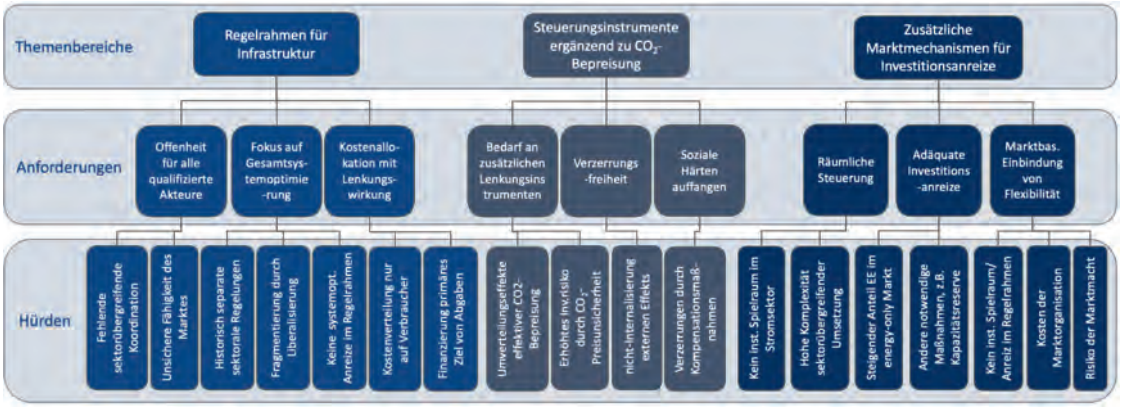


Abbildung 1: Übersicht Anforderungen und Hürden im Marktdesign

Aus der Vielzahl an Hürden, die in diesem Prozess erfasst wurden, wurden gemeinsam mit den Projektpartnern die fünf prioritären Hürden identifiziert[1], die zeitnah im Energiemarktdesign angegangen werden sollten, um den Pfad Richtung Klimaneutralität bis 2045 schnellstmöglich beschreiten zu können. Diese fünf Hürden wurden im Rahmen dieses Gutachtens zu vier Handlungsfeldern zusammengefasst, zu denen jeweils mehrere Handlungsoptionen gesammelt und anhand einer Multi-Kriterien-Analyse (zwölf Kriterien) von den GutachterInnen bewertet wurden. Basierend auf den Analysen

[1] An der Priorisierung haben 51 Partner teilgenommen und die 5 priorisierten Hürden haben die höchste Zustimmung (Mehrheit) aus diesem Kreis erhalten.

wurde dann zu jedem Handlungsfeld eine Handlungsempfehlung aus Sicht der GutachterInnen entwickelt[2].

Grundlage eines effektiven Energiemarktdesigns ist die CO_2-Bepreisung, die als zentrales Lenkungsinstrument weiter genutzt und an die Anforderungen der Klimaneutralität angepasst werden sollte. Die vier Handlungsfelder greifen jeweils Handlungsbedarfe auf, die über die Anpassung der Rahmenbedingungen des CO_2-Preises hinausgehen bzw. diese Anpassung bereits voraussetzen. Die weitere Stärkung des CO_2-Preises ist daher fundamentaler Bestandteil des Energiemarktdesigns.

Abbildung 2 gibt einen Überblick über die zentralen Handlungsfelder, die im Rahmen der Studie durch die Studienpartner priorisiert wurden und im Fokus der Analyse zum Thema Marktdesign standen. Darüber hinausgehende zentrale Anpassungsbedarfe im Marktdesign in Bezug auf Investitionsanreize für Erzeugungskapazitäten, die Steuerung der räumlichen Verteilung von Netznutzern und die Nutzung von Flexibilitätsmärkten werden in Kapitel 5 umrissen.

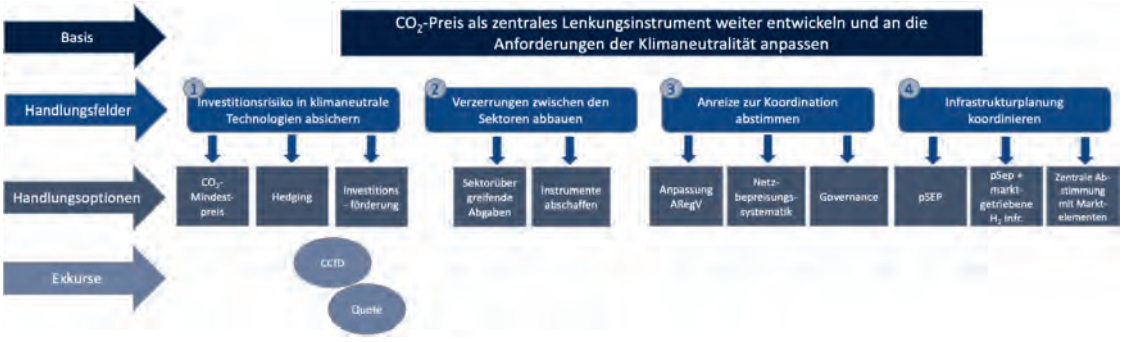


Abbildung 2: Die Handlungsfelder und die Handlungsoptionen im Überblick

Das erste Handlungsfeld greift die Herausforderung auf, dass auch bei einer effektiven CO_2-Bepreisung ein Bedarf an zusätzlichen Lenkungsinstrumenten besteht, die im Energiemarktdesign abgebildet werden sollten. Wie in Kapitel 4.1 vertiefend dargestellt wird besteht eine zentrale Herausforderung bei der CO_2-Bepreisung in der regulatorischen Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung des Regelrahmens, der die CO_2-Preisfindung beeinflusst, so dass die Investitionsentscheidungen risikoreicher werden.

[2] Das vorliegende Gutachten basiert auf der Analyse der GutachterInnen und vertritt nur ihre Sichtweise. Der Partnerkreis war bei der Priorisierung der Handlungsfelder und Hürden wie dargestellt beteiligt. Zudem wurden die Ergebnisse der Analyse und die Handlungsempfehlungen vorab mit ihm diskutiert.

Gleichzeitig besteht ein Bedarf insbesondere in solchen Sektoren, in denen lange Investitionszyklen einen frühzeitigen Umstieg auf CO_2-Vemeidungstechnologien bedingen, diesen Umstieg zu ermöglichen.

Handlungsfeld 2 greift die Anforderung auf, dass Steuerungsinstrumente jenseits der CO_2-Bepreisung und deren Finanzierung so gestaltet sein sollten, dass sie nicht zu Verzerrungen zwischen den Sektoren führen. Bestehende Steuern und Umlagen im Energiesektor zielen jedoch nicht auf die Internalisierung von externen Effekten und führen daher zu eben solchen ineffizienten Verzerrungen, wie in Kapitel 4.2 weiter ausgeführt wird.

Durch den zunehmenden Bedarf die verschiedenen Versorgungssysteme im Energiesektor verstärkt zu koordinieren rückt das Thema Infrastruktur vermehrt in den Fokus der Marktdesign-Debatte. Zwei Aspekte werden dazu im Folgenden vertieft, da hier verschiedene Hürden seitens der Partner hervorgehoben wurden. So ist eine zentrale Anforderung an den Regelrahmen der Energieinfrastruktur Offenheit für alle qualifizierten Akteure sicherzustellen, so dass sich sowohl wettbewerbliche als auch regulierte Akteure an der Planung und dem Aufbau neuer Infrastruktur beteiligen können. Dabei steht insbesondere die aktuelle Debatte rund um den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur im Fokus. Erschwert wird dies derzeit z.B. dadurch, dass der Infrastrukturaufbau nicht koordiniert über Sektorgrenzen hinweg stattfindet, sondern sektoral getrennt betrieben wird. Eine weitere Hürde ist die Unsicherheit über die Fähigkeiten des Marktes die notwendige Infrastruktur ohne einen zentralen Planungsprozess zu entwickeln. Diese Hürden werden in Handlungsfeld 4 bzw. Kapitel 4.4 dieses Gutachtens weiter vertieft.

Das Thema Infrastruktur wird zudem in Handlungsfeld 3 in Bezug auf die Gesamtsystemoptimierung (whole system approach) vertieft. Hier wird im Rahmen der Studie hervorgehoben, dass der bestehende Regelrahmen (z.B. ARegV, StromNEV, etc.) keine ausreichenden Anreize zur notwendigen infrastrukturübergreifenden Gesamtsystemoptimierung setzt. Zudem sollte sich die Allokation der Infrastrukturkosten stärker als heute an der Lenkungswirkung für die effiziente Nutzung und den Aufbau der Infrastruktur orientieren. Die bestehende Kostenverteilung zur Finanzierung der Infrastruktur im regulierten Bereich entfaltet allerdings in weiten Teilen nur eine Lenkungswirkung bei den Verbrauchern. Diese beiden Aspekte werden in Kapitel 4.3 weiter vertieft.

Im Folgenden geben wir eine Übersicht über die Handlungsempfehlungen der GutachterInnen in den vier Handlungsfeldern und fassen die Analyse anschließend jeweils kurz zusammen.

Handlungsempfehlung zur Absicherung von Investitionsrisiken

⇒ Nutzung von Carbon-Contracts-for-Differences (CCfD) zur Absicherung des regulatorischen Risikos aus dem CO_2-Preis und zur Förderung von neuen Technologien, insbesondere im Nachfragesektor (z.B. Industrie)

⇒ Prüfung weiterer Bedarfe an (technologieneutralen) Quotenmodellen zur Erreichung der Sektorziele und Absicherung der Transformation der Infrastruktur

Handlungsempfehlung zum Abbau von Verzerrungen zwischen den Sektoren

⇒ Abschaffung von Umlagen, die auf den Strompreis aufgeschlagen werden, sowie Strom- und Brennstoffsteuern verringern

⇒ CO_2-Preis und Infrastrukturabgaben bleiben bestehen

Handlungsempfehlung zur Koordination der Anreize für Infrastrukturinvestitionen

⇒ Flexibilisierung der Netzentgeltsystematik zur Steuerung der Gesamtsystemoptimierung

⇒ Mittelfristig: Anpassung der ARegV um output-orientierte Regulierungskomponenten zur Verbesserung der Gesamtsystemoptimierung

Handlungsempfehlung zur Koordination der sektorübergreifenden H_2-Infrastruktur

⇒ Verstärkte Einbindung von Stakeholdern in den Infrastrukturaufbau über aktive Beteiligung an der sektorübergreifenden zentralen Planung der H_2-Infrastruktur und über Technologiewettbewerb bei der Umsetzung der Planung

Abbildung 3: Übersicht der Handlungsempfehlungen zu Anpassungen im Marktdesign

Handlungsfeld 1: Investitionsrisiken in klimaneutrale Technologien absichern

Investitionen in CO_2-vermeidende Technologien werden im Kern durch den CO_2-Preis, der sich aus dem Europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS) als auch dem Brennstoffemissionshandel (BEHG) ergibt, beanreizt. Der Lenkungswirkung des CO_2-Preises kommt daher eine Schlüsselrolle bei der Transformation zur Klimaneutralität zu. Doch auch wenn eine Anpassung des CO_2-Preises bzw. dessen Rahmenbedingungen an das aktuelle Ambitionsniveau der Klimaneutralität bis 2045 erfolgt[3], können sich weiterhin für Investoren verschiedene Risiken im Kontext des CO_2-Preises ergeben. Diese Risiken stehen etwa in Bezug zu den Fluktuationen des Preises (vgl. hierzu Kapitel 5), und insbesondere auch zu unsicheren regulatorischen Rahmenbedingungen. Letztere stehen im Fokus der Analyse in Handlungsfeld 1.

Sowohl die Rahmenbedingungen des EU ETS, als auch der bislang nationalen CO_2-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor, werden maßgeblich durch die Politik festgelegt, zumeist über Zeiträume von maximal 10 Jahren. Daher besteht eine regulatorische Unsicherheit bezgl. der Ausgestaltung des CO_2-Preises über diesen Zeitraum hinaus. Im Falle des EU ETS besteht diese Unsicherheit insbesondere im Hinblick auf den Zeitraum nach 2030. Durch die kürzlich erfolgte Ankündigung der Einführung eines separaten EU ETS für die Sektoren Verkehr und Gebäude ab 2026 ist die Ausgestaltung des CO_2-Preises für diese Sektoren bereits ab diesem Zeitpunkt wieder unsicher. Für alle Investitionen, deren Lebenszyklus sich über diesen bereits geregelten Zeitraum hinaus erstreckt, besteht eine Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Ausgestaltung des CO_2-Preises, da diese Rahmenbedingungen potenziell signifikante Auswirkungen auf das zukünftige CO_2-Preisniveau haben können. Diese Unsicherheit trifft Erzeuger als auch Verbraucher gleichermaßen, wird aktuell aber insbesondere in Bezug auf die Grundstoffindustrie diskutiert, da hier zeitnah Investitionen in sehr langlebige Investitionsgüter anstehen, die einen relevanten Einfluss auf die zukünftigen CO_2-Emissionen im Industriesektor haben können.

Drei Handlungsoptionen wurden zur Adressierung des identifizierten Problems evaluiert:

1.1 Die Einführung eines CO_2-Mindestpreises (national oder europaweit)

[3] Was nicht nur eine entsprechende Anpassung des linearen Reduktionsfaktors (LRF), sondern auch eine Reform der Marktstabilitätsreserve (MSR) impliziert

1.2 Staatliches Hedging

1.3 Technologieförderung

Basierend auf der Multi-Kriterien-Analyse zeigt sich, dass staatliches Hedging die beste Option darstellt, um das regulatorische Risiko bei (insbesondere niedrigen) CO_2-Preisen zu adressieren. Kern ist hier, dass der Staat das regulatorische Risiko übernimmt und dadurch die Finanzierungkosten von Investitionen in CO_2-Vermeidungstechnologien reduziert. Dies kann sowohl sehr effektiv als auch effizient zu einer Reduktion des regulatorischen Risikos führen. Für die Effizienz des staatlichen Hedging ist dann besonders relevant, wie die Ausschreibungen zur Identifikation der Investitionen ausgestaltet werden. Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass neben dem regulatorischen Risiko weitere Herausforderungen bei vielen CO_2-Vermeidungstechnologien bestehen, die nicht durch das staatliche Hedging mit adressiert werden. Dies betrifft insbesondere die höheren Investitionskosten in solche Vermeidungstechnologien, die noch wenig erprobt und erst vor der Markteinführung stehen. Ein staatliches Hedging des regulatorischen Risikos allein wird nicht umfänglich sicherstellen können, dass es zu einer Einführung dieser neuen CO_2-Vermeidungstechnologien kommt. Hier liegt dann der klassische Anwendungsfall von Technologieförderung vor.

Technologieförderung kann zwar auch das regulatorische Risiko effektiv reduzieren, sie kann aber zu potenziellen Ineffizienzen führen, da eine hohe Informationsasymmetrie zwischen Staat und Investoren besteht und es so zu einem ineffizienten Niveau (zu hoch oder zu niedrig) von Förderung kommt und die Lenkungswirkung des CO_2-Preises durch die Förderung überlagert wird. Daher erscheint die Kombination von staatlichem Hedging zur Reduktion der regulatorischen Unsicherheit mit Technologieförderung zur Überwindung des Innovations-Spillovers oder hohen CO_2-Vermeidungskosten eine sinnvolle Kombination. Während es grundsätzlich möglich ist diese beiden Instrumente separat einzusetzen und etwa das staatliche Hedging auf solche Projekte limitiert werden könnte, die sich bereits im Rahmen von Innovationsförderprogrammen

durchgesetzt haben, empfehlen wir eine Kombination der beiden Instrumente im Rahmen von Carbon-Contracts-for-Difference (CCfD)[4].[5]

Kern der CCfD sollte es dann sein über Ausschreibungen einen strike price zu definieren, der sowohl zur Absicherung des regulatorischen als auch des Innovationsrisikos dient. Der Risikoaufschlag für das Innovationsrisiko entspricht dabei einer Technologieförderung, die der Markt alleine nicht bereitstellen würde. Bei dem Einsatz der Ausschreibungen zur Definition des strike price kommt es zu einem zentralen Trade-off zwischen hoher Effizienz (bei einer möglichst breiten und technologieoffenen Ausschreibung über Sektorgrenzen hinweg) und der Effektivität der Technologieförderung (je enger die Ausschreibung desto höher die Spezifität der Technologieförderung). Hier gilt es die Kosten der CCfDs, die langfristig bei einer symmetrischen Ausgestaltung gering für den Staat ausfallen sollten, abzuwägen mit sektoralen Herausforderungen insbesondere bei der Erreichung der sektoralen Klimaschutzziele bzw. der Einführung von innovativen Klimaschutztechnologien.

Alternativ zum staatlichen Hedging ist ein CO_2-Mindestpreis zwar auch grundsätzlich geeignet regulatorische Risiken aus dem CO_2-Preis aufzufangen, dies hat aber nur eine Wirkung für Investitionen mit relativ geringen Vermeidungskosten und auch nur dann, wenn der Mindestpreis und dessen Verlauf über einen langen Zeitraum (der sich über die aktuelle Handelsperiode erstreckt) festgelegt wird. Während der regulatorische Aufwand einer europaweiten Umsetzung als sehr hoch eingeschätzt wird, wäre eine nationale Umsetzung mit weniger Regulierungsaufwand verbunden (vgl. Kahl 2021). Eine nationale Umsetzung des CO_2-Mindestpreis birgt aber das Potenzial von Effizienzverlusten, da es zu Rückwirkungen auf die Preisfindung im EU ETS kommen kann. Würde der Mindestpreis aus anderen Gründen als der reinen Risikoabsicherung umgesetzt, etwa zur Erreichung spezifischer Sektorziele für die ein solches Instrument durchaus geeignet sein kann, so kann aber auch davon ausgegangen werden, dass es zu einer (wenn auch begrenzten) Reduktion des Investitionsrisikos kommt.

[4] In der akademischen Debatte dienen CCfD der Risikoabsicherung und sind kein Technologieförderungsinstrument. In der aktuellen politischen Debatte rückt die Technologieförderung im Kontext von CCfD aber zunehmend in den Fokus. Daher wenden wir hier ein breiteres Verständnis von CCfD an und diskutieren die Kombination von Hedging und Technologieförderung über den CCfD-Mechanismus.

[5] Da CCfDs aber kein universelles Instrument sind, das auf alle Sektoren angewandt werden sollte, gibt es weiterhin Bedarf an Technologieförderung, um neue Technologien in die Märkte zu bringen.

Ebenfalls in Handlungsfeld 1 wurde die Einführung von Quoten, etwa im Wärmesektor zur Reduzierung des Mengenrisikos bei klimaneutralen Energieträgern (wie etwa Wasserstoff), evaluiert. Quoten sind zunächst ein sehr effektives Mittel um insbesondere Sektorziele zu erreichen, aber auch um die Transformation von einem fossilen zu einem klimaneutralen Energieträger zu steuern und Investitionen in Infrastrukturen abzusichern. Gleichwohl führen Quoten zu signifikanten Rückwirkungen in den Märkten, so dass die Einführung von Quoten immer mit Effizienzverlusten einhergehen. Darüber hinaus gilt es die Umverteilungseffekte insbesondere innerhalb der Verbrauchergruppen zu beachten. Quoten sollten daher aus Sicht der GutachterInnen nur dann eingesetzt werden, wenn trotz CO_2-Preis und CCfD weiterhin ein umfassendes Mengenrisiko für die Erzeuger klimaneutraler Energieträger besteht. Dies gilt es jedoch noch genauer zu prüfen.

Handlungsfeld 2: Verzerrungen zwischen den Sektoren abbauen

Steuern, Abgaben und Umlagen verzerren die Anreizwirkung eines effizienten CO_2-Preises als zentrales Steuerungsinstrument der Energiewende. Geschieht diese Verzerrung darüber hinaus asymmetrisch, sind also verschiedene Energieträger unterschiedlich von diesen sogenannten staatlich induzierten Preisbestandteilen (SIPs) betroffen, so verzerrt dies darüber hinaus die effiziente Abstimmung zwischen den Sektoren. Im Wesentlichen sind die gegenwärtigen Belastungen historisch gewachsen und bedürfen angesichts der nun zentralen Steuerung durch den CO_2-Preis einer Neubewertung.

Im Folgenden werden deshalb verschiedene Optionen zur Verringerung der Verzerrungen zwischen den Energiesektoren diskutiert und bewertet. Dabei stehen in dieser Studie die Verzerrungen zwischen und nicht innerhalb der Energiesektoren im Fokus.[6] Da die für die Infrastruktur erhobenen Abgaben in den jeweiligen Sektoren unmittelbar mit der Nutzung der Infrastruktur in Verbindung gebracht werden können und effizienter Weise die Kosten der Bereitstellung der Infrastruktur direkt mit dem Nutzen aus dem Zugang zur Infrastruktur abgeglichen werden sollten, unterscheiden sich diese von SIPs und werden in dem Gutachten nicht weiter analysiert. Sollten sich durch die hier

[6] Die SIPs unterscheiden sich darüber hinaus auch zwischen unterschiedlichen Technologieoptionen innerhalb eines Energiesektors teils sehr deutlich. Die Auswirkungen solcher Verzerrungen wurden an anderer Stelle bereits betrachtet und sollten auch künftig weiter adressiert werden. Im Zuge der Arbeiten im in diesem Gutachten wurde dieser Aspekt jedoch nicht zur vertieften Analyse priorisiert.

diskutierten Maßnahmen Rückwirkungen auf die Finanzierung der Infrastruktur ergeben wird dies aber hervorgehoben, um den sich daraus ergebenen Handlungsbedarf zu indizieren.

Drei Handlungsoptionen stehen im Fokus der Analyse:

2.1 Umlagen sektorübergreifend erheben

2.2 Umlagen und/oder Energiebesteuerung abschaffen bzw. reduzieren

2.3 Besteuerung der Energieträger entsprechend ihrer Klimawirkung anpassen

Eine sektorübergreifende Erhebung der Abgaben orientiert sich an den Elastizitäten in den einzelnen Sektoren und den Spillover-Effekten, die die Abgaben und Umlagen zwischen den Sektoren verursachen. Dieser Ansatz verringert zwar die Verzerrungen, räumt sie aber nicht aus. Juristisch und regulatorisch ist insbesondere die ökonomisch effiziente Option der Umgestaltung anhand von Nachfrageelastizitäten eher schwer umzusetzen, beispielsweise weil die Elastizitäten in den Sektoren schwer abschätzbar und durch neue Technologien veränderlich sind.

Die Abschaffung der staatlich induzierten Preisbestandteile, so dass nur der CO_2-Preis als Lenkungsinstrument bestehen bleibt, wird als vielversprechendste Option eingeschätzt, um die Verzerrungen zwischen den Sektoren weitgehend auszuräumen. Sie geht allerdings zulasten des Staatshaushaltes und steht möglicherweise im Konflikt mit EU-Vorgaben. Kosten, die bislang durch Umlagen und Steuern gedeckt wurden, können aber über den allgemeinen Haushalt auf eine breitere Basis gestellt und somit effizienter finanziert werden. Mitunter können die Einnahmen aus dem BEHG für die Umsetzung dieser Option herangezogen werden. Die Finanzierung ist aber nicht darauf beschränkt und der CO_2-Preis skaliert effizienter Weise nicht mit dem Finanzierungserfordernis. Während die Abschaffung der bestehenden Umlagen und die Reduktion der Stromsteuer kurzfristig umsetzbar erscheinen, bedingt eine Abschaffung bzw. Reduktion der Energiesteuern insbesondere im Verkehrsbereich den Aufbau einer alternativen Infrastrukturabgabe. Daher geht die Abschaffung der Energiebesteuerung mit einem höheren Aufwand einher und birgt ein höheres Komplexitätsniveau, als dies bei den Umlagen der Fall ist. Auch sieht der aktuelle Vorschlag der EU Kommission zur Novellierung der EU-Energiesteuerrichtlinie dieses Modell nicht explizit vor. Daher empfiehlt es sich zunächst bei den Umlagen und der Strombesteuerung anzusetzen.

Klimaneutralität setzt einen Energieträgermix voraus. Unabhängig davon, wie dieser Mix spezifisch ausgeprägt ist, ergibt sich ein Bedarf, die Anreize der Netzbetreiber der verschiedenen Infrastrukturen aufeinander abzustimmen, um die Gesamtkosten der Infrastruktur auf ein effizientes Niveau zu bringen. Dies betrifft insbesondere die Anreize für Investitionen in neue Infrastrukturprojekte in den einzelnen Sektoren (Strom, Gas und Wasserstoff). Zum einen können Marktsignale genutzt werden, um die entsprechende Koordination der Infrastrukturen sicherzustellen. Dies findet im wettbewerblichen Bereich der Wertschöpfung statt, also in der Erzeugung, im Vertrieb und im Handel. Handelt es sich jedoch um regulierte Infrastruktursysteme, also die natürlichen Monopole der Netzinfrastruktur, so müssen die entsprechenden Anreize über die Regulierung gesetzt werden. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn es zu einer Verknüpfung der verschiedenen Infrastrukturen kommt, etwa durch Sektorkopplungstechnologien wie Elektrolyseure. Hier setzt der sogenannte „whole system approach“ an und bietet einen Lösungsansatz, um bei einem Technologiemix die Anreize der Netzbetreiber in den betroffenen Sektoren aufeinander abzustimmen. Drei Handlungsoptionen zur Abstimmung der Investitionsanreize der regulierten Infrastrukturen wurden evaluiert:

3.1 Output-Orientierte Regulierung: Erweiterung der Anreizregulierung um Outputziele zur Gesamtsystemoptimierung

3.2 Flexibilisierung der Netzentgeltsystematik

3.3 Anpassung der Governance-Strukturen

Die erste Handlungsoption stellt eine (potenziell umfassende) Ergänzung der bestehenden Anreizregulierung dar, indem diese um output-orientierte Regulierungselemente erweitert wird. Die Anreizregulierung würde nicht grundsätzlich angepasst, sondern nur um outputbasierte Elemente ergänzt, die auf die Systemoptimierung abzielen. Der zentrale Vorteil eines solchen Ansatzes ist, dass die Netzbetreiber durch die Anreizwirkung im eigenen Interesse agieren, und vorausgesetzt, dass die Anreize richtig gesetzt sind, damit gleichzeitig im Interesse der Gesamtheit handeln. Die konkrete Umsetzung und das richtige Design der Anreize (qualitativ sowie quantitativ) zum Zweck der Gesamtsystemoptimierung ist eine große Herausforderung, da hier kaum Erfahrungen bestehen.

Die Anpassung der Netzentgeltsystematik (3.2) kann sowohl effektiv die Gesamtsystemoptimierung unterstützen als auch zügig umgesetzt werden. Der Vorschlag sieht dabei vor, die Netzentgeltsystematik über die StromNEV und GasNEV, aber in naher Zukunft auch eine mögliche WasserstoffNEV anzupassen bzw. entsprechend auszugestalten.

Wesentlich sind folgende Schritte: Erstens, die Netzbetreiber sollten angemessene Flexibilität bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik haben. Ein erster konkreter Ansatzpunkt wäre die breitere Anwendung von smart connection agreements im Stromsektor. Dies würde bedingen, dass die Netzbetreiber die Möglichkeit erhalten, individuell angepasste Netzanschlussbedingungen für verschiedene Netznutzer auszuhandeln, mit dem Ziel, die Flexibilität der Netznutzer zur Optimierung der Netze zu nutzen.

Zweitens, die Netzbetreiber sollten die (finanziellen) Anreize haben, die Netzentgeltsystematik zum Wohl der Gesamtsystemoptimierung umzusetzen. Das setzt zumindest voraus, dass etwaige berechtigte Maßnahmen vollständige Kostenanerkennung finden. Darüber hinaus können Bestrebungen der Netzbetreiber zur Gesamtsystemoptimierung expliziter beanreizt werden, was zu Handlungsoption 3.1, der Output-orientierten Regulierung, führt. Mittel- bis langfristig erscheint eine Kombination der Handlungsoptionen 3.1 und 3.2 sinnvoll, wobei eine Anpassung der Netzentgeltsystematik hier vorrangig angegangen werden könnte, wohingegen die Umsetzung von Handlungsoption 3.1, die Erweiterung der Anreizregulierung, perspektivisch in eine der zukünftigen Regulierungsperioden einfließen könnte.

Die Steigerung der Gesamtoptimierung zwischen den Sektoren über Anpassung der Governance Strukturen, also etwa durch Anpassung der Eigentumsverhältnisse, (langfristiger) Verträge oder (kurzfristiger) Markttransaktionen, kann ebenfalls sehr effektiv die Gesamtsystemoptimierung fördern, birgt aber das Risiko möglicher Wettbewerbsverzerrungen. Daher wird diese Option nicht zur Umsetzung empfohlen.

Handlungsfeld 4: H_2-Infrastrukturaufbau sektorübergreifend koordinieren

Durch die zunehmende Bedeutung von Wasserstoff und Sektorkopplung steigt der Bedarf die Planungsmechanismen zum Auf- und Ausbau von leitungs- und nicht-leitungsgebundene H_2-Transportinfrastrukturen weiterzuentwickeln. Zwei Herausforderungen stehen hier im Fokus: Zum einen werden die Infrastrukturen aktuell sektorspezifisch

entwickelt. Dazu wurden bisher sektorspezifische Planungsmechanismen (etwa Netzentwicklungspläne) und Marktanreize etabliert, die lediglich auf Akteure innerhalb nur eines Sektors abzielen. Zum anderen sind die Planungsmechanismen bisher stark auf die regulierten Akteure fokussiert und die wettbewerblichen Wasserstoffinfrastrukturbetreiber sind nicht Teil dieser Prozesse. Zusammengenommen können diese beiden aktuellen Ausprägungen zu zahlreichen Ineffizienzen führen, wie z.B. eine Dopplung der Wasserstoffinfrastrukturkapazität, negative Infrastruktur-Wechselwirkungen oder verzerrte Anreize für die Infrastrukturbetreiber. Je umfassender der Aufbau einer neuen Wasserstoffinfrastruktur bzw. je ausgeprägter Sektorkopplung genutzt wird, desto stärker wirken sich diese Ineffizienzen auf die Gesamtsystemeffizienz und damit die Kosten der Transformation aus.

Vor diesem Hintergrund wird derzeit der Bedarf an *sektorübergreifenden* Koordinationsmechanismen und damit eine sektorübergreifende Optimierung der Wasserstoffinfrastruktur aus Gesamtsystemsicht stark betont (vgl. EU COM 2020a). Die Notwendigkeit für einen sektorübergreifenden Abstimmungsprozess der Infrastrukturinvestitionen wird vor allem im Kontext der zukünftig potenziell entstehenden Wasserstoffnetze offensichtlich (vgl. ACER & CEER 2021, EU COM 2020b). Dabei besteht der sektorübergreifende Koordinationsbedarf sowohl bei der Planung der Infrastrukturbedarfe, als auch bei der Umsetzung (also dem Bau) der geplanten Wasserstoffinfrastruktur. Diese beiden Dimensionen werden im Folgenden analysiert.

Im Rahmen der Analyse wurden drei Ansätze untersucht, die eine sektorübergreifende Koordination fördern:

4.1 Partizipativer Systementwicklungsplan (pSEP)

4.2 pSEP mit Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur

4.3 Netzentwicklungspläne mit marktgetriebener Wasserstoffinfrastruktur

Diese Ansätze unterscheiden sich in zwei Dimensionen voneinander:

(1) Die Ausgestaltung des Planungsprozesses der neuen Wasserstoffinfrastruktur und hier insbesondere inwieweit neben den regulierten Infrastrukturbetreibern auch weitere Stakeholder ein Teil der zentralen Infrastrukturplanung werden können.

(2) Die Einbindung der wettbewerblichen H_2-Transporteure neben den regulierten Infrastrukturbetreibern in den Bau der neuen Wasserstoffinfrastruktur.

Basierend auf der Analyse ist die Handlungsoption 4.2, d.h. ein pSEP mit einer klar definierten Schnittstelle zur marktgetriebenen Infrastruktur, aus Sicht der GutachterInnen am geeignetsten, um sowohl regulierte als auch wettbewerbliche Wasserstoffinfrastrukturbetreiber in die Planung und den Bau der Wasserstoffinfrastruktur einzubinden. Wir gehen davon aus, dass die mit den anderen Energieinfrastrukturen abgestimmte Planung und der Aufbau der neuen Wasserstoffinfrastruktur ein tendenziell zentraler Prozess sein wird, der insbesondere die Strom- und Gasnetzbetreiber einbindet und deren Planungen koordiniert. Jedoch ist es wichtig darauf zu achten, dass dieser zentrale Prozess nicht zu einem „closed shop“ für regulierte Akteure wird, und dass, wo möglich und sinnvoll, Stakeholder und berechtigte Dritte aus dem Marktumfeld eingebunden werden. So sollte sichergestellt werden, dass sowohl in der Planung sowie beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur die Investitionen von regulierten und wettbewerblichen Akteuren koordiniert werden. Wie diese Einbindung im Detail aussehen könnte ist eine noch nicht abschließend geklärte Frage, da hier verschiedene Maßnahmen (z.B. wettbewerbliche Mechanismen) gegeneinander abgewogen werden müssen.

Diese Handlungsoption bietet zum einen die Möglichkeit durch einen zentralen Abstimmungsprozess, der eine möglichst breite Stakeholderbasis (regulierte, wettbewerbliche und zukünftige Investoren aus den verschiedenen Sektoren) in den Planungsprozess integriert, eine effektive Koordination der sektorübergreifenden H_2-Infrastrukturplanung sicherzustellen. Darüber hinaus bietet der Ansatz das Potenzial die Effizienz der Umsetzung der Infrastrukturplanung durch einen Technologiewettbewerb zu erhöhen. Ein solcher Ansatz könnte auf aktuellen Initiativen wie dem Systementwicklungsplan (dena 2020a) basieren und diesen um eine breitere Stakeholderbasis und wettbewerbliche Elemente beim Bau der geplanten Infrastruktur erweitern.

Zentrale Herausforderung bei der Umsetzung der Handlungsempfehlung ist, dass nur wenige Erfahrungen sowohl mit einem sektorübergreifenden zentralen Planungsprozess unter Beteiligung von wettbewerblichen Akteuren, als auch einer Umsetzung der Planung unter Zuhilfenahme von wettbewerblichen Mechanismen vorliegen. Konkretisierungs- und Umsetzungsinitiativen der europäischen Regulierungsbehörden entwickeln sich gerade, die eine umsetzungsfähige Ausgestaltung dieser Handlungsoption in der absehbaren Zukunft nahelegen. Anhand der hier vorliegenden Analyse konnten

Leitlinien identifiziert werden, die für eine erfolgreiche sektorübergreifende Koordination des Wasserstoffinfrastrukturaufbaus in einem solchen Rahmen von wesentlicher Bedeutung sind:

1. Bestehende Ansätze zur sektorübergreifenden Koordination der Infrastrukturplanung nutzen: Die bereits in der Entwicklung befindlichen Prozessen der sektorübergreifenden zentralen Planung (vgl. dena 2020a, entso-e & entso-g 2021) können als Grundlage genutzt werden. Zentral ist die Anforderung, dass die Planungsprozesse mit einem Stakeholderansatz möglichst offen, bzw. partizipativ, gestaltet werden und aktiv die marktgetriebenen H_2-Infrastrukturbetreiber und weitere relevante Stakeholder einbinden, um bei der Bedarfsermittlung die Potenziale der marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur effektiv berücksichtigen zu können (vgl. hierzu die Forderungen in BNetzA 2021a, EC COM 2020b). Der Systementwicklungsplan der dena Netzstudie III kann eine entsprechende Grundlage bieten (dena 2020a).

2. Technologiewettbewerb beim Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur fördern: Die aus der Planung hervorgehende benötigte Wasserstoffinfrastruktur ist nicht bereits auf die an der Planung beteiligten Infrastrukturbetreiber fest zugeordnet, sondern vielmehr als ein Investitionsangebot in einem Technologiewettbewerb zu verstehen, welches z.B. an die weitere Umsetzung marktgetriebener Projekte gebunden werden kann (vgl. BNetzA 2021a, entso-e & entso-g 2021). Dieser Umsetzungsvorbehalt bezieht sich etwa auf die Umrüstung von Industrieprozessen oder anderen Nachfragern auf klimaneutralen Wasserstoff oder weiteren Formen des marktgetriebenen Bedarfs zur Gasnetzumnutzung (vgl. hierzu die Ansätze von ACER & CEER 2021).

3. Investitionsanreize aufeinander abstimmen (whole system approach): Sowohl die marktgetriebenen als auch die regulierten Infrastrukturbetreiber benötigen Anreize zur sektorübergreifenden Koordination. Diese werden durch das Design der Planungsprozesse und der Wettbewerbsmechanismen bestimmt und müssen daher bei deren Ausgestaltung mitberücksichtigt werden (vgl. Abschnitt 4.3).

Die Handlungsoption „partizipativer Systementwicklungsplan“ legt den Fokus auf die Koordination. Diese Handlungsoption ist innerhalb der regulierten Sektoren erprobt,

sehr effektiv und in Bezug auf sektorübergreifende Koordination am weitesten entwickelt. Es sind jedoch auch bei dieser Handlungsoption kaum praktische Erfahrung zur sektorübergreifenden Umsetzung vorhanden; aktuelle Umsetzungsformen sind zwar in den Sektoren Strom und Gas bereits vorhanden, eine sektorübergreifende Anwendung gibt es hier jedoch kaum. Zentrale Herausforderungen dieses Ansatzes sind die Einbindung von marktgetriebenen Infrastrukturen (Wasserstoff, nicht-leitungsgebundene Infrastruktur) in den Planungsprozess und den Infrastrukturbau. Diese Schwächen können, wie in Handlungsoption „pSEP mit Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur“ diskutiert, durch die Umsetzung eines Technologiewettbewerbs beim Aufbau neuer Wasserstoffinfrastrukturen adressiert werden. Wie oben bereits angedeutet, besteht bei der Handlungsoption „pSEP mit Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur“ noch Klärungsbedarf zur genauen Ausgestaltung des Instruments, so dass es hier eventuell zu Verzögerungen bei der Planung und Bau der Wasserstoffinfrastruktur kommen könnte. Daher könnte der Ansatz des „partizipativen Systementwicklungsplan“ als Übergangslösung verwendet werden, um den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in der Anfangsphase zu beschleunigen. Der zentrale Planungsprozess im Rahmen des partizipativen SEP sollte jedoch zeitnah um eine wettbewerbsbasierte Schnittstelle zur marktgetriebenen Infrastruktur ergänzt werden, um die mit der Wasserstoffverbreitung steigende Wettbewerbsintensität zwischen den Transporttechnologien aus verschiedenen Sektoren besser koordinieren zu können.

Im Gegensatz dazu wird der Fokus bei der Handlungsoption „Netzentwicklungspläne mit marktgetriebener Wasserstoffinfrastruktur“ auf den Wettbewerb gelegt. Hiermit wird das gesamte Potenzial des marktgetriebenen Infrastrukturaufbaus für Wasserstoff genutzt. Die Ergebnisse der Analyse legen jedoch nahe, dass dieser Ansatz nicht geeignet ist, um den Aufbau der regulierten und marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur effektiv miteinander zu koordinieren. Regulierte und marktgetriebene Infrastrukturen werden zwar in diesem Modell nicht unabhängig, aber weiterhin parallel zueinander entwickelt, so dass die Infrastrukturkoordination erschwert wird und verzerrte Investitionsanreize erzeugt werden könnten.

2 Hintergrund, Zielsetzung und Vorgehen

Die Gruppe Bremen Energy Research an der Jacobs University Bremen wurde von der dena beauftragt im Rahmen der dena Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ das Querschnittsmodul Energiemarktdesign gutachterlich zu betreuen. Das vorliegende Gutachten fasst die Kernergebnisse der Analysen der GutachterInnen und des Austausches mit den Projektpartnern zusammen.

Ziel des Querschnittsmoduls Energiemarktdesign war es, die zentralen Handlungsfelder im Energiemarktdesign zu identifizieren, in denen ein akuter Handlungsbedarf besteht, um etwaige Hürden auf dem Weg zur Klimaneutralität zu überwinden. Um dieses Ziel zu erreichen wurde ein mehrstufiger Prozess durchlaufen, der in der folgenden Abbildung dargestellt ist.

Abbildung 4: Das methodische Vorgehen im Querschnittsmodul

Startpunkt der Analyse waren die drei zentralen Themenbereiche im Energiemarktdesign: CO_2-Bepreisung, Infrastrukturkoordination und marktbasierte Instrumente. Zu diesen 3 Themenbereichen wurden mit dem Partnerkreis insgesamt 15 Fragestellungen gesammelt, die in Bezug auf das Marktdesign bestehen. Diese Fragestellungen wurden von den Projektpartnern priorisiert und die sechs am höchsten priorisierten Fragestellungen zu drei Themenbereichen zusammengefasst: (1) Regelrahmen für Infrastruktur; (2) Steuerungsinstrumente in Ergänzung zum CO_2-Preis; (3) Zusätzliche Marktmechanismen für Investitionsanreize. Zu diesen Themenfeldern wurden dann von den GutachterInnen Thesen entwickelt. Diese Thesen beschreiben, welche Anforderungen an das Marktdesign auf dem Weg zur Klimaneutralität bestehen. Aufbauend

auf diesen Thesen wurden dann im Austausch mit dem Partnerkreis die Hürden im aktuellen Marktdesign identifiziert, die der Erfüllung der Thesen entgegenstehen. Wie in Abbildung 5 dargestellt wurden so insgesamt 18 dieser Hürden im Marktdesign auf dem Weg zur Klimaneutralität identifiziert.

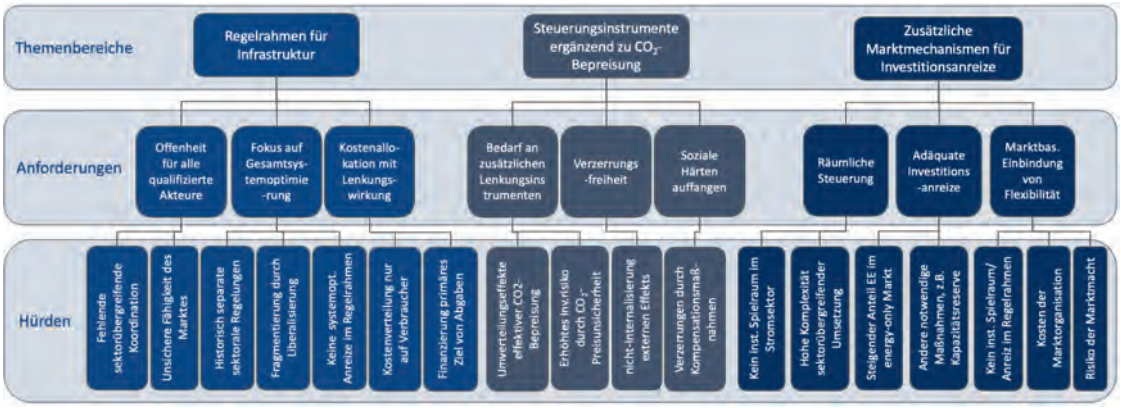


Abbildung 5: Übersicht Anforderungen und Hürden im Marktdesign

Aus dieser hohen Anzahl an Hürden wurden dann die 5 prioritären Hürden aus Sicht des Partnerkreises extrahiert. Diese 5 aus Sicht des Partnerkreises prioritären Hürden standen schließlich im Fokus der Detailanalyse des Gutachterteams. Dazu wurden die 5 priorisierten Hürden zu vier Handlungsfeldern zusammengefasst, die in Kapitel 4 vertiefend dargestellt werden. Eine Übersicht der wesentlichen Einsichten zu den anderen, nicht priorisierten Hürden wird in Kapitel 5 dargestellt. Abbildung 5 gibt einen ersten Überblick über die identifizierten Handlungsfelder und Hürden.

Die weitere Analyse der 4 Handlungsfelder basierte dann auf einer Sammlung an Handlungsoptionen, die zur Überwindung der priorisierten Hürden genutzt werden könnten. Diese Handlungsoptionen wurden dann durch die GutachterInnen im Rahmen einer Multi-Kriterien-Analyse anhand von 12 Kriterien bewertet und diese Bewertung mit dem Partnerkreis diskutiert. Die Kernergebnisse zu den Multi-Kriterien-Analysen werden in Kapitel 4 dargestellt. Die detaillierten Ergebnisse der Multi-Kriterien-Analysen inklusive einer Darstellung der genutzten Kriterien findet sich im Anhang (Kapitel 6).

Basierend auf den Multi-Kriterien-Analysen wurden (soweit möglich) Handlungsempfehlungen aus Sicht der GutachterInnen der Jacobs University abgeleitet.

Die zugrunde liegende Methodik wurde gewählt, da so die Sichtweise des Partnerkreises und hier insbesondere die heterogenen Perspektiven auf das Marktdesign in das

Gutachten einzubinden. Zum anderen kann über die Multi-Kriterien-Analyse eine vergleichende Darstellung der verschiedenen Stärken und Schwächen verschiedener Handlungsoptionen qualitativ erarbeitet werden. Dieses Vorgehen bedingt jedoch auch, dass keine objektive Priorisierung der zentralen Handlungsfelder erfolgt ist, sondern die Prioritäten aus Sicht des Partnerkreises und damit primär der Industrie erfasst wurden. Darüber hinaus bedingt die qualitative Analyse, dass verschiedene Argumente, die nicht durch quantitative Analysen gestützt werden, gegeneinander abgewogen werden müssen. Daher sind die Aussagen der Analyse zwar fundiert, jedoch sind die Aussagen nicht deterministisch und können sich je nach den betrachteten Rahmenbedingungen oder Annahmen, die der Analyse zugrunde liegen, ändern.

3 Die Grundprinzipien des Energiemarktdesigns

Dieses allgemeine und eher abstrakte Kapitel stellt allgemeine Grundprinzipien des Energiemarktdesigns vor. Das Hauptziel dieser Vorüberlegungen ist es, dem Leser die Grundphilosophie, auf der die untere Analyse beruht, zu verdeutlichen. Diese Grundprinzipien sind sicherlich nicht neu, genießen zwar breite Akzeptanz, sind jedoch auch nicht gänzlich unumstritten.

1. Markt wo möglich und Staat nur wo nötig: Das wichtigste Leitprinzip unserer Überlegungen ist, dass das Marktdesign so gestaltet sein sollte, dass die Marktparteien sich möglichst frei entfalten können. Wenn Märkte gut funktionieren lenkt „die unsichtbare Hand“ nach Adam Smith die wirtschaftliche Aktivität zum gesamtwirtschaftlich besten Ergebnis. Darüber hinaus ist nach dem Gedankengut von Friedrich von Hayek freies Handeln per se wichtig, weil damit Wettbewerb und Dezentralität gefördert werden.

   Jedoch ist die unsichtbare Hand nach Adam Smith in Wirklichkeit nicht so unsichtbar und macht sich durch einen gesetzlich vorgeschriebenen Ordnungsrahmen mit einer Gesamtheit an Regeln (Eigentumsrechten) bemerkbar und wird dadurch sichtbar. Genau das ist Marktdesign: das Aufstellen von Spielregeln, innerhalb derer die Marktparteien frei agieren können. Das Aufstellen dieses Regelrahmens ist weitgehend eine staatliche Aufgabe.

   Dieses Prinzip gilt für Marktparteien im Wettbewerb, aber auch für regulierte, monopolistische Netzbetreiber. Zwar bewegen letztere sich nicht auf einem „Markt“ im engeren Sinne, handeln aber durchaus im eigenen Interesse. Eine Lenkung regu-

lierter Firmen (vor allem Netzbetreiber) erfordert ein System, das mit Hilfe von Anreizen die Firmen in eine gesamtwirtschaftlich sinnvolle Richtung lenkt, während sie im eigenen Interesse handeln. Diese Anforderungen bilden das Anspruchsniveau der Anreizregulierung.

2. Die Grenzen des freien Marktes sind wohl bekannt. Wenn Marktversagen vorliegt sollte der Staat korrigierend eingreifen, aber nur so, dass das Versagen behoben und das Funktionieren des Marktes wiederhergestellt wird. Es werden häufig drei wichtige Marktversagenstatbestände dargestellt, die ein staatliches Eingreifen rechtfertigen:

   - Marktmacht; wenn Firmen systematische Marktmacht besitzen und ausüben, wird der Markt nicht funktionieren. Hier kann der Staat korrigierend eingreifen, entweder über Strukturmaßnahmen (z.B. Fusionskontrolle oder Entflechtungsmaßnahmen bei Marktparteien), oder Verhaltensmaßnahmen (z.B. Preis- oder Gewinnregulierung bei Netzbetreibern).

   - Externe Effekte; d.h. Spillover-Effekte von einem Akteur auf andere Akteure, die nicht adäquat in den Kosten oder Preisen reflektiert werden; Das klassische Beispiel für solche Spillover-Effekte sind Umwelteffekte, wenn also eine Umweltbelastung (z.B. CO_2-Ausstoß) nicht adäquat bepreist wird. Auch in solchen Fällen wird der Markt nicht optimal funktionieren und sollte der Staat korrigierend eingreifen. Ein CO_2-Bepreisungssystem tut genau das.

   - Öffentliche Güter; dass Klimaschutz ein öffentliches Gut ist stellt eine zentrale Herausforderung bei der Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen und deren Kostenverteilung dar. Während die Kosten der Klimaschutzmaßnahmen von einer begrenzten Anzahl an Akteuren getragen werden, kommt der Nutzen hier global zum Tragen. Dies führt zum Trittbrettfahrerproblem, so dass ineffizient wenig in Klimaschutzmaßnahmen investiert wird. Auch hier ist die CO_2-Bepreisung ein geeignetes Instrument, um das Trittbrettfahrerproblem zu adressieren. Je internationaler dabei die CO_2-Bepreisung, desto effizienter (siehe dazu auch die Diskussionen zum Klima-Club (vgl. Nordhaus 2015)). Umgekehrt gilt aber auch, je enger der Rahmen der CO_2-Bepreisung, desto größer das Trittbrettfahrerproblem. Genau hier setzt die aktuelle Debatte zu Carbon Leckage an.

3. Umso höher die Komplexität, desto stärker kommen die Vorteile von Markt- und Preissystemen zum Tragen. Die Transformation zur Klimaneutralität ist ein äußerst

komplexer Prozess mit unzähligen Interaktionen und Effekten. Das Potenzial von Informationsasymmetrien ist daher signifikant. Kein Planer kann diese Komplexität ganz überschauen bzw. die Kosten zur Überwindung der Informationsasymmetrie wären signifikant. Genau in einer solchen komplexen Situation sind Preissysteme, als lenkende (quasi) unsichtbare Hand, staatlichen Lenkungsinstrumenten überlegen.

Die Analyse in diesem Gutachten basiert daher auf dem Preis als zentrales Lenkungsinstrument in einer unsicheren Transformation. Das betrifft primär den CO_2-Preis; in den Analysen dieser Studie nehmen wir an, dass die grundlegende Voraussetzung für die Transformation zur Klimaneutralität ein unverzerrter CO_2-Preis ist. Darüber hinaus nehmen wir an, dass das CO_2-Preissystem adäquat funktioniert und dessen Rahmenbedingungen an die Erfordernisse der Klimaneutralität angepasst wurden, es sei denn, dass wir Grund haben anzunehmen, dass es in bestimmten Teilbereichen weiterhin zu Verzerrungen kommt. Kurzum, in allen unteren Überlegungen gehen wir von einem adäquat funktionierenden CO_2-Preissystem aus.

Der Preis als zentrales Lenkungsinstrument betrifft primär den CO_2-Preis, aber allgemeiner auch andere Preise, wo anwendbar. Ein Preis kann hierbei ein Marktpreis sein, der auf dem freien Markt entsteht, er könnte aber auch ein reguliertes Netzentgelt sein; unabhängig davon wie der Preis entstanden ist, haben beide eine lenkende Wirkung. Ein Preissystem lenkt in folgenden Dimensionen:

- Zeit (intertemporale Effekte): Bei Stromnetzen wird derzeit viel über dynamische Tarife gesprochen, oder Speichermöglichkeiten als Arbitrage zwischen zeitlich unterschiedlichen Preisen.

- Geographie (standortbezogene Effekte): Je häufiger Netzknappheiten im Stromnetz auftreten, desto dringender werden effiziente Lenkungsmechanismen, um möglichst effizient mit diesen Knappheiten umzugehen. Geographisch differenzierte Preise signalisieren Marktparteien (insb. Investoren), wo Investitionen verstärkt stattfinden oder vermieden sollen. Eine wichtige Anwendung im vorliegenden Kontext ist die Elektrolyse zur Entlastung der Stromnetze; Investoren müssen wissen, wo die netzentlastenden Standorte sind und Anreize haben genau dort zu investieren.

- Technologie ist ein weiterer Bereich in dem Preise als Lenkungsinstrument wichtig sind. Einführung von neuen Technologien, die Auswahl von Technologien, welcher Investor aktiv wird und der phase-out alter Technologien sind zusammengenommen ein komplexer Prozess, der weitestgehend von Preisen und Preiserwartungen getrieben wird. Hier ist es äußerst wichtig, dass der Staat zurückhaltend agiert, um diesen fragilen marktbasierten Prozess nicht zu verzerren.

4. Das wichtigste Ziel in unseren Überlegungen ist die Verbesserung der volkswirtschaftlichen Effizienz. In der volkswirtschaftlichen Theorie ist der Begriff definiert als der optimale Umgang mit knappen Ressourcen. Knappe Ressourcen sind etwa Zeit, Grundstoffe und zunehmend die natürliche Umwelt. Die Transformation zur Klimaneutralität wird signifikante Kosten verursachen; die Verbesserung der volkswirtschaftlichen Effizienz stellt aber sicher, dass diese Transformation nicht zu unnötig hohen Kosten für die Gesellschaft stattfindet.

   Das Konzept der volkswirtschaftlichen Effizienz ist, obwohl präzise definiert und abgegrenzt, nicht ohne weiteres messbar oder greifbar. Es ist eher ein abstrakter Begriff, der sich aus der Erfüllung von vorgegebenen Rahmenbedingungen ableitet. Oder umgekehrt, wenn bestimmte Rahmenbedingungen nicht erfüllt sind, müssen wir annehmen, dass die volkswirtschaftliche Effizienz suboptimal ist und verbessert werden kann, indem die Rahmenbedingungen angepasst werden. Ein Beispiel ist die CO_2-Bepreisung. Mittlerweile ist die natürliche Umwelt sehr belastet und damit eine knappe Ressource geworden. Wenn der CO_2-Ausstoß nicht bepreist ist, liegt demnach ein externer Effekt vor (siehe oben) und aus der Theorie lässt sich ableiten, dass diese Situation nicht volkswirtschaftlich effizient ist. Die Einführung eines CO_2-Preises korrigiert die Rahmenbedingung und verbessert somit, zumindest theoretisch, die volkswirtschaftliche Effizienz: die knappe Ressource Umwelt wird durch einen CO_2-Preis besser in den Aktivitäten der Marktparteien reflektiert.

5. Die Transformation zur Klimaneutralität braucht viele Innovationen (technisch sowie im Regelrahmen) und Investitionen. Dies erfordert einen Innovations- und investitionsfreundlichen Ordnungsrahmen.

   Eine zentrale Anforderung hierbei ist die Technologieneutralität. Welche neue (möglicherweise zukünftige) Technologie die geeignetste sein wird, hängt von vie-

len Faktoren ab und ist in aller Regel völlig ungewiss. Weder der Staat noch einzelne Marktparteien haben das Wissen über die besten zukünftigen Technologien. Das Konzept der Technologieneutralität erfordert demnach, dass der Staat keine Technologie bevorzugt und es stattdessen dem Markt überlässt herauszufinden, wohin die Reise der technologischen Entwicklung geht. Die Aufgabe des Staats ist es, einen technologieoffenen Rahmen zu schaffen: ein Rahmen in dem alle Technologien sich im Prinzip frei und gleichermaßen entwickeln können, bis eine sich vom Markt getrieben durchsetzt.

Es gibt aber eine wichtige Ausnahme vom Prinzip der Technologieneutralität. Es gibt asymmetrische Situationen, in denen eine Technologie bereits aus historischen Gründen einen Vorsprung hat. Unter Umständen könnte eine solche Technologie pfadabhängig eine (ggf. suboptimale) Lock-in Situation schaffen, sodass andere, möglicherweise bessere Technologien, niemals den Markteintritt schaffen. In solchen Fällen kann es sinnvoll sein, über einen begrenzten Zeitraum hinweg eine technologiespezifische Politik zu verfolgen, um Technologiesymmetrie wiederherzustellen. Ein solcher Fall liegt etwa bei den erneuerbaren Energien vor.

6. Als letztes Grundprinzip sei noch die soziale und politische Kompatibilität erwähnt. Die Grundprinzipien der volkswirtschaftlichen Effizienz müssen in Einklang sein mit anderen gesellschaftlich wichtigen Zielen. Die Wirtschaftswissenschaften würden diese Aspekte nicht optimieren, sondern als Randbedingung in der ökonomischen Optimierung betrachten. Anders formuliert: Einkommensverteilung ist nicht eine ökonomische, sondern eine politische zu definierende Dimension. WirtschaftswissenschaftlerInnen können Einkommenseffekte schätzen und Umverteilungsmaßnahmen vorschlagen; aber die Politik entscheidet über eine als gesellschaftlich akzeptiere Verteilung. In unseren Analysen sind hierbei folgende beide Aspekte besonders wichtig:

   Zum einen die oben bereits angedeutete gerechte Einkommensverteilung. Die Transformation zur Klimaneutralität bewirkt bekanntlich große Einkommenseffekte, dies impliziert, dass manche Akteure Einkommen hinzugewinnen und andere Einkommen verlieren, teilweise signifikant. Diese Einkommenseffekte und mögliche Korrekturen müssen in den politischen Überlegungen zur Transformation hin zur Klimaneutralität immer mitgedacht werden. Der degressive Effekt des CO_2-Preises und die Frage, wie die betroffenen einkommensschwächeren Haushalte zu kompensieren sind, ist ein sehr zentrales Beispiel in der aktuellen Debatte.

Klassisch werden bei den Verteilungseffekten drei Gruppen unterschieden[7]. Erstens Konsumenten, die von Änderungen bei den Produktpreisen betroffen sind. Zweitens Unternehmen, wobei hier vor allem die Aktionäre gemeint sind. Drittens der Staat, wobei primär an die Steuerzahler, die den staatlichen Haushalt maßgeblich finanzieren, gedacht wird.

Ein letzter Punkt ist die soziale und politische Akzeptanz. Dies umfasst die breite Palette an psychologischen, soziologischen und politischen Randbedingungen, die ein Marktdesign abgrenzen. Wichtig ist dabei vor allem: Manche Maßnahmen mögen ökonomisch sinnvoll erscheinen, aber sind womöglich gesellschaftlich nicht akzeptiert. Etwaige soziale Härten, die durch eine effektive CO_2-Bepreisung und zusätzliche Lenkungsinstrumente entstehen können, sollten durch angemessene Maßnahmen aufgefangen werden. Auch ergriffene Kompensationsmaßnahmen sollten nicht zu neuen Verzerrungen und inakzeptablen Verteilungseffekten führen. Wenngleich diese Maßnahmen sehr wichtig für die gesellschaftliche Akzeptanz und politische Umsetzbarkeit eines klimaneutralen Energiesystems sind, wurden sie vom Partnerkreis nicht priorisiert und daher im Gutachten nicht detailliert analysiert. An dieser Stelle sei auf die aktuelle Diskussion um Kompensationsmaßnahmen verwiesen (vgl. z.B. Gechert et al. 2019; Zerzawy et al. 2019).

Vor dem Hintergrund dieser sechs Grundprinzipien verfolgt die Analyse in den folgenden Abschnitten das Ziel, zentrale Handlungsfelder im Marktdesign zu identifizieren, in denen zur Erreichung der Klimaneutralität Handlungsbedarf besteht. Im folgenden Kapitel stellen wir die vier zentralen Handlungsfelder und die entsprechenden Handlungsempfehlungen vor.

4 Die vier zentralen Handlungsfelder im Marktdesign

Wie bereits in Kapitel 2 dargestellt fokussieren sich die Analysen im Weiteren auf die zentralen Hürden im Marktdesign, die durch eine Mehrheit im Partnerkreis als prioritär eingeschätzt werden. Dabei baut die Analyse jeweils zunächst auf einer kurzen Problemdefinition auf, beschreibt dann die jeweils diskutierten Handlungsoptionen, fasst die Kernargumente aus der Multi-Kriterien-Analyse je Handlungsoption kurz zusammen und stellt die Handlungsempfehlung aus Sicht der GutachterInnen dar. Abbildung 6 gibt einen Überblick über die vier Handlungsfelder und die diskutierten Handlungsoptionen.

[7] So auch in den Mulit-Kriterien-Analysen siehe Kapitel 4 und 6.

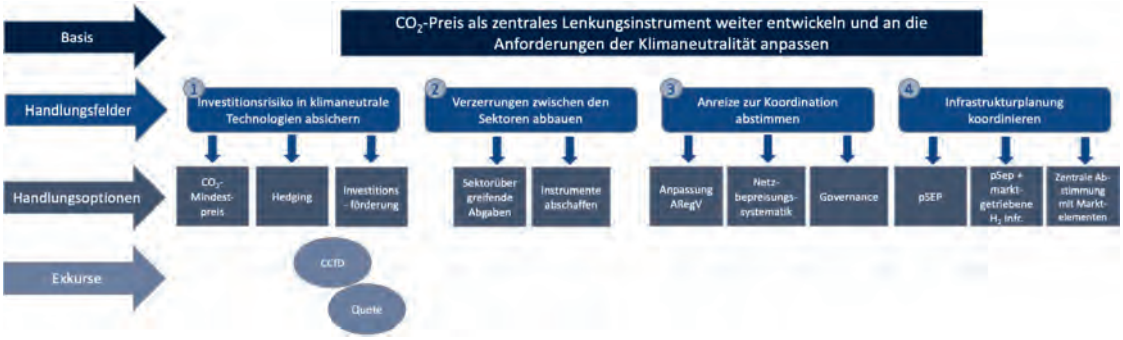


Abbildung 6: Die Handlungsfelder und die Handlungsoptionen im Überblick

Das erste Handlungsfeld greift die Herausforderung auf, dass auch bei einer effektiven CO_2-Bepreisung ein Bedarf an zusätzlichen Lenkungsinstrumenten besteht, die im Energiemarktdesign abgebildet werden sollten. Wie in Kapitel 4.1 vertiefend dargestellt wird besteht eine zentrale Herausforderung bei der CO_2-Bepreisung in der regulatorischen Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung des Regelrahmens, der die CO_2-Preisfindung beeinflusst, so dass die Investitionsentscheidungen risikoreicher werden. Steuerungsinstrumente jenseits der CO_2-Bepreisung und deren Finanzierung sollten zudem so gestaltet sein, dass sie nicht zu Verzerrungen zwischen den Sektoren führen. Bestehende Steuern und Umlagen im Energiesektor zielen jedoch nicht auf die Internalisierung von externen Effekten und führen daher zu eben solchen ineffizienten Verzerrungen, wie in Kapitel 4.2 weiter ausgeführt wird.

Durch den zunehmenden Bedarf die verschiedenen Versorgungssysteme im Energiesektor verstärkt zu koordinieren rückt das Thema Infrastruktur zunehmend in den Fokus der Marktdesign-Debatte. Zwei Aspekte werden dazu im Folgenden vertieft, da hier verschiedene Hürden seitens der Partner hervorgehoben wurden. So ist eine zentrale Anforderung an den Regelrahmen der Energieinfrastruktur die Offenheit für alle qualifizierten Akteure sicherzustellen, so dass sich sowohl wettbewerbliche als auch regulierte Akteure am Aufbau neuer Infrastruktur beteiligen können. Dabei steht insbesondere die aktuelle Debatte rund um den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur im Fokus. Erschwert wird dies derzeit z.B. dadurch, dass der Infrastrukturaufbau nicht koordiniert über Sektorgrenzen hinweg stattfindet, sondern sektoral getrennt betrieben wird. Eine weitere Hürde ist die Unsicherheit über die Fähigkeiten des Marktes die notwendige Infrastruktur ohne zentralen Planungsprozess zu entwickeln. Diese Hürden werden unten in Kapitel 4.4 weiter vertieft.

Das Thema Infrastruktur wird zudem in Bezug auf die Gesamtsystemoptimierung (whole system approach) vertieft. Hier wird im Rahmen der Studie hervorgehoben, dass der bestehende Regelrahmen (z.B. ARegV, StromNEV, etc.) keine ausreichenden Anreize zur notwendigen Gesamtsystemoptimierung setzt. Zudem sollte sich die Allokation der Infrastrukturkosten stärker als heute an der Lenkungswirkung für die effiziente Nutzung und den Aufbau der Infrastruktur orientieren. Die bestehende Kostenverteilung zur Finanzierung der Infrastruktur im regulierten Bereich entfaltet allerdings in weiten Teilen nur eine Lenkungswirkung bei den Verbrauchern. Diese beiden Aspekte werden in Kapitel 4.3 weiter vertieft.

4.1 Investitionsrisiko in klimaneutrale Technologien absichern

Investitionen in CO_2-vermeidende Technologien werden im Kern durch den CO_2-Preis, der sich aus dem EU ETS als auch dem BEHG ergibt, beanreizt. Der Lenkungswirkung des CO_2-Preises kommt daher eine Schlüsselrolle bei der Transformation zur Klimaneutralität zu. Wie bereits in Kapitel 3 dargestellt, gilt es die CO_2-Bepreisung an die Erfordernisse der Transformation zur Klimaneutralität anzupassen. Auch bei einer Anpassung des CO_2-Preises bzw. dessen Rahmenbedingungen an das aktuelle Ambitionsniveau der Klimaneutralität bis 2045, können sich für Investoren verschiedene Risiken im Kontext des CO_2-Preises ergeben, etwa in Bezug auf die Fluktuation des Preises (vgl. dazu Kapitel 5.1.1), aber insbesondere auch regulatorische Risiken. Letztere stehen hier im Fokus und werden im Folgenden genauer beschrieben. Grundsätzlich kann die vorgenommene Bewertung auch auf andere Risiken, die sich nicht aus einer regulatorischen Unsicherheit ableiten, übertragen werden, dabei gilt es aber zu prüfen, inwiefern die Effektivität der Handlungsoptionen auch für andere Risiken gegeben ist.

4.1.1 Das identifizierte Problem

Sowohl die Rahmenbedingungen des EU ETS als auch der bislang nationalen CO_2-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor werden maßgeblich durch die Politik festgelegt, zumeist über Zeiträume von maximal 10 Jahren. Daher besteht eine regulatorische Unsicherheit bezgl. der Ausgestaltung des CO_2-Preises über diesen Zeitraum hinaus. Im Falle des EU ETS besteht diese Unsicherheit insbesondere im Hinblick auf den Zeitraum nach 2030. Durch die kürzlich erfolgte Ankündigung der Einführung eines separaten EU ETS für die Sektoren Verkehr und Gebäude ab 2026 ist die Ausgestaltung des CO_2-Preises für diese Sektoren bereits ab diesem Zeitpunkt wieder unsicher. Für

alle Investitionen, deren Lebenszyklus sich über diesen bereits geregelten Zeitraum hinaus erstreckt, besteht eine Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Ausgestaltung des CO_2-Preises, da diese Rahmenbedingungen potenziell signifikante Auswirkungen auf das zukünftige CO_2-Preisniveau haben können. Diese regulatorische Unsicherheit besteht bereits seit der ersten Phase des EU ETS, bleibt aber auch weiterhin bestehen (Helm & Hepburn, 2005).

Je weiter sich der Lebenszyklus einer Investition über den bereits geregelten Handelszeitraum für CO_2-Emissionen hinaus erstreckt, desto stärker ist die Rückwirkung der regulatorischen Unsicherheit auf die Investition. Für die Marktteilnehmer ist dieses Risiko schwierig zu kalkulieren, so dass es bei der Finanzierung von Investitionen von langlebigen Gütern, deren Erträge vom CO_2-Preis (direkt und indirekt) abhängen, zu entsprechenden Risikoaufschlägen kommt.[8] Zwar besteht dieses Risiko auch für CO_2-emittierende Technologien, da ein unvorhergesehen schneller Anstieg des CO_2-Preises hier auch ein Risiko darstellt, aber CO_2-Vermeidungstechnologien sind zumeist kapitalintensiver als die etablierten CO_2-emittierenden Technologien, so dass sich hier der Risikoaufschlag auf das Fremdkapital stärker auswirkt.

Diese Risikoaufschläge, in Kombination mit weiteren Unsicherheiten, können dazu führen, dass Investitionen in langlebige CO_2-Vermeidungstechnologien nicht getätigt werden, da die Finanzierungskosten der Investition zu hoch werden. Hinzu kommt, dass CO_2-Vermeidungstechnologien erst am Anfang der Markteinführung stehen, weniger Erfahrungen mit diesen Technologien bestehen und daher höhere zu finanzierende Kosten haben. Aktuell wird diese Problematik insbesondere für den Bereich der Grundstoff-Industrie (Stahl, Zement und Chemie) diskutiert. So geht etwa eine Studie von Agora Energiewende davon aus, dass in Deutschland bei ca. 50% des Anlagenbestands in der Stahl- und Grundstoffchemieindustrie Investitionsbedarf bis 2030 besteht. In der Zementindustrie würden demnach im gleichen Zeitraum bei ca. 30% des Anlagenbestand Reinvestitionen notwendig (Agora 2019). Auf Grund der Langlebigkeit dieser Produktionsanlagen in der Industrie, die für einen erheblichen Teil der CO_2-Emissionen in Deutschland (Stahl, Grundstoffchemie und Zement zusammen ca. 115 Mio t in 2017) verantwortlich ist, wirkt sich die regulatorische Unsicherheit hier signifikant auf die Investitionsentscheidungen aus. Gleichzeitig sind die Investitionen, die bis 2030 getätigt werden, auf Grund der langen Lebensdauer sehr relevant für das Erreichen

[8] Eine detailliertere Ausführung wie sich dieses Risiko auf die Finanzierungsstruktur von langlebigen Investitionsgütern auswirkt findet sich in Richtstein (2017)

der Klimaneutralität bis 2045. Im Folgenden nutzen wir daher dieses Beispiel als Referenz, weisen aber darauf hin, dass das zugrundeliegende Problem nicht nur auf die Industrie, sondern auf alle Investitionen in CO_2-Vermeidungstechnologien zutrifft, deren Lebensdauer signifikant über den in der CO_2-Bepreisung aktuell geregelten Zeitraum hinaus gehen. Darüber hinaus gibt es auch weitere Risiken für Investitionen, die in Bezug zum CO_2-Preis stehen (Fluktuation, Preisverlauf, Systemgrenzen) und Einfluss auf Investitionsentscheidungen haben können. Diese stehen nicht explizit im Fokus der vorliegenden Analyse, können aber potenziell durch ein ähnliches Maßnahmenset adressiert werden.

4.1.2 Die Handlungsoptionen inkl. Bewertung

Um die oben beschriebenen Risiken zu adressieren kommen verschiedene Optionen in Betracht. Zentral ist dabei zunächst, dass eine Lösung des eigentlichen Problems aktuell nicht absehbar erscheint. Zwar wäre es theoretisch denkbar, dass der Regelrahmen für die CO_2-Bepreisung zeitnah bis 2045 festgelegt wird, allerdings stellt dies sehr hohe Anforderungen an den politischen Prozess zur Definition des Regelrahmens, sowohl auf nationaler als auch internationaler Ebene. Dies scheint aus heutiger Sicht kaum realisierbar. Selbst wenn es diesen Regelrahmen geben würde, wäre weiterhin unsicher, ob dieser Rahmen bis 2045 Bestand haben könnte bzw. hinreichend starke Investitionssignale sendet, die nicht durch andere Anreize überlagert werden. Hier ergeben sich ebenfalls Unsicherheiten in Bezug auf die Stabilität des politischen Kurses in dem relevanten Zeitraum. Eine komplette Auflösung des regulatorischen Risikos erscheint daher aktuell nicht absehbar.

Daher fokussieren sich die Handlungsoptionen im Folgenden darauf, die Investitionssicherheit für CO_2-Vermeidungsoptionen zu erhöhen. Dabei werden ein CO_2-Mindestpreis, staatliches Risiko-Hedging und staatliche Technologieförderung jeweils als eigenständige Handlungsoptionen evaluiert. Grundsätzlich gilt, dass alle drei diskutierten Optionen das regulatorische Risiko reduzieren bzw. kompensieren können, dabei jedoch jeweils unterschiedliche Herausforderungen mit sich bringen. Aus diesem Grund werden im Folgenden die Handlungsoptionen kurz dargestellt und die jeweiligen Stärken und Schwächen hervorgehoben. Darüber hinaus findet sich in Anhang 6 eine ausführlichere Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse zu den Handlungsoptionen. Ergänzend dazu werden noch zwei Exkurse dargestellt, in denen wir zwei zentrale Instrumente aus der aktuellen Debatte, skizzieren und bewerten:

- Carbon-Contract-for-Difference und
- Quote für klimaneutrale Gase

Basierend auf diesen Analysen fassen wir unsere Handlungsempfehlung zur Reduktion der Investitionsunsicherheit aus dem zukünftigen CO_2-Preis zusammen. Des Weiteren können die verschiedenen Instrumente auch kombiniert werden und sich ergänzen, wobei es zu beachten gilt, dass nicht alle Kombinationen sinnvoll erscheinen. Wie sich die einzelnen Instrumente gegenseitig beeinflussen, sollte daher in Abhängigkeit von der genauen Ausgestaltung geprüft werden. Eine solche Detailprüfung liegt aber jenseits des Umfangs dieses Gutachtens und ist daher nicht Teil der Analyse. Darüber hinaus handelt es sich bei den Handlungsoptionen um eine Auswahl, die im Rahmen des Projektes in Kooperation mit den Partnern getroffen wurde. Es können durchaus weitere Ansätze bestehen, um das regulatorische Risiko zu adressieren, daher stellt die Diskussion der drei Handlungsoptionen auch nur eine Momentaufnahme zur aktuellen Debatte, die sich weiterentwickelt, dar.

Handlungsoption 1.1: CO_2-Mindestpreis

Die Einführung eines CO_2-Mindestpreises wird in Bezug auf den EU ETS schon länger diskutiert und wurde im Rahmen des BEHG bereits national für den Wärme- und Verkehrssektor (auf einem verhältnismäßig niedrigen Niveau) umgesetzt. Mit diesem Instrument wird sichergestellt, dass der CO_2-Preis nicht unter ein vorgegebenes Niveau fällt.

In Bezug auf den EU ETS werden grundsätzlich zwei verschiedene Optionen für den CO_2-Mindestpreis diskutiert: Die Umsetzung eines nationalen Mindestpreises[9] oder eine europaweite Umsetzung. Während ein nationaler Mindestpreis sich faktisch durch eine Anpassung der Energiebesteuerung im Stromsektor ergeben würde, könnte ein europaweiter Mindestpreis direkt am EU ETS ansetzen.

Unabhängig von der regionalen Eingrenzung des Instruments kann ein Mindestpreis als Risikoabsicherung für Investitionen in CO_2-Vermeidungstechnologien fungieren. Wie stark der Mindestpreis das Investitionsrisiko eingrenzt, hängt dann von der Höhe, dem Verlauf und der Dauer, für die der Mindestpreis festgelegt wird, ab. Insbesondere

[9] wie er etwa durch die Stiftung Klimaneutralität zur Beschleunigung des Kohleausstiegs auf Basis der Untersuchungen des Öko-Instituts vorgeschlagen (Öko-Institut 2021) und in Großbritannien bereits angewandt wird

die Dauer, für die der Mindestpreis festgelegt wird, ist für die Absicherung des Investitionsrisikos in langlebige Anlagen relevant. Gilt dieser nur für die aktuelle Handelsperiode, so hat er kaum Auswirkungen auf das hier analysierte Investitionsrisiko, das sich aus der regulatorischen Unsicherheit ergibt. Grundsätzlich kann aber bei einem Mindestpreis, dessen angemessene Höhe und Verlauf über einen langen Zeitraum festgelegt wird, von einer Risikoabsicherung ausgegangen werden.

Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass der Mindestpreis einen Eingriff in den Markt für CO_2-Zertifikate darstellt, der die Effizienz der marktbasierten Preisfindung reduziert. Wie stark die Effizienz beeinträchtig wird hängt maßgeblich von der Höhe des Mindestpreises ab: Je höher der Mindestpreis ist, desto stärker wird das Marktergebnis gegenüber einer freien Preisfindung verzerrt. Dies bedeutet dann zum Beispiel, dass Konsumenten einen zu hohen Preis für die CO_2-Vermeidung tragen müssen, als dies ohne einen Mindestpreis der Fall wäre. Orientiert sich der Mindestpreis jedoch an dem unteren Niveau der prognostizierten Preisspanne, so werden die Effizienzverluste eingegrenzt, da der Mindestpreis dann häufig unter dem tatsächlichen Preis im Markt liegen würde und tatsächlich nur zur Risikoabsicherung dient.

Bei einem nationalen Mindestpreis gilt es darüber hinaus zu beachten, dass dieser nicht nur zu einer nationalen Verzerrung des nationalen Marktergebnisses führt, sondern auch international die Preisbildung verzerrt: Durch den nationalen Mindestpreis erhöhen sich die nationalen Investitionen in CO_2-Vermeidungstechnologien, so dass die nationale Nachfrage nach Zertifikaten auf dem internationalen EU-ETS sinkt. Dies führt zu international fallenden CO_2-Preisen, so dass international weniger Investitionen in CO_2-Vermeidung getätigt werden. Es ist also nicht davon auszugehen, dass ein nationaler Mindestpreis zu einer zusätzlichen europaweiten Investition in CO_2-Vermeidungstechnologien führt. Offen ist dabei noch die Frage, wie sich diese Einschätzung ändert, wenn nicht nur Deutschland, sondern weitere europäische Länder, die zumeist bereits einen schnelleren Kohleausstieg beschlossen haben bzw. diesen diskutieren, ebenfalls einen nationalen Mindestpreis einführen, um diese politische Zielsetzung zu erfüllen.

Während ein nationaler Mindestpreis durchaus Rückwirkungen auf die internationale Preisfindung haben kann, liegt ein zentraler Vorteil in diesem Ansatz, dass er regulatorisch einfacher umsetzbar ist als ein europaweiter Mindestpreis, da hier die internationalen Interessen beachtet werden müssten. Darüber hinaus ist auch der juristische

Aufwand bei der nationalen Umsetzung geringer, da ein Mindestpreis hier kaum auf juristische Hindernisse trifft, die behoben werden müssten (Kahl 2021).

Handlungsoption 1.2: Staatliches Hedging

Der etablierte Ansatz zum Umgang mit Risiken bei Investitionen ist das Hedging. In dem gegebenen Fall würde dies bedeuten, dass eine Marktpartei das Risiko des zukünftigen CO_2-Preispfads übernimmt. Beispielsweise kann dies über Contracts-for-Difference (CfD) erfolgen. Dabei würde die Marktpartei dem Investor in eine CO_2-Vermeidungstechnologie einen festen CO_2-Preis (strike price) anbieten. Solange der CO_2-Preis unter dem vereinbarten Niveau liegt, erhält der Anlageninvestor die Differenz zwischen strike price und dem tatsächlichen Marktpreis vom Hedging-Anbieter, sobald der Marktpreis über dem strike price liegt zahlt der Anlageninvestor diese Differenz an den Hedging-Anbieter. Aus Sicht des Investors ist damit der relevante Preis der feste strike price und die potenziellen Schwankungen des CO_2-Preises nicht länger relevant. Diese Zahlungsströme enden mit der Laufzeit des CfDs, die grundsätzlich frei verhandelbar zwischen den Marktparteien ist. Wir führen dieses Instrument weiter unten im Kontext der Carbon-Contracts-for-Difference (CCfD) in Kapitel 4.1.3 anhand eines Zahlenbeispiels noch weiter aus.

Hedging-Produkte zur Absicherung des CO_2-Preises über einen längeren Zeitraum werden im Markt jedoch aktuell kaum zu betriebswirtschaftlich realisierbaren Konditionen für die Investoren angeboten. Bestehende Produkte haben zumeist eine relativ kurze Laufzeit, da auch die Futures auf den CO_2-Preis aktuell nur eine Laufzeit von bis zu 8 Jahren haben. Insbesondere das regulatorische Risiko zur weiteren Ausgestaltung des CO_2-Preises hindert Marktparteien daran Hedging-Produkte über längere Laufzeiten zu Konditionen anzubieten, die für die Investoren in CO_2-Vermeidungstechnologien finanzierbar sind.

Da das regulatorische Risiko durch den Staat am besten adressiert werden kann, wäre der Staat auch die Partei, die für ein entsprechendes Hedging in Frage kommt. In diesem Fall würde der Staat als Hedging-Anbieter auftreten und entsprechend das Risiko eines zu niedrigen CO_2-Preises übernehmen, wenn dieser unter dem strike price liegt. Bei einer symmetrischen Ausgestaltung des CfDs würde der Staat dann umgekehrt über die Laufzeit des CfD Zahlungen von der Vertragspartei erhalten, solange der CO_2-Preis über dem vereinbarten strike price liegt. Für den Staat sollte dieses Instrument daher langfristig zumindest kostenneutral sein, wenn die Laufzeit und der strike price

entsprechend festgelegt wurden. Allerdings gilt es zu beachten, dass dem Staat Kosten entstehen, solange der CO_2-Preis unter dem vereinbarten strike price liegen.[10]

Das staatliche Hedging, ob in Form eines CfDs oder eines anderen Hedging-Instruments, kann sehr effektiv das regulatorische Risiko eines zu niedrigen CO_2-Preises abfangen und so die Hürden für klimaneutrale Investitionen reduzieren. Tatsächlich kann auch davon ausgegangen werden, dass durch das staatliche Hedging des regulatorischen Risikos eine Signalwirkung an die anderen Marktparteien ausgeht, die nicht direkt Teil des Hedging-Mechanismus sind. Diese Signalwirkung leitet sich aus dem staatlichen Commitment auf einen strike price ab: Der Staat signalisiert durch die vertragliche Garantie dieses Preisniveaus auch allen anderen Marktparteien, auf welchem Niveau sich der CO_2-Preis aus staatlicher Sicht zukünftig einfinden wird. Der Erwartungswert zum CO_2-Preis aus Sicht des Staates wird damit transparent. Dabei gilt jedoch zumindest auf internationaler Ebene, dass trotzdem noch das regulatorische Risiko besteht, dass der Staat seine eigenen Vorstellungen zum zukünftigen Preisniveau im EU ETS nicht gegenüber den anderen Mitgliedstaaten durchsetzen kann. Allerdings zeigt die aktuelle Debatte, dass auch andere Länder, wie z.B. Frankreich, über staatliche Hedging-Instrumente zur Investitionsabsicherung in klimaneutrale Technologien diskutieren (vgl. Sartor & Bataille 2019), so dass hier ähnliche Motivationen unterstellt werden können.

Grundsätzlich gilt, dass ein Informationsdefizit beim Staat über die tatsächlichen Kosten besteht, die durch das regulatorische Risiko bei den Investoren in klimaneutrale Technologien entstehen. Um diese entsprechenden Informationen zu erhalten und möglichen Effizienzverlusten durch Informationsasymmetrie entgegenzuwirken, können aber Ausschreibungsmechanismen genutzt werden. Darüber hinaus ist nicht zu erwarten, dass staatliche Hedging-Instrumente zu Verzerrungen am CO_2-Zertifikatemarkt führen. Anders als bei einem Mindestpreis, der zumindest in einem Sektor oder über alle Sektoren hinweg wirkt, ist bei einem punktuellen staatlichen Hedging nur ein geringer Effekt auf das europäische Preisniveau im EU ETS und damit auf die Investitionstätigkeiten in anderen Sektoren (national als auch international) zu erwarten. Wird

[10] Zur Gegenfinanzierung werden verschiedene Instrumente diskutiert (CO2-Abgabe, Klimaabgabe oder andere Steuern), die jeweils auch in Bezug zum carbon leackage Problem stehen und dieses adressieren können (siehe Ismer et al 2020).

staatliches Hedging jedoch sehr breit angewandt und ganze Sektoren Teil dieses Mechanismus, dann sind ähnliche Rückwirkungen auf den EU ETS zu erwarten wie beim nationalen Mindestpreis.

Eine weitere Herausforderung für das staatliche Hedging liegt in der Umsetzung: Hedging ist bisher keine Aktivität, die der Staat übernimmt, daher gilt es entsprechende Regularien, Prozesse und Instrumente neu zu konzipieren. Dieser regulatorische Aufwand könnte umfangreich werden und zu einer Verzögerung bei der Umsetzung dieses Ansatzes führen. Allerdings gilt es hier zu beachten, dass erste Diskussionen, wie der Staat im Rahmen von CCfDs Hedging betreiben kann, aktuell laufen bzw. Pilotprogramme starten (BMWi 2020b), so dass hier auf erste Vorarbeiten zurückgegriffen werden kann.

Handlungsoption 1.3: Technologieförderung

In der ökonomischen Theorie wird die Notwendigkeit von staatlicher Technologieförderung mit einem zentralen Marktversagen im Innovationsprozess begründet, das sich aus Spillover-Effekten ableitet: Der Nutzen einer Innovation kommt potenziell nicht nur dem Innovator zugute, da technologisches Wissen ein öffentliches Gut ist, der Innovator muss die Kosten der Technologieentwicklung jedoch alleine tragen (Arrow 1962). Klassischer Weise wird diesem Problem mit Patenten begegnet. Diese verlieren aber nach einem definierten Zeitraum ihre Gültigkeit, so dass für Innovationen mit hohen Entwicklungskosten der durch das Patent geschützte Zeitraum nicht ausreicht, um die Entwicklungskosten zu decken bzw. die Entwicklung rentabel zu machen. Dies ist vor dem gegebenen Hintergrund immer dann der Fall, wenn die CO_2-Vermeidungskosten einer Technologie so hoch sind, dass die Kostendeckung durch den CO_2-Preis, bzw. die Wettbewerbsfähigkeit zu konventionellen Technologien, aktuell nicht absehbar erscheint. Auch hier spielt das regulatorische Risiko eine relevante Rolle: Wenn der langfristige Preisverlauf des CO_2-Preises zu unsicher ist, erhöht sich das Risiko, dass sich die neue klimaneutrale Technologie nicht am Markt durchsetzen kann und sich die Investition in die Entwicklung nicht amortisiert. Daher ergibt sich durch die regulatorische Unsicherheit ein zusätzlicher Bedarf an Technologieförderung durch den Staat.

Staatliche Technologieförderung kann das Risiko aus einem potenziell zu niedrigen CO_2-Preis grundsätzlich effektiv reduzieren, da durch die Förderung die Abhängigkeit der Investition vom Verlauf des CO_2-Preises reduziert wird. Einschränkend auf die Effektivität wirkt sich aber insbesondere die Ausgestaltung des Fördermechanismus aus,

da grundsätzlich ein Informationsdefizit beim Staat bezüglich der genauen Förderbedarfe (Höhe, Umfang, Dauer) besteht. Dieses Informationsdefizit kann aber über Ausschreibungsmechanismen, die zur Identifizierung des effektiven Förderbedarfs beitragen, angegangen werden.

Zentrale Schwäche der staatlichen Förderung sind potenziell Effizienzverzerrungen: Die Wahrscheinlichkeit, dass durch die staatliche Lenkung der Fördermechanismen die effiziente Auswahl bei dem Förderempfänger, der Technologie, Höhe und Dauer der Förderung getroffen wird, ist gering. Auch hier kommt dem Ausschreibungsprozess zur Vergabe der Fördergelder eine zentrale Rolle zu.

Weiterhin gilt es zu beachten, dass die Effizienz anderer Marktmechanismen durch die Technologieförderung eingeschränkt wird, da die Förderung die Marktsignale überlagert und so zu verzerrten Marktergebnissen führt.

4.1.3 Exkurs CCfD

Der aktuelle Vorschlag zu CCfD des BMWi

Die Charakterisierung des Carbon Contract for Difference ist in der Diskussion nicht immer einheitlich. Die folgenden Darstellungen basieren primär auf dem Konzept des BMWi zu CCfDs (BMWi 2020b).

Wie oben bereits eingeführt sind Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD) allgemein Finanzinstrumente, bei denen zwei Parteien gegenseitig das Risiko schwankender Preise über einen Vertrag absichern, in dem sie sich auf einen strike price einigen. Im Falle des CfDs entspricht der strike price dem Erwartungswert der beiden Parteien zum zukünftigen Niveau des Preises: Gehen die Parteien davon aus, dass der Preis entweder bei 40€ oder 80€ in der Zukunft liegt und gehen beide Parteien weiterhin davon aus, dass beide Preise gleich wahrscheinlich sind, dann entspricht der Erwartungswert 60€ und damit auch der strike price. Liegt der momentane Marktpreis über dem strike price, muss der Verkäufer die Differenz zwischen strike price und Marktpreis an den Käufer bezahlen. Liegt der Marktpreis unter dem strike price, verhält es sich genau anders herum: Der Käufer muss die Differenz an den Verkäufer bezahlen. Diese Ausgestaltung der CfDs wird auch symmetrisch genannt. Dieser Systematik folgen aktuelle CfDs zur Absicherung von Risiken etwa aus schwankenden Marktpreisen für erneuerbare Erzeugungsanlagen in Großbritannien.

Das BMWi zielt mit der Anwendung dieses Mechanismus darauf ab, etwaige Risiken (regulatorische Unsicherheit, Volatilität etc.) aus der zukünftigen Entwicklung des CO_2-Preises für besonders innovative und treibhausgasneutrale Produktionsprozesse abzusichern. Dieses Instrument wird mit CCfD (Carbon-Contract-for-Difference) bezeichnet. Referenzpunkt ist hier immer der EU ETS-Preis. Dabei steht neben der Risikoabsicherung auch die Förderung neuer Produktionsprozesse in der Industrie im Fokus. Daher ist der Staat bereit zur Förderung bestimmter Technologien den strike price über dem Erwartungswert anzusetzen. Wir illustrieren dies unten mit einem Beispiel. Derzeit wird aus zwei Gründen eine Anwendung von CCfD primär auf die Grundstoffindustrien diskutiert: Erstens wird erwartet, dass bei diesen Industriezweigen die CO_2-Vermeidungskosten über dem zukünftig erwarteten CO_2-Preis liegen, so dass eine Förderung für eine CO_2-arme Technologie notwendig wird. Zweitens stehen hier in den nächsten 5 – 10 Jahren Investitionen in sehr langlebige Produktionsgüter an. Dies betrifft sowohl in der Stahl-, als auch Chemieindustrie ca. 50% der Produktionsanlagen (Agora 2019). Daher ist es notwendig, bereits in den nächsten Jahren Investitionen in treibhausgasneutrale Produktionskapazitäten zu tätigen, um das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen.

Problembeschreibung – welche Ziele will man mit CCfD erreichen?

In der aktuell vom BMWi geführten Debatte stehen zwei Ziele im Fokus:

- Ziel 1: Risikohedging zur Abdeckung der Unsicherheit des CO_2-Preises,
- Ziel 2: Technologieförderung zur Überbrückung zu hoher CO_2-Vermeidungskosten.

Ursprung der CCfD-Debatte ist die regulatorische Unsicherheit bezgl. der zukünftigen Ausgestaltung des CO_2-Preises, insbesondere im Hinblick auf den Zeitraum nach 2030. Ausschlaggebend für diese Unsicherheit ist, dass sie sich aus den politischen Rahmenbedingungen ableitet (Helm & Hepburn, 2005). Für die Marktteilnehmer ist dieses Risiko schwierig zu kalkulieren, so dass es bei der Finanzierung von Investitionen, deren Erträge vom CO_2-Preis (direkt und indirekt) abhängen, zu entsprechenden Risikoaufschlägen kommt. Die zweite Zielsetzung des BMWi ist es, solche Produktionsprozesse zu fördern, deren CO_2-Vermeidungskosten aktuell noch über dem absehbaren Preisniveau am EU ETS stehen.

Unten illustrieren wir wie ein CCfD funktionieren könnte und die obigen Ziele erreicht werden. Dazu nutzen wir einen Vergleich zwischen einer konventionellen Technologie mit CO_2-Emissionen und einer neuen Technologie ohne CO_2-Emissionen. Die Produktionskosten der alten Technologie sind C_{ALT} und der neuen (CO_2-freien) Technologie sind C_{NEU}. Die Differenz zwischen C_{NEU} und C_{ALT} wird als CO_2-Vermeidungskosten bezeichnet.

Unten gilt immer C_{ALT} = 30€, während die Annahme zu C_{NEU} variiert. TC_{ALT} bzw. TC_{NEU} bezeichnen die totalen Kosten, die sich zusammensetzen aus den Produktionskosten *und* den Kosten bzw. Einnahmen (negative Kosten) aus der CO_2-Bepreisung *und* durch CCfDs. Die Höhe des CO_2-Preises ist unsicher und kann mit gleicher Wahrscheinlichkeit niedrig, also 40€ und hoch, also 80€ betragen. Vor diesem Hintergrund würde der mittlere Erwartungswert des CO_2-Preises bei 60€ liegen (Mittelwert zwischen 40€ und 80€, bei gleicher Eintrittswahrscheinlichkeit). Der strike price p_S spiegelt diesen Erwartungswert wider und liegt damit zunächst auch bei 60€.

	CO_2-Preis niedrig = 40	**CO_2-Preis hoch = 80**
Referenz alt: Gesamte Kosten alter Technologie unter CO_2-Bepreisung		
	TC_{ALT} = 30€ + 40€ = 70€	TC_{ALT} = 30€ + 80€ = 110€
Vergleich: Gesamtkosten neuer Technologie in drei Fällen		
Fall 1: CCfD auf Basis des erwarteten CO_2-Preises		
C_{NEU} = 90€ $p_{S\ (CO2)}$ = 60€	TC_{NEU} = 90€ - 20€= 70€	TC_{NEU} = 90€ + 20€= 110€
Fall 2: CCfD auf Basis des erw. CO_2-Preises; höhere Kosten der neuen Technologie		
C_{NEU} = 100€ $p_{S\ (CO2)}$ = 60€	TC_{NEU} = 100€ - 20€= 80	TC_{NEU} = 100€ + 20€= 120€
Fall 3: CCfD auf Basis der Vermeidungskosten; höheren Kosten der neuen Technologie		
C_{NEU} = 100€ $p_{S\ (\Delta\ NEU-ALT)}$ = 70€	TC_{NEU} = 100€ - 30€ = 70€	TC_{NEU} = 100€ + 10€ = 110€

Tabelle 1: Zahlenbeispiel zu Carbon-Contracts-for-Difference (CCfD)

Der Referenzfall beschreibt lediglich die gesamten Produktionskosten der alten Technologie; dieser Fall erfasst demnach auch die Situation der Wettbewerber, die nicht auf

die neue Technologie umsteigen bzw. was passiert wäre, wenn das Unternehmen nicht umgestiegen wäre.

Fall 1 illustriert die Situation eines Unternehmens, das auf die klimaneutrale Technologie mit Kosten C_{NEU} = 90€ umgestiegen ist und einen CCfD auf den CO_2-Preis, also mit strike price p_S = 60€ abgeschlossen hat. Hier wird angenommen, dass lediglich das Risiko aus dem CO_2-Preis bei der neuen Technologie höher ist und alle anderen Risiken sich nicht zwischen neuer und alter Technologie unterscheiden. Dabei wirkt der CCfD insbesondere indirekt auf die Kosten der neuen Technologie: Durch den CCfD wird in diesem Beispiel das Risiko aus dem CO_2-Preis effektiv internalisiert, da die Finanzierungskosten der neuen Technologie auf das Niveau der alten Technologie sinken. Ohne den CCfD würden der Erwartungswert der Kosten der neuen Technologie über dem der Gesamtkosten der alten Technologie liegen. Die gesamten Kosten des Unternehmens mit der neuen Technologie sind demnach mit CCfD 70€ im Falle eines niedrigen CO_2-Preises und 110€ falls der CO_2-Preis stärker ansteigt - und liegen damit auf dem Niveau der alten Technologie.

Im Fall 1 wird die Unsicherheit des CO_2-Preises durch den CCfD für die neue Technologie mit der alten Technologie gleichgestellt. Der CCfD schafft somit eine Art level-playing-field zwischen alter und neuer Technologie. Dadurch wird Ziel 1 erreicht: Die Risikoabsicherung aus dem CO_2-Preis. So wird vermieden, dass der frühe Investor eine strategische Fehleinschätzung macht: Ohne CCfD wäre ein Investor, der früh auf die neue Technologie umsteigt, gegenüber dem nicht umgestiegenen Wettbewerber, schlechter gestellt, wenn der CO_2 Preis (zu) niedrig bleibt. Der CCfD hebt genau diese wettbewerbliche Unsicherheit eines zu niedrigen CO-Preises auf.

Die Preisunsicherheit durch den CO_2-Preis bleibt prinzipiell bestehen, aber sie wirkt sich jetzt für beide Technologien (neu und alt) gleich aus. Es bleibt aber auch zu beachten, dass nur eine Angleichung des Risikos zwischen neuer und alter Technologie erreicht wird. Für die Endverbraucher bleibt die Höhe der Belastung durch den CO_2-Preis weiter unsicher (70€ oder 110€), auch wenn alle Unternehmen auf die neue Technologie umgestiegen sind. Das heißt, der CCfD reduziert nicht grundsätzlich die Unsicherheit für alle Akteure, sondern verlagert das Risiko - im Interesse der Wettbewerbsgleichheit zwischen neuer und alter Technologie - auf die Endkunden.

Im Fall 1 gleicht der CO_2-Preis die CO_2-Vermeidungskosten[11] (90€ – 30€) genau aus. Dadurch reflektiert der CCfD nicht nur die Unsicherheit beim CO_2-Preis in der *Struktur*, sondern auch noch genau in der *Höhe* derart, dass die Gesamtkosten der beiden Technologien genau ausgeglichen sind. Das ist für dieses Beispiel konstruiert, weil die Vermeidungskosten nicht ursächlich mit dem Erwartungswert des zukünftigen CO_2-Preises zusammenhängen. Fall 2 illustriert das: Hier wurden die Produktionskosten der neuen Technologie mit 100€ etwas höher angenommen, während der strike price bei 60€ bleibt (und somit den mittleren Erwartungswert der CO_2-Preise von 60€ widerspiegelt). Damit deckt der CCfD nur einen Teil des Risikos, das sich aus dem CO_2-Preis ergibt, ab. Weitere Risiken werden von dem CCfD nicht erfasst. Es zeigt sich, dass die Gesamtkosten jetzt 80€ bzw. 120€ betragen und damit höher als die der alten Technologie sind. In diesem Fall wäre der strike price (als Erwartungswert des CO_2-Preises) zu niedrig, um die Vermeidungskosten zu überbrücken. Es würde weiterhin nicht zu einer Investition in die neue Technologie kommen.

Der Fall 3 nimmt daher an, dass der strike price auf 70€ angehoben wird, was wiederum die Vermeidungskosten (100€ – 30€) widerspiegelt, aber nicht mehr den Erwartungswert des CO_2-Preises. Die Gesamtkosten der neuen Technologie passen sich durch den CCfD an und gleichen sich wieder mit der alten Technologie aus (70€ und 110€). Der CCfD mit p_S = 70€ schafft demnach wieder vollständige Wettbewerbsgleichheit zwischen Umsteigern und Nicht-Umsteigern.

In unserem Beispiel wäre der Erwartungswert für den CO_2-Preis 60€, das bedeutet, dass der CO_2-Preis erwartungsgemäß im Mittel nicht über 60€ steigen würde. In den Fällen 2 und 3 verbleibt eine Differenz zwischen dem erwarteten CO_2-Preis (60€) und den zusätzlichen Kosten der neuen Technologie (weitere 10€). Der Staat vereinbart daher einen strike price von 70€ anstatt der erwarteten 60€ rein für den CO_2-Preis und überbrückt so die gesamten Vermeidungskosten. Das ist Ziel 2: Technologieförderung.

Während die theoretische Argumentation, warum der Staat die CCfDs ausgeben sollte und nicht der Markt, zumeist auf das regulatorische Risiko abstellt, zeigt das obige Beispiel, dass der Aspekt der Technologieförderung hier die relevantere Motivation für die Rolle des Staates ist: der Markt (z.B. private Banken, finanzielle Institutionen) würde die Förderung der neuen Technologie nicht finanzieren und würde demensprechend

[11] Die Kenntnis über die genauen Vermeidungskosten haben nur die Investoren selbst, nicht der Staat. Weiter unten diskutieren wir, wie diese Informationsasymmetrie aufgehoben werden kann.

solche CCfDs nicht anbieten. Diese Technologieförderung muss aus öffentlichen Mitteln, z.B. aus dem allgemeinen Staatshaushalt oder aus den BEHG-Einnahmen, finanziert werden. Der strike price von 70€ kann durch eine Versteigerung festgelegt werden. Der Bieter mit dem geringsten Förderbedarf (hier 10€) würde den Zuschlag für den CCfD erhalten und damit den strike price auf 70€ setzen. Danach folgen weitere Bieter (Firmen oder Sektoren) mit höheren Vermeidungskosten.

Bewertung

CCfDs in der oben dargestellten Form können effektiv das Risiko aus den Unsicherheiten über die Entwicklung des CO_2-Preises für klimaneutrale Technologien reduzieren und so für heute anstehende Investitionen ein level-playing-field zwischen klimaneutralen Produktionsprozessen und klassischen Technologien herstellen. Würde der CCfD jedoch lediglich auf das Risiko abstellen, und daher den Erwartungswert des zukünftigen CO_2-Preises als einzige Grundlage für die Definition des strike price nutzen, dann würde zwar effektiv das erste Ziel, die Absicherung des Risikos erreicht, jedoch würde damit voraussichtlich immer noch nicht die Umstellung auf neue Produktionsprozesse mit hohen Vermeidungskosten sichergestellt. Dazu bedarf es eines weiteren Aufschlags auf den Erwartungswert, der die Differenz zwischen den Vermeidungskosten und dem Erwartungswert abbildet. Wenn diese Differenz sich aus einem Ausschreibungsmechanismus ergibt, kann darüber hinaus sichergestellt werden, dass die Förderung der treibhausgasneutralen Produktionsprozesse auch über den CCfD erfolgt. Grundsätzlich kann die Technologieförderung Teil des CCfDs werden, es ist aber ebenso umsetzbar, dass der CCfD lediglich das Risiko aus dem CO_2-Preis adressiert, und die Technologieförderung zusätzlich über andere Mechanismen (wie der klassischen Technologieförderung) erfolgt.

Der Ausschreibungsprozess stellt die effiziente Risikoreduzierung *und* Technologieförderung über CCfDs sicher, da so die Technologien mit den geringsten Vermeidungskosten identifiziert werden können. Gleichzeitig führt die Kombination von Risikoreduzierung als auch Technologieförderung in einem Instrument dazu, dass die Transaktionskosten gegenüber einer Trennung der Risikoabsicherung von der Technologieförderung geringer ausfallen.

Ein kritischer Punkt des Instruments ist, dass es bei einer Anwendung der Förderkomponente von CCfDs zu Verzerrungen am CO_2-Markt kommen kann. Der CO_2-Preis ist

bereits ein Lenkungsinstrument um Marktparteien zu klimaneutralen Technologien anzureizen. Die Komponente der Technologieförderung in einem CCfD setzt hier zusätzliche Anreize für Investitionen, sodass es zu einer Doppelung von Instrumenten kommt. Es muss erwartet werden, dass die Förderung Höhe und Verlauf des CO_2-Preises beeinflussen und ggf. verzerren wird.

Die Anwendung von CCfDs führt zu einer Reduzierung der Risiken für die Erzeuger, indem ein wettbewerbliches level-playing-field zwischen alter und neuer Technologie geschaffen wird. Jedoch wird die Untersicherheit beim CO_2-Preis nicht grundsätzlich abgeschafft; wie oben dargestellt findet selbst dann, wenn alle Firmen im Markt auf die neue Technologie umgestiegen wären, eine Verlagerung der Preisunsicherheit über die CCfDs von den Produzenten auf die Konsumenten statt.

Für den Staat führt die Technologieförderung über den CCfD zu einer höheren Belastung, da die Komponente der Technologieförderung aus öffentlicher Hand finanziert werden muss. Ob die Belastung für den Staatshaushalt durch CCfDs größer oder kleiner ausfällt als im Falle der klassischen Technologieförderung hängt maßgeblich von der Ausgestaltung der Instrumente ab.

Die konkrete Umsetzung der CCfDs stellt eine administrative Herausforderung dar. Bei CfDs ist die korrekte Bestimmung des strike prices immer ein Problem. Hier bei den CCfDs könnte der strike price über ein Ausschreibungsverfahren abgeleitet werden. Das verlagert allerdings die Herausforderung auf die Ausgestaltung der Ausschreibungen. Zwei Fragen sind hierbei zentral:

- Erstens: Wie umfassend ist eine Ausschreibung, oder in anderen Worten, wie eng werden einzelne Sektoren abgegrenzt und in separaten Ausschreibungen erfasst? Wenn einzelne Sektoren in separaten Ausschreibungen erfasst werden, kann die Technologieförderung gezielter eingesetzt werden. Gleichzeitig aber wird der Zeitpunkt der Umstellung auf CO_2-neutrale Technologien immer stärker vom Staat anstatt vom Markt bestimmt. Zudem gilt, dass der Bieterwettbewerb geringer wird, wenn die Ausschreibungen enger abgegrenzt werden.
- Zweitens: Welche Kriterien werden zur Auswahl der Gewinner einer Ausschreibung verwendet? Die einfachste Variante wäre, dass das Angebot für den niedrigsten strike price gewinnt. Es gibt auch Ansichten, mehrere Kriterien heranzuziehen, siehe z.B. Sartor & Bataille (2019). Letzterer Ansatz ist in der Versteigerungstheorie bekannt als beauty contest. Hier erscheint es zwar so, als ob der Staat sehr genau das beste Angebot aussuchen könnte, der Ansatz über einen beauty contest birgt

jedoch die Gefahr, dass der Staat explizit die Technologien aussucht (picking winners) und damit einen zentralen Zweck der Ausschreibung limitiert.

Darüber hinaus gilt es zu prüfen, ob aus juristischer Sicht bei einer Ausgestaltung der CCfDs als Förderinstrument ggf. beihilferechtliche Risiken bestehen. Falls ein solches Instrument einseitig in manchen EU-Mitgliedstaaten eingeführt werden sollten, könnte es, je nach Ausgestaltung des Instruments, zu wettbewerbswidriger Förderung kommen.

4.1.4 Exkurs Quote für klimaneutrale Gase im Wärmesektor

Ein weiteres mögliches Instrument zur Risikoabsicherung von Investitionen ist das Konzept einer Quote für klimaneutrale Gase. Im Folgenden werden die Kernargumente zu den Stärken und Schwächen des Instruments dargestellt. Wie die Bewertung unten zeigt, kann eine solche Quote je nach Ausgestaltung effektiv das Mengenrisiko für Erzeuger klimaneutraler Gase abfangen und Investitionssicherheit schaffen. Allerdings führt diese Art der Technologieförderung zu potenziell erheblichen Effizienzverlusten.

Das Thüga-Modell als Grundlage der Bewertung

Im Rahmen des Positionspapiers „Erneuerbares Gas für die Wärme- und Verkehrswende – Positionen für weniger CO_2 und mehr Klimaschutz in Deutschland“ hat die Thüga-Gruppe 2019 eine Quote auf Basis handelbarer Zertifikate für klimaneutrale Gase im Wärme- und Verkehrssektor vorgeschlagen (Thüga 2019).

Das Thüga-Modell basiert auf einem Ansatz, bei dem die Quote für die Gasvertriebe in Deutschland verpflichtend festgeschrieben wird. Im Zeitverlauf soll sich schrittweise der Anteil an erneuerbaren Gasen im Gasmix erhöhen. Als Zielmarke gibt Thüga einen Anteil erneuerbarer Gase von 25 % bis zum Jahr 2030 an. Dieses Modell wurde unter anderem auch von Agora Energiewende aufgegriffen und auf grünen Wasserstoff eingegrenzt (Agora 2019). Grundsätzlich findet ein solches Modell bereits im Verkehrssektor über die Treibhausgasminderungsquote Anwendung, so dass wir uns in den folgenden Darstellungen auf den Wärmebereich fokussieren. In Abgrenzung von der Treibhausgasminderungsquote fokussiert sich die Quote für klimaneutrale Gase nur auf den Energieträger Gas und schließt andere Energieträger von der Quote explizit aus.

Das adressierte Problem

Quotenmodelle finden bereits in verschiedenen Sektoren Anwendung, insbesondere aktuell im Verkehrsbereich. Ziel der Quote im Verkehrssektor ist es in Ergänzung zu der CO_2-Bepreisung (aktuell BEHG) einen zusätzlichen Anreiz zu bieten auf erneuerbare Energieträger umzustellen. Die Quote dient also der Technologieförderung. Dazu werden Mindestanteile von erneuerbaren Energieträgern an den Treibstoffen definiert (Treibhausgasminderungsquote).

Analog zielt das Konzept einer Quote für klimaneutrale Gase im Wärmesektor darauf ab, ergänzend zum CO_2-Preis, Anreize für Investitionen in klimaneutrale Gase zu setzen und dadurch die Umstellung der Infrastruktur auf klimaneutrale Gase zu fördern. Im Fokus steht hier also die Technologieförderung von klimaneutralen Gasen im Wärmebereich. Zur Erfüllung der Quote wird ein Markt für handelbare Zertifikate etabliert. Die Erzeuger klimaneutraler Gase generieren so zusätzliche Einnahmen aus dem Verkauf der Zertifikate. Die Vertriebe können zur Erfüllung ihrer Quote diese Zertifikate erwerben und die Kosten an ihre Kunden weitergeben.

Kernherausforderung im Verkehrs- und Wärmebereich ist, dass in diesen beiden Sektoren die Preiselastizität der Nachfrage im Verhältnis zur Energiewirtschaft und Industrie gering ist und gleichzeitig die Vermeidungskosten tendenziell höher sind als in Industrie und Energiewirtschaft. Dies führt dazu, dass CO_2-reduzierende Investitionen später stattfinden und es bei einer einheitlichen CO_2-Bepreisung zu einer späteren Umstellung auf klimaneutrale Energieträger in den Bereichen Verkehr und Wärme kommt. Während dies aus globaler Sicht der CO_2-Bepreisung auch sinnvoll ist, da der CO_2-Preis die Investitionen genau dort hinlenken soll, wo die geringsten Vermeidungskosten für Emissionen anfallen, führt dies dazu, dass Sektorziele oder industriepolitische Ziele (z.B. Technologieführerschaft) nicht im geplanten Zeitrahmen erreicht werden können. Auf nationaler Ebene ist daher die CO_2-Bepreisung zwischen den Sektoren aktuell getrennt (BEHG vs. EU ETS). Diese Trennung soll auch auf EU-Ebene durch Einführung eines separaten EU ETS für die Sektoren Verkehr und Gebäude zukünftig aufrechterhalten werden.

Darüber hinaus besteht auch für die Erzeuger (und andere Akteure in der Wertschöpfungskette) klimaneutraler Gase (z.B. Betreiber von Elektrolyseuren) ein Risiko aus dem potenziell zu niedrigen CO_2-Preis. Dieses Risiko bezieht sich jedoch nicht auf den

CO_2-Preis selbst, sondern auf die Nachfrage nach klimaneutralen Gasen. Diese Nachfrage wird u.a. durch den CO_2-Preis gesteuert und hier bestehen die schon beim CCfD thematisierten Risiken, die sich primär aus der Unsicherheit über den zukünftigen Verlauf des CO_2-Preises ableiten. Für die Erzeuger klimaneutraler Gase ergibt sich so bei der Nachfrage nach klimaneutralen Gasen ein Mengenrisiko und umgekehrt besteht für die Nachfrage eine Unsicherheit, wann entsprechende Kapazitäten an klimaneutralen Gasen zur Verfügung stehen. Je kurzfristiger eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen erfolgt, desto kritischer kann dies für einen möglichen Technologieswitch werden, da der entsprechende Infrastrukturumbau nicht in der Geschwindigkeit erfolgt, wie durch die Nachfragesektoren benötigt.

Beide Aspekte, das Mengenrisiko als auch die Technologieförderung, bilden die zentrale Motivation zur Anwendung der Quote.

Wie funktioniert die Quote bzw. welche Effekte hat sie?

Die Quote ist ein Instrument, das die Menge an klimaneutralen Gasen (bzw. den Anteil an der nachgefragten Menge) unabhängig vom Preis festschreibt. Ziel ist es über staatliche Vorgaben den Anteil klimaneutraler Energieträger in den verschiedenen Sektoren zu beeinflussen. Damit stellt die Quote grundsätzlich eine Alternative zum CO_2-Preis dar, kann aber auch mit ihm kombiniert werden. Die Kombination diskutieren wir weiter unten beim Thema Effizienz. Eine Quote für klimaneutrale Gase im Wärmesektor würde primär folgende Effekte haben:

- Für Erzeuger klimaneutraler Gase: Durch eine Quote wird eine Nachfrage nach klimaneutralen Gasen gesichert, so dass der Absatz für die Erzeuger dieser Energieträger sicher zu prognostizieren ist und die Lernkurve bei den Elektrolyseuren und weiteren P2G-Technologien schneller beschritten wird (Agora 2019). Zudem werden zusätzliche Einnahmen aus dem Verkauf der Zertifikate generiert. Letztlich wird das Risiko der neuen Technologie für die Erzeuger reduziert.
- Für Gasnetzbetreiber: Die Quote stellt sicher, dass sich die Nachfrage nach gasförmigen Energieträgern zumindest langsamer reduziert, als dies ohne die Quote der Fall wäre. Allerdings muss hier beachtet werden, dass die durch die Quote steigenden Gaspreise auch Anreize zur Reduktion der Gasnachfrage setzen kann. Welcher Effekt hier überwiegt häng maßgeblich von der Preiserhöhung und der Preiselastizität der Nachfrage ab. Darüber hinaus sichert die Quote die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff für den Umfang ab, der durch die Quote vorgegeben

wird. Darüber hinaus sendet die Quote ein Signal zur Umstellung der Infrastruktur, so dass ein schrittweiser Umstieg auf klimaneutrale Technologien ermöglicht wird.

Bewertung

Im Folgenden fokussieren wir unsere Analyse zunächst auf die Effekte in den marktlichen Bereichen, also insbesondere der Erzeugung und dem Verbrauch von klimaneutralen Gasen. Weiter unten greifen wir dann noch die Effekte für die Netzbetreiber weiter auf.

Durch die staatliche Festschreibung des Mindestanteils an klimaneutralen Gasen am gesamten Gasverbrauch wird das Mengenrisiko aufgefangen. In dieser Hinsicht kann das Instrument, wenn es gut gestaltet ist, sehr effektiv sein. Die Effektivität hängt u.a. von der Höhe der Strafzahlungen bei Nicht-Einhalten der Quote oder der Gültigkeitsdauer der Zertifikate ab.

Die Schwächen des Instruments in Kombination mit dem Emissionshandel liegen in der Effizienzminderung. Das Kernproblem ist, dass zwei Instrumente parallel und gleichzeitig eingesetzt werden: der CO_2-Preis und die Quote versuchen beide die CO_2-Vermeidung zu lenken. Diese Instrumentendoppelung mag, wie oben dargestellt, zwar gezielt sektoral effektiv sein, führt aber zu Verzerrungen und Ineffizienzen:

- Zum einen schränkt sie den sektorübergreifenden Wettbewerb zwischen verschiedenen CO_2-Vermeidungstechnologien ein. Während der CO_2-Preis die Investitionen in klimaneutrale Technologien dorthin lenken sollte, wo die geringsten Vermeidungskosten anfallen, führt die Quote dazu, dass Vermeidungstechnologien mit vergleichsweise höheren Vermeidungskosten unabhängig von diesen Kosten eingeführt werden. Dadurch wird die Technologieneutralität eingeschränkt. In einem vergleichbaren Kontext hat Agora (2019) bereits auf die potenziell negativen Rückwirkungen der Quote auf Power2Heat-Technologien hingewiesen.
- Gleichzeitig führt die Quote dazu, dass auf Grund der hohen Vermeidungskosten der durch die Quote in den Sektor gebrachten Technologien die Preise für alle Gasverbraucher steigen werden. Dies führt zu Verzerrungen innerhalb der betroffenen Sektoren, da sich so zusätzliche Anreize für einen Technologieswitch weg vom Gas hin zu anderen Energieträgern ergeben. Dies kann, muss aber nicht zu einer weiteren CO_2-Vermeidung führen.
- Darüber hinaus hat die Quote Rückwirkungen (zumindest theoretisch) auf die CO_2-Preisfindung, wobei wir zwei Fälle unterscheiden:

- Fall 1: Wird die Quote in einem Sektor angewandt, der von einer CO_2-Steuer (wie im aktuellen BEHG), und nicht einem Emissionshandel erfasst wird, so führt die Quote zu einer Verringerung der staatlichen Einnahmen. Wenn der Staat diese wegfallenden Einnahmen durch eine Erhöhung der Steuer kompensiert, dann führt dies zu weiteren Rückwirkungen für alle von der Steuer erfassten Akteure.
- Fall 2: Im Fall eines CO_2-Zertifikatesystems führt die Quote zu einer sinkenden Nachfrage und damit auch zu sinkenden CO_2-Zertifikatepreisen. Die sinkenden CO_2-Zertifikatepreise führen dann dazu, dass in den anderen Sektoren, die nicht von der Quote erfasst werden, weniger CO_2-Emissionen vermieden werden. Kommt es hingegen zu einer Reduktion der Menge an verfügbaren Zertifikaten im gesamten Markt in Höhe der durch die Quote erreichten CO_2-Reduktion, kommt es nicht zu einer negativen Auswirkung auf die anderen Sektoren im CO_2-Zertifikatesystem. Auf Grund der unterschiedlichen Nutzung der Gase (thermischen als auch stofflichen) kann die Bestimmung der tatsächlichen CO_2-Vermeidung komplex werden.

In den obigen Ausführungen haben wir uns primär auf die Erzeuger von klimaneutralen Gasen fokussiert, da diese die primären Adressaten der Quote wären. Allerdings werden auch die Investitionen der Netzbetreiber durch die Quote beeinflusst. Für die Netzbetreiber stellt die Quote einen Rahmen dar, um die Investitionssicherheit bei dem Umstieg auf klimaneutrale Gase (primär Wasserstoff) zu erhöhen. Zumindest in solchen Szenarien, in denen Wasserstoff auch eine Rolle im Wärmesektor spielt, stellt sich die Frage, welche Anreize die Gasnetzbetreiber erhalten ihre Netze entsprechend umzustellen, um diesen Transformationsprozess zu unterstützen. Grundsätzlich lassen sich solche Ansätze entweder durch die Regulierung im engeren Sinne (Anreizregulierung) oder durch Regulierung im breiteren Sinne (bspw. Quote) umsetzen. Zentrales Instrument zur Beanreizung von Investitionen in Gasnetze ist die Anreizregulierung. Für die Abstimmung mit den anderen Energieinfrastrukturen (whole system approach), wie z.B. der Erzeugung klimaneutraler Gase, könnte die Anreizregulierung um geeignete output-orientierte Anreizelemente ergänzt werden (vgl. Kapitel 4.3). Aus Sicht der GutachterInnen sollte hier zunächst geprüft werden, welche Regelungen einer Umstellung auf klimaneutrale Energieträger entgegenstehen und welches Instrument, die Quote oder die Anpassung der Anreizregulierung, diese Hemmnisse geeigneter adressieren kann.

Weiter zu betrachten gilt, dass eine Quote zu potenziell signifikanten Umverteilungseffekten führen kann. Welche Akteure genau profitieren und welche Gruppen stärker belastet werden, hängt dabei von vielen Faktoren bei der Ausgestaltung der Quote ab und bedarf eingehenderer Analysen.

4.1.5 Die Handlungsempfehlung zur Adressierung des regulatorischen Risikos aus dem CO_2-Preis

Basierend auf der Multi-Kriterien-Analyse (MKA) zeigt sich, dass das regulatorische Risiko aus dem CO_2-Preis sehr effektiv und potenziell auch effizient über staatliches Hedging des Risikos adressiert werden kann. Die primäre Herausforderung ist hier der regulatorische Aufwand für den Staat, entsprechende Prozesse und Verfahren zu etablieren. Kritisch ist dabei insbesondere die Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens, das der Staat nutzt, um die Investitionen auszuwählen, für die er die Unsicherheit über die zukünftige Ausgestaltung des CO_2-Preises übernimmt. Zentral ist hier auch die Offenheit der Ausschreibung: Je breiter die Ausschreibung definiert ist, desto größer ist die Anzahl potenzieller Teilnehmer und damit auch die Effizienz des Ausschreibungsprozesses. Wird die Ausschreibung hingegen enger gefasst, um etwa spezifischen Industrien den Umstieg auf klimaneutrale Technologien zu erleichtern und so politisch gesetzte Sektorziele zu erreichen, reduziert dies die Effizienz. Letztlich gilt es auch noch zu beachten, dass das Hedging im Kern für den Staat langfristig potenziell nur zu geringen zusätzlichen Kosten führt (zumindest bei einer symmetrischen Ausgestaltung des Hedging-Instruments), kurz- bis mittelfristig der Haushalt aber sehr wohl durch die Risikoübernahme belastet wird. Hier gilt es mit entsprechenden Instrumenten die Gegenfinanzierung (potenziell in Kombination mit Maßnahmen zum Umgang mit Carbon Leakage – siehe SUER-Gutachterbericht (2021)) sicherzustellen.

Die MKA zeigt zudem, dass das staatliche Hedging im Vergleich zu den beiden anderen diskutierten Handlungsoptionen potenziell besser geeignet ist, das regulatorische Risiko aus dem CO_2-Preis effizient zu adressieren. Grundsätzlich kann sowohl ein Mindestpreis als auch die Technologieförderung (z.B. in Form einer Quote wie in Kapitel 4.1.4 diskutiert) genutzt werden, um das regulatorische Risiko zu adressieren. Beide Instrumente führen aber zu Verzerrungen des CO_2-Preises, so dass hier von einer geringeren Effizienz gegenüber dem staatlichen Hedging ausgegangen werden kann. Kritisch ist aber auch für diese Abwägung, wie das Ausschreibungsverfahren im Rahmen des staatlichen Hedgings, als auch bei der Technologieförderung, gestaltet wird, da dies ausschlaggebend für die Effizienz der Instrumente ist.

Fraglich ist jedoch, ob das staatliche Hedging des regulatorischen Risikos aus dem CO_2-Preis ausreicht, um klimaneutralen Technologien zum Durchbruch zu verhelfen. Das staatliche Hedging kann das regulatorische Risiko von niedrigen CO_2-Preisen effektiv reduzieren. Darüber hinaus kann aber weiterhin ein Bedarf an Technologieförderung bestehen, um das Marktversagen im Kontext von Innovationen (siehe dazu Kapitel 4.1.2 zur Technologieförderung) zu beheben. Darüber hinaus kann Technologieförderung auch genutzt werden um Technologien mit hohen CO_2-Vermeidungskosten frühzeitig in den Markt zu verhelfen, um Erfahrungen mit der Technologie zu sammeln oder Sektorziele zu erreichen. Daher erscheint eine Kombination des staatlichen Hedgings zur Absicherung des regulatorischen Risikos mit Technologieförderung für Innovationen, die auf Grund eines Marktversagens sonst nicht in den Markt kommen, sinnvoll. Dies kann in zwei getrennten Instrumenten erfolgen, oder aber auch kombiniert werden, wie dies aktuell im Rahmen der Carbon-Contracts-for-Difference (CCfD)[12] diskutiert wird.

In der öffentlichen Debatte stellen CCfD eine Kombination von staatlichem Hedging und Technologieförderung dar, die sowohl das regulatorische Risiko zum CO_2-Preis effektiv adressieren kann, als auch sicherstellt, dass innovative Technologien zur CO_2-Vermeidung in den Markt kommen. Dabei bieten CCfDs gegenüber einer getrennten Technologieförderung vom staatlichen Hedging das Potenzial, durch die Zusammenführung der beiden Instrumente Transaktionskosten (etwa bei der Ausschreibung) zu reduzieren und damit letztlich die gesamte Effizienz zu erhöhen.

Grundsätzlich können verschiedene Instrumente mit CCfDs kombiniert werden, um verschiedene Zielsetzungen zu erreichen. Dies ist auch bei Quotenmodellen zur Förderung spezifischer Technologien (wie oben diskutiert etwa für klimaneutrale Gase) möglich. Dabei gilt es jedoch die Rückwirkungen zwischen den Instrumenten zu beachten: Je breiter zum Beispiel CCfDs eingesetzt werden, desto geringer ist das Mengenrisiko für die Erzeuger von klimaneutralen Energieträgern, da die klimaneutralen Innovationen auf klimaneutrale Energieträger angewiesen sind und diese entsprechend nachgefragt werden. Damit sinkt mit der Anwendung von CCfDs die Notwendigkeit einer zusätzlichen Quote, soweit sich die betroffenen Energieträger überschneiden

[12] In der theoretischen Debatte dienen CCfDs lediglich zur Absicherung des regulatorischen Risikos und entsprechen daher einer Übertragung der CfDs auf den CO_2-Preis. In der öffentlichen Debatte wird aber zunehmend im Rahmen von CCfDs das Risiko-Hedging des CO_2-Preises mit der Technologieförderung kombiniert. Wir folgen hier dem breiteren Verständnis von CCfDs gemäß der öffentlichen Diskussion, auch wenn dies nicht zwangsläufig der akademischen Definition entspricht.

(z.B. im Falle von Wasserstoff erscheint dies aus heutiger Sicht wahrscheinlich). Kommt es hingegen nicht zu einer Anwendung von CCfDs bzw. ist die Nachfrage nach bestimmen Energieträgern, die an sich einen ökonomisch begründbaren Förderbedarf haben, nicht hinreichend gesichert, um die Investitionen in entsprechende Erzeugungskapazitäten zu tätigen, so kann die Quote ein Instrument sein, um klimaneutrale Energieträger in bestimmten Sektoren einzuführen, wobei dann von Effizienzverlusten ausgegangen werden kann, die bei der Ausgestaltung der Quote mit abgewogen werden sollten.

Handlungsempfehlung zur Absicherung von Investitionsrisiken

⇒ Nutzung von Carbon-Contracts-for-Differences (CCfD) zur Absicherung des regulatorischen Risikos aus dem CO_2-Preis und zur Förderung von neuen Technologien, insbesondere im Nachfragesektor (z.B. Industrie)

⇒ Prüfung weiterer Bedarfe an (technologieneutralen) Quotenmodellen zur Erreichung der Sektorziele und Absicherung der Transformation der Infrastruktur.

4.2 Verzerrungen zwischen den Sektoren abbauen

Energienachfrage und Investitionsentscheidungen in den einzelnen Sektoren werden wesentlich durch die Kosten der Energieträger beeinflusst. Sie setzen sich aus dem CO_2-Preis, der Energiebereitstellung und zum Teil erheblich auch durch Steuern, Abgaben und Umlagen zusammen. Die sogenannten staatlich induzierten Preisbestandteile (SIPs) unterscheiden sich deutlich zwischen den verschiedenen Energiesektoren. Während die Steuern auf Brennstoffe deutlich höher ausfallen als beispielsweise auf Strom, wird die Transformation des Energiesystems gegenwärtig vor allem über Umlagen im Stromsektor finanziert. Abbildung 7 illustriert die Kosten einzelner Energieträger und deren Zusammensetzung (acatech 2020).

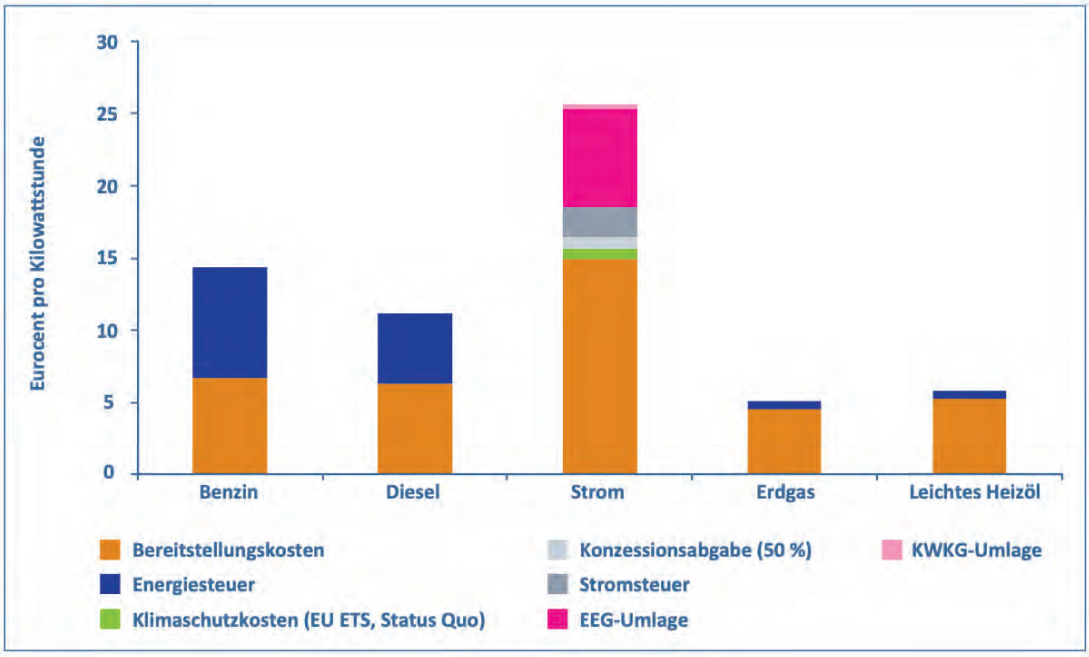


Abbildung 7: Durchschnittliche Endverbraucherpreise für ausgewählte Energieträger (acatech 2020)

Viele Energiedienstleistungen, die Letztverbraucher nachfragen, sind nicht notwendigerweise einem bestimmten Energieträger zuzuordnen. Zum Heizen beispielsweise kommen sowohl strombasierte Technologien, wie Wärmepumpen oder Elektroheizungen, aber auch gasbasierte Technologien, wie Gaskessel oder Blockheizkraftwerke in Frage. Diese zunehmende Substituierbarkeit und Verflechtung zwischen den Sektoren rückt die unterschiedliche Belastung mit SIPs zwischen den Sektoren in den Fokus.

4.2.1 Das identifizierte Problem

Steuern, Abgaben und Umlagen verzerren die Anreizwirkung eines effizienten CO_2-Preises als zentrales Steuerungsinstrument der Energiewende. Geschieht diese Verzerrung darüber hinaus asymmetrisch, sind also verschiedene Energieträger unterschiedlich von den SIPs betroffen, so fordert dies darüber hinaus die effiziente Abstimmung zwischen den Sektoren heraus.

Das gegenwärtige System von SIPs ist durch verschiedene Aspekte motiviert. Teilweise liegt den bestehenden Steuern und Abgaben bereits die Zielsetzung der Dekarbonisierung und Transformation des Energiesystems zugrunde. Teils sind die bestehenden Abgaben und Umlagen aber auch durch andere Steuerungszwecke als den Ausstoß von Treibhausgasen, etwa durch industriepolitische Belange getrieben. Im

Wesentlichen sind die gegenwärtigen Belastungen historisch gewachsen und bedürfen angesichts der nun zentralen Steuerung durch den CO_2-Preis einer Neubewertung.

Im Folgenden werden deshalb verschiedene Optionen zur Verringerung der Verzerrungen zwischen den Energiesektoren diskutiert und bewertet. Dabei stehen in dieser Studie die Verzerrungen zwischen und nicht innerhalb der Energiesektoren im Fokus.[13]

Die Finanzierung der Infrastrukturen in den jeweiligen Sektoren stellt eine weitere wichtige Grundlage für Abgaben auf die Energiepreise dar. Die folgende Untersuchung klammert diesen Aspekt weitgehend aus, sodass beispielsweise die Netzentgelte in den leitungsgebundenen Energiesektoren, also für Strom und Gas, nicht betrachtet werden. Die Finanzierung der Straßeninfrastruktur findet ebenfalls keine Berücksichtigung. Die für Infrastruktur erhobenen Abgaben unterscheiden sich insofern von den SIPs, als dass sie unmittelbar mit der Nutzung der Infrastruktur in Verbindung gebracht werden können und effizienter Weise die Kosten der Bereitstellung der Infrastruktur direkt mit dem Nutzen aus dem Zugang zur Infrastruktur abgleichen.

Eine wichtige Prämisse der nachfolgenden Analyse ist, dass die Steuerungserfordernisse hinsichtlich Dekarbonisierung durch einen effizienten CO_2-Preis abgedeckt sind. Die Wettbewerbsfähigkeit klimaneutraler Prozesse ist damit grundsätzlich durch den CO_2-Preis herzustellen. Etwaige ergänzend erforderliche Instrumente, um z.B. Risiken bei der Preisentwicklung abzufangen, sind im Themenblock 1 (Kapitel 4.1) erfasst. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass ein gewisser Finanzierungsbedarf etwa für die Förderung der Energiewende weiterhin besteht; mindestens aus vergangenen Förderzusagen (EEG, KWKG, etc.) oder mitunter auch durch neue Förderinstrumente wie sie zum Beispiel in Kapitel 4.1.3. diskutiert werden.

4.2.2 Die Handlungsoptionen inkl. Bewertung

Um die beschriebenen Verzerrungen und etwaige negative Auswirkungen auf die Koordination der Energiesektoren und für die effiziente Dekarbonisierung zu adressieren, werden im Folgenden drei Handlungsoptionen diskutiert und bewertet. Die Handlungsoptionen zielen darauf ab, die durch die SIPs entstehenden Verzerrungen des

[13] Die SIPs unterscheiden sich darüber hinaus auch zwischen unterschiedlichen Technologieoptionen innerhalb eines Energiesektors teils sehr deutlich. Im Zuge der Analysen in diesem Gutachten wurde dieser Aspekt jedoch nicht vertieft, da die entsprechende Hürde nicht von einer relevanten Mehrheit der Partner priorisiert wurde.

CO_2-Preises gänzlich zu eliminieren oder zumindest zwischen den Sektoren anzugleichen. Dabei wird im Grunde zwischen Abgaben und Umlagen auf der einen Seite und Steuern auf der anderen Seite unterschieden. Grundsätzlich sind die unterschiedlichen Ansätze für die verschiedenen Preisbestandteile, also die jeweiligen Handlungsoptionen bezüglich Abgaben und Umlagen mit denen in Bezug auf Steuern, kombinierbar.

Bei den betrachteten Handlungsoptionen handelt es sich um eine Auswahl, die im Rahmen des Projektes in Kooperation mit den Partnern getroffen wurde. Es können durchaus weitere Ansätze bestehen, die Verzerrungen zu mindern. Die Diskussion in dieser Studie stellt dementsprechend lediglich einen Ausschnitt aus der aktuellen Debatte dar.

Als zentrales Bewertungskriterium dient das Zusammenwirken der verschiedenen Optionen mit einem effizienten CO_2-Preis. Darüber hinaus werden jedoch auch andere Effekte mit einbezogen. Dies betrifft zum einen mögliche Verzerrungen der Signale anderer Märkte, zum Beispiel der Energie-Spotmärkte oder von Regel- und Flexibilitätsmärkten, oder Erfordernis und Umfang regulatorischer und juristischer Anpassungen, etwa der Anreizregulierung oder anderer Gesetze und Prozesse. Verteilungseffekte, zwischen Energieverbrauchern, -versorgern und dem Staat, fließen in die Analyse ein; genauso wie mögliche weitere Nachteile für die Bevölkerung im Allgemeinen. Eine detaillierte Betrachtung dieser Aspekte findet sich im Anhang, im Folgenden werden die wesentlichen Punkte zusammengefasst.

Handlungsoption 2.1: Umlagen sektorübergreifend erheben

Da die Umlagefinanzierung der Energiewende im Stromsektor eine effiziente Sektorenkopplung behindert, liegt es nahe, die Umlagen sektorübergreifend neu zu gestalten. Eine Finanzierung von Fördermechanismen im Energiesektor (z.B. EEG, KWKG und mögliche neue Instrumente) wäre demnach ergänzend zum CO_2-Preis, der allein die Dekarbonisierung steuert, weiterhin erforderlich. Gründe dafür könnten einerseits die Finanzierung historischer Verpflichtungen, weiterhin zusätzlich bestehende Förderbelange etwa der Industriepolitik, oder neue Förderbedarfe zum Beispiel zum Abfedern eines Preisrisikos sein (vgl. Kapitel 4.1). Solche Förderung kann weiterhin über Umlagen finanziert werden, diese würden gemäß dieser Handlungsoption aber nicht länger nur im Stromsektor erhoben.

Im Grunde bestehen zwei Unteroptionen zur sektorübergreifenden Erhebung solcher Umlagen; (a) gemäß möglichst minimaler Verzerrung oder (b) eine anteilige Umlage je Sektor, dem die zu finanzierenden Instrumente zugutekommen (vgl. z.B. r2B 2019).

Die *Erhebung von Umlagen und Abgaben sektorübergreifend jeweils gemäß minimaler Verzerrungen (a)* orientiert sich an den Elastizitäten in den einzelnen Sektoren und den Spillover-Effekten, die die Abgaben und Umlagen zwischen den Sektoren verursachen. Ziel ist es, die effiziente Allokation zwischen den Sektoren, wie sie sich ohne Umlagen einstellen würde, möglichst nicht zu verzerren. Entsprechend fallen die Umlagen auf besonders wirtschaftliche und konkurrenzfähige Anwendungen höher aus, als auf Energieverwendungen, bei denen durch die Umlagebelastung ein Spillover in andere Prozesse zu erwarten ist, etwa indem ein Technologiewechsel erfolgt.[14] Besonders wettbewerbsfähige Technologien kommen auch dann noch ungefähr im gleichen Maße zum Einsatz, wenn sie mit den Umlagen und Abgaben belastet werden. Bei Anwendungen, die in starker Konkurrenz zu anderen Technologieoptionen stehen, würden die Abgaben und Umlagen hingegen mitunter den Anstoß zur Substitution geben und so deren Einsatz ineffizient verzerren.

Eine *Umlageerhebung jeweils anteilig in dem Sektor, dem die Instrumente zugutekommen (b)*, schließt Transfers zwischen den Sektoren im Wesentlichen aus. Der Finanzierungsbedarf wird jeweils anteilig einem Sektor zugordnet, der von den zu finanzierenden Instrumenten profitiert. Die Vergütung für Windkraftanlagen gemäß EEG würde demnach im Stromsektor, die Förderung von Wärmenetzen gemäß KWKG hingegen im Wärmesektor refinanziert. In allen (geförderten) Sektoren werden dann Umlagen mit einem entsprechenden Finanzierungsziel erhoben.

Option (a) basierend auf einer Erhebung nach inverser Elastizität kommt recht nahe an den aus ökonomischer Sicht idealen Zustand ohne Verzerrungen heran. Entscheidend für die Effektivität ist dabei, dass die Verzerrungen, die nicht gänzlich abgebaut werden können, zumindest im Rahmen der Möglichkeiten reduziert werden. Option (b) mit einer Zuteilung auf die einzelnen Sektoren anhand anderer Kriterien als der potenziellen Spillover-Effekte schneidet aus ökonomischer Sicht schlechter ab. Im Wesentlichen würden beide Optionen dazu führen, dass die Umlagen und Abgaben nicht länger nur im Stromsektor erhoben werden. Die erforderliche Finanzierung zusätzlicher Elemente wird dadurch auf eine breitere Basis gestellt und die Verzerrung beim Einsatz einzelner Anwendungen tendenziell reduziert.

[14] Dies folgt im Grunde dem Ramsey-Prinzip inverser Elastizitäten.

Aus regulatorischer und juristischer Sicht birgt die Handlungsoption 2.1 (sowohl (a) als auch (b)) jedoch einige Probleme. Zum einen ist eine Zuordnung der Finanzierungsbedarfe nach Elastizitäten keineswegs trivial und wäre mit erheblicher Unsicherheit, sowie Diskussions- und Justierungsbedarf verbunden. Darüber hinaus sind die Umlagen und Abgaben aktuell in einer Vielzahl von Gesetzen und Verordnungen verankert, die für die Umsetzung der Handlungsoption detailreicher Änderungen bedürften. Eine Vereinbarkeit mit dem Anspruch an eine sachliche Nähe bei der Erhebung von Abgaben und Umlagen, sowie mit dem EU-Beihilferecht wäre darüber hinaus zu prüfen.

Handlungsoption 2.2: Lenkungsinstrumente (außer CO_2-Preis) abschaffen

Wenn die Steuerung der Dekarbonisierung bereits durch einen effizienten CO_2-Preis erfolgt, führen alle zusätzlichen Lenkungsinstrumente zu Verzerrungen und können im Dienste einer effizienten Treibhausgasvermeidung und Integration der Energiesektoren abgeschafft werden (vgl. acatech 2020, Schultz pc 2018).

Einerseits würden demnach die Umlagen im Stromsektor abgeschafft. Etwaige Finanzierungsbedarfe, wie zum Beispiel aus historischen Förderverpflichtungen oder für Instrumente, die flankierende Ziele zum CO_2-Preis verfolgen, würden nicht länger umlagefinanziert. Sie wären dann anderweitig aus dem allgemeinen Haushalt zu decken.

Darüber hinaus würden Strom- und Energiesteuer abgeschafft bzw. auf das rechtlich zulässige Minimum reduziert. Dabei liegt die Annahme zugrunde, dass die CO_2-Effekte der Energieträger bereits durch einen effektiven CO_2-Preis internalisiert werden. Dementsprechend wäre eine weitere Belastung mit Energiesteuern nicht mehr durch eine Effizienzkorrektur zur Internalisierung von Externalitäten gerechtfertigt.[15]

Etwaige Steuermindereinnahmen würden analog zu denen aus dem Wegfall der Umlagen und Abgaben ebenfalls im allgemeinen Haushalt kompensiert. Um eine solche Umschichtung aufkommensneutral zu gestalten, müssten allgemeine Steuern erhöht werden. Alternativ könnten aktuell anfallende Mehreinnahmen zum Beispiel aus der CO_2-Bepreisung eingesetzt werden. Insofern die Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung nicht ausreichen, um die Fehleinnahmen auszugleichen, wären jedoch keinesfalls die

[15] Bei einer Reduktion der Energiebesteuerung auch auf Treibstoffe (Benzin und Diesel) gilt es jedoch zu klären, wie die Infrastrukturkosten gedeckt werden können. Hier bieten sich verschiedene Modelle an (z.B. eine nutzungs- und ortsabhängige Maut, Erhöhung der KFZ-Steuer), deren Bewertung aber nicht Teil dieses Gutachtens ist.

CO_2-Preise über das effiziente Maß hinaus zu skalieren. Eine Anpassung der CO_2-Preise würde wiederum deren Steuerwirkung verzerren. In einem solchen Fall wären stattdessen allgemeine Steuern anzupassen.

Eine Abschaffung (bzw. Reduktion auf ein Mindestmaß) der SIPs stellt einen konsequenten Ansatz dar, der die Verzerrungen zwischen den Sektoren noch effektiver reduzieren kann als Handlungsoption 1 (Umlagen sektorübergreifend erheben). Zum einen adressiert diese Option zusätzlich zu den Verzerrungen aus Abgaben und Umlagen auch die Verzerrungen durch Steuern. Wichtiger jedoch ist, dass die Verzerrungen hier nahezu gänzlich eliminiert werden, anstatt durch eine sachgerechte Verteilung zwischen den Sektoren bloß die Verzerrungen zu verringern. Da der Finanzierungsbedarf bei dieser Option aus allgemeinen Steuern, also auch außerhalb der Energiesektoren, gedeckt wird, steht sie auf der breitestmöglichen Basis (vgl. auch EWI & FiFo 2017). Die Verzerrungen, die sich aus diesen breit gestreuten Steuern im Einzelnen ergeben, sind deshalb naturgemäß geringer als solche aus entsprechend höheren Aufschlägen, wie sie zur Finanzierung lediglich aus dem Energiesektor erforderlich wären.

Dem stehen entsprechend große Verteilungseffekte zu Ungunsten des Staates entgegen. Die Steuereinnahmen, die für die Finanzierung von Instrumenten zur Erreichung der Energiewende eingesetzt werden, stehen in anderen Bereichen der staatlichen Fürsorge nicht mehr zur Verfügung. Dabei ist es im Grunde unerheblich, ob allgemeine Haushaltsmittel oder die Einnahmen der CO_2-Bepreisung bilanziert werden. Beide Finanzierungsquellen beinhalten gleichermaßen eine Opportunität für den Staat andere Maßnahmen, etwa im sozialen Bereich oder beim Umweltschutz, zu unterstützen. Aus ökonomischer Sicht gibt es deshalb keinen Anlass, die Finanzierung unmittelbar mit den Einnahmen aus dem BEHG zu verknüpfen, anstatt sie aus allgemeinen Haushaltsmitteln zu bestreiten (in die die Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung schließlich einfließen). Zur Steigerung der Akzeptanz beider Maßnahmen kann es jedoch aus politischer Sicht sinnvoll sein, einen Zusammenhang herzustellen.

Handlungsoption 2.3: Besteuerung der Energieträger entsprechend ihrer Klimawirkung anpassen

Um die Dekarbonisierung bestmöglich zu unterstützen, wird alternativ auch der Vorschlag diskutiert, die Besteuerung der Energieträger einheitlich anhand ihrer Klimawirkung zu skalieren und so klimafreundliche Technologien gezielt zu begünstigen.

In einer Studie für den Verband der Mineralölwirtschaft (MWV) und das Institut für Wärme und Mobilität (IWO) stellen Frontier Economics und FiFo Köln ein Konzept für eine Reform der Energiesteuer vor. Dieses Konzept sieht vor, die bestehende Energiesteuer auf Basis des CO_2-Ausstoßes fossilen Ursprungs von Brennstoffen zu erheben.[16] Das gesamte Steueraufkommen soll zunächst durch die Reform nicht beeinflusst werden, nimmt bei entsprechender Marktdurchdringung CO_2-neutraler Brennstoffe allerdings ab, so dass auch bei dieser Variante der Finanzierungsbedarf mittel- bis langfristig aus anderen Haushaltsmitteln gedeckt werden müsste. Der Reformvorschlag ist so gestaltet, dass bei der Einführung des konzipierten Instruments die Belastung konventioneller Brennstoffe zunächst unverändert bleibt (Frontier Economics & FiFo 2021).

Die Energiesteuer wird bei dieser Handlungsoption zusätzlich zum CO_2-Preis nach CO_2-Belastung erhoben. Die Klimawirkung der Energieverwendung wird somit doppelt internalisiert; einerseits durch den CO_2-Preis und darüber hinaus durch die CO_2-abhängige Energiesteuer. Wenn die CO_2-Bepreisung bereits einen effizienten Einsatz von CO_2-Vermeidungsoptionen anreizt, schießt der zusätzliche Einsatz einer CO_2-basierten Steuer gleichsam über das Ziel hinaus. Wenn klimaschädliche Anwendungen in einem Sektor übermäßig belastet werden, kann dies ineffiziente Verschiebungen in andere Sektoren zur Folge haben (siehe analog dazu die Ausführungen in Kapitel 4.1). Ähnlich bewertet die EU Kommission in dem impact assessment, das dem Entwurf zur Anpassung der Energiesteuerrichtlinie aus Juli 2021 zugrunde liegt, eine mögliche Doppelung durch EU ETS und einer (anteiligen) Ausrichtung der Energiebesteuerung am CO_2-Ausstoß (EU COM 2021). Die doppelte Internalisierung des CO_2-Ausstoßes führt also nicht zwingend zu einer besseren oder schnelleren Zielerreichung, sondern birgt aus ökonomischer Sicht das Risiko neuer Verzerrungen zwischen den Sektoren.

Politisch wird ein solcher Reformvorschlag zwar durchaus diskutiert. Allerdings sieht der Entwurf der Kommission zur Anpassung der Energiesteuerrichtlinie vor dem Hintergrund, dass es auch einen Vorschlag zur Einführung eines separaten EU ETS für den Gebäude- und Verkehrssektor gibt, keine explizite Ausrichtung der Energiebesteuerung auf den CO_2-Ausstoß vor (EU COM 2021). Dies wird lediglich als eine Option

[16] Statt als absoluter Wert je Brennstoffart, bemisst sich die konzipierte Energiesteuer demnach anhand des im Brennstoff enthaltenen fossilen Kohlenstoffs, was im Wesentlichen dem CO2-Ausstoß bei der Verwendung entspricht. Durch die vorgeschlagene Reform würde die Energiesteuer für CO2-neutraler Brennstoffe entfallen und deren Kostennachteil gegenüber konventionellen Brennstoffen unmittelbar zumindest reduziert und mittel- bis langfristig eher ausgeglichen. Zu Strom als Energieträger besteht (bezogen auf die Kilowattstunde ohnehin kein Kostennachteil).

betrachtet für den Fall, dass es nicht zu einem EU ETS für den Verkehrs- und Gebäudebereich kommt.

4.2.3 Die Handlungsempfehlung

Wie oben dargestellt, haben die diskutierten Handlungsoptionen zur Reduktion der Verzerrungen zwischen den Sektoren jeweils spezifische Stärken und Schwächen. Eine sektorübergreifende Erhebung der Abgaben verringert zwar die Verzerrungen, räumt sie aber nicht aus. Juristisch und regulatorisch ist insbesondere die ökonomisch effiziente Option der Umgestaltung anhand von Nachfrageelastizitäten eher schwer umzusetzen, beispielsweise weil die Elastizitäten in den Sektoren schwer abschätzbar und durch neue Technologien veränderlich sind.

Die Abschaffung der Instrumente zusätzlich zum CO_2-Preis räumt hingegen die Verzerrungen weitgehend aus und ist somit die vielversprechendste Handlungsoption. Sie geht allerdings zulasten des Staatshaushaltes. Kosten, die bislang durch Umlagen und Steuern gedeckt wurden, können jedoch über den allgemeinen Haushalt auf eine breitere Basis gestellt und somit effizienter und weniger verzerrend finanziert werden.[17] Während die Abschaffung der bestehenden Umlagen und die Reduktion der Stromsteuer kurzfristig umsetzbar erscheinen, bedingt eine Abschaffung bzw. Reduktion der Energiesteuern insbesondere im Verkehrsbereich den Aufbau einer alternativen Infrastrukturabgabe. Daher geht die Abschaffung der Energiebesteuerung mit einem höheren Aufwand einher und birgt ein höheres Komplexitätsniveau, als dies bei den Umlagen der Fall ist. Eine Besteuerung nach Klimawirkung dagegen birgt weiterhin Verzerrungen zwischen den Sektoren und überwindet somit die betrachtete Hürde nicht.

Grundsätzlich können verschiedene Instrumente für jeweils Umlagen und Abgaben und in Bezug auf Steuern kombiniert werden. Sollten also im Bereich der Steuern (oder gar einzelner Steuern, wie etwa der Energiesteuer) juristische oder sonstige Belange einer Abschaffung der Instrumente entgegenstehen, so ist diese dennoch für die restlichen Instrumente empfehlenswert.

[17] Mitunter können die Einnahmen aus dem BEHG für die Umsetzung dieser Option herangezogen werden. Dies ist jedoch keinesfalls erforderlich. Darüber hinaus sollte ein effizienter CO2-Preis nicht anhand der Finanzierungserfordernis einer solchen Maßnahme skalieren, sondern sich aus Angebot und Nachfrage nach CO2-Vermeidung herausbilden.

Handlungsempfehlung zum Abbau von Verzerrungen zwischen den Sektoren

⇒ Abschaffung von Umlagen, die auf den Strompreis aufgeschlagen werden, sowie Strom- und Brennstoffsteuern verringern

⇒ CO_2-Preis und Infrastrukturabgaben bleiben bestehen

4.3 Anreize zur Koordination der Infrastrukturinvestitionen abstimmen

4.3.1 Das identifizierte Problem

Klimaneutralität setzt einen Energieträgermix voraus. Unabhängig davon, wie dieser Mix spezifisch ausgeprägt ist, ergibt sich ein Bedarf, die Anreize der Netzbetreiber der verschiedenen Infrastrukturen aufeinander abzustimmen, um die Gesamtkosten der Infrastruktur auf ein effizientes Niveau zu bringen. Dies betrifft insbesondere die Anreize für Investitionen in neue Infrastrukturprojekte in den einzelnen Sektoren (Strom, Gas und Wasserstoff). Zum einen können Marktsignale genutzt werden, um die entsprechende Koordination der Infrastrukturen sicherzustellen. Dies findet im wettbewerblichen Bereich der Wertschöpfung statt, also in der Erzeugung, im Vertrieb und im Handel. Handelt es sich jedoch um regulierte Infrastruktursysteme, also die natürlichen Monopole der Netzinfrastruktur, so müssen die entsprechenden Anreize über die Regulierung gesetzt werden. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn es zu einer Verknüpfung der verschiedenen Infrastrukturen kommt, etwa durch Sektorkopplungstechnologien wie Elektrolyseure. Hier setzt der whole system approach an und bietet einen Lösungsansatz, um bei einem Technologiemix die Anreize der Netzbetreiber in den betroffenen Sektoren aufeinander abzustimmen.

Der Rat der europäischen Regulierungsbehörden CEER (2018, S. 29) hat den Begriff whole system approach (WSA) wie folgt definiert: „The WSA requires the DSO to look at net benefits on a wider basis than their own grid." Die regulatorische Herausforderung liegt dabei, wie CEER (2018, S. 29) anmerkt: "in some situations, externalities not fully priced in must be considered by regulators."

Das Kernproblem im Hintergrund ist die Fragmentierung des Gesamtsystems, also die Zunahme an jeweils unabhängigen Akteuren im Gesamtsystem, die es zu koordinieren

gilt. Im Energiebereich im weiteren Sinne werden folgende Treiber für eine weitreichende Fragmentierung unterschieden. Erstens, die Liberalisierung und damit einhergehend Entflechtung und die steigende Bedeutung unterschiedlichster Marktparteien. Zweitens, die Energiewende und damit die Dezentralisierung der Energieversorgung und auch hier das Entstehen neuer Marktparteien. Drittens, das verstärkte Zusammenwachsen der Energiesektoren, namentlich die Sektorenkopplung; zwar verstärkt diese Entwicklung die Fragmentierung nicht, aber offenbart, dass sämtliche Sektoren sich historisch weitgehend unabhängig voneinander entwickelt haben.

Der WSA zielt, zumindest gemäß dem Verständnis in der vorliegenden Studie, auf die verbesserte Abstimmung der *Schnittstellen* zwischen den Infrastrukturen und zwischen einzelnen Stufen eines Sektors; es geht hier nicht darum, das gesamte System aller Energiesektoren komplett zu koordinieren. Stattdessen ist das moderatere Ziel, mögliche Reibungsverluste innerhalb und zwischen den Sektoren zu verringern. Der WSA umfasst sowohl horizontale Aspekte (insb. zwischen den Sektoren) sowie vertikale Aspekte (innerhalb einzelner Sektoren). Dazu umfasst der whole system approach (WSA) drei solche Schnittstellen, bzw. Ebenen, der Gesamtsystemoptimierung:

1. zwischen den Netzen in einem Sektor (whole-network approach),
2. zwischen Netzbereich und Markt in einem Sektor (whole-chain-approach),
3. zwischen verschiedenen Sektoren (cross-system approach).

Untere Abbildung fasst die drei Ebenen zusammen.

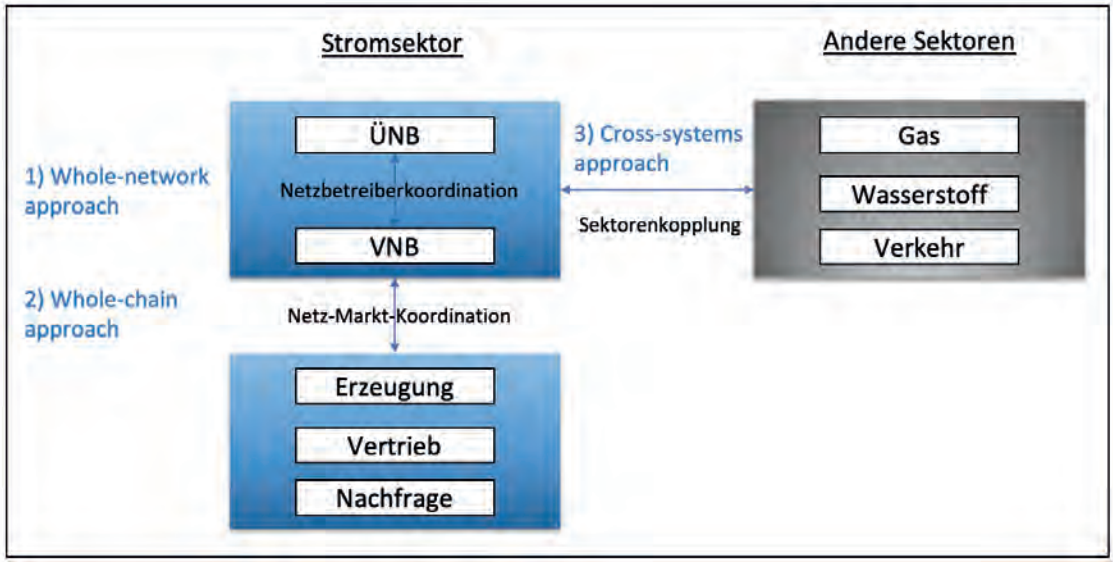


Abbildung 8: Drei Ebenen einer Gesamtsystemoptimierung (whole system approach). Quelle: eigene Darstellung basierend auf CEER (2020).

Im Fokus der Diskussion stehen vor allem die Netzbereiche, gerade weil diese reguliert werden. Hier wird der Begriff Regulierung etwas breiter aufgefasst und umfasst die Anreizregulierung[18], Netzentgeltregulierung sowie Governance (z.B. Entflechtungsmaßnahmen) und an der Schnittstelle zwischen Netz und Markt auch das Marktdesign. Zum einen ist die Regulierung Teil des Problems der Fragmentierung. Die derzeitige Regulierung fokussiert sich auf Anreize für eine netzspezifische individuelle Optimierung der einzelnen Netzbetreiber und setzt die Grenzen für netzübergreifende Optimierung: anders formuliert, die Regulierung berücksichtigt in aller Regel keine netzübergreifenden Effekte. Zum anderen ist die Regulierung Teil der Lösung, genau weil sie die Anreize der Netzbetreiber bestimmt.

Wir unterscheiden drei Instrumente zur Verbesserung der Gesamtsystemoptimierung. Zum Teil sind diese Instrumente Substitute zueinander, zum Teil aber ergänzen sie sich und hängen eher interaktiv zusammen:

Handlungsoption 3.1: Output-Orientierte Regulierung - Erweiterung der Anreizregulierung um Outputziele zur Gesamtsystemoptimierung

Handlungsoption 3.2: Flexibilisierung der Netzbepreisungssystematik

Handlungsoption 3.3: Anpassung der Governance-Strukturen

4.3.2 Die Handlungsoptionen

Handlungsoption 3.1: Output-Orientierte Regulierung - Erweiterung der Anreizregulierung um Outputziele zur Gesamtsystemoptimierung

Die Anreizregulierung, wie wir diese in Deutschland als ARegV kennen, ist sehr stark auf einzelne Netzbetreiber und den effizienten Netzbetrieb fokussiert; netz- oder netzbetreiberübergreifende Effekte werden nur indirekt berücksichtigt. Mit zunehmender Sektorkopplung wird dies zu einer zentralen Hürde für die Gesamtsystemoptimierung. Eine neue Entwicklung in der Netzregulierung, die output-orientierte Regulierung (OOR), setzt hier an und könnte das Ziel eines WSA aufgreifen und die Gesamtsystemoptimierung damit weiter vorantreiben (vgl. Brunekreeft et al., 2020a). Output-orientierte Regulierung ist die gezielte Beanreizung vorgegebener Leistungsziele (Outputs), die im Rahmen einer ansonsten vorwiegend auf Kosteneffizienz ausgerichteten Anreizregulierung nicht im gesellschaftlich erwünschten Maße gefördert werden. OOR

[18] Also die behördlich festgelegte Kostenanerkennung die die Erlösobergrenze der regulierten Unternehmen festlegt.

bindet gezielt und selektiv die Erlöse (Boni) an das Erreichen vorgegebener Ziele (Outputs).

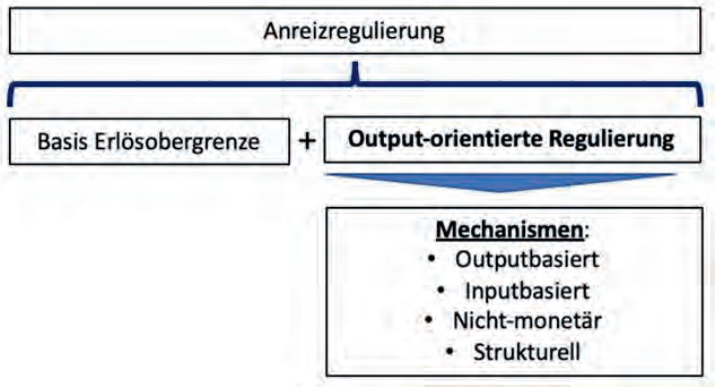


Abbildung 9: Output-orientierte Regulierung als gezielte Ergänzung zur Basiserlösobergrenze.

Quelle: eigene Darstellung; vgl. Brunekreeft et al. (2020a).

Dabei ersetzt OOR nicht die bestehende Erlösobergrenze der Anreizregulierung, sondern ergänzt diese um Erlöselemente, die an das Erreichen regulatorisch vorgegebener Outputziele gekoppelt sind. Im vorliegenden Zusammenhang würde OOR die Abstimmung der regulierten Netzinfrastrukturen als Outputziel definieren und so das Bestreben der Netzbetreiber zu einer besseren Abstimmung zwischen den regulierten Netzinfrastrukturen anreizen. In dieser Vorstellung verbleibt die Basiserlösobergrenze für das Kerngeschäft der Netzbetreiber erhalten; jedoch ergänzen output-orientierte Regulierungskomponenten die Basisregulierung zur Beanreizung weiterer Aufgaben und Verantwortungen, wie z.B. WSA. Diese Anwendung des WSA auf die Anreize der Netzbetreiber erscheint notwendig für eine integriertere Netzentwicklungsplanung (siehe Handlungsfeld 4), um sicherzustellen, dass Investitionsentscheidungen der regulierten Netzbetreiber über Sektorgrenzen hinweg abgestimmt und optimiert werden.

Beispiel: Elektrolyseure

Die geographische Verteilung von Elektrolyseanlagen in Deutschland wird durch verschiedene Faktoren beeinflusst und unterliegt verschiedenen Anreizen im Markt. Gleichzeitig beeinflusst die Verteilung der Anlagen verschiedene Infrastrukturen. Während Anlagen direkt am Standort der Wasserstoffnachfrage starken Einfluss auf die Strominfrastruktur nehmen, ist dies bei Anlagen, die in der Nähe von Stromerzeugungsanlagen verortet werden, häufig weniger der Fall, da sich dann der Energietransport auf andere Infrastrukturen verlagern kann. Es bedarf daher neuer Ansätze, um die

Verteilung der Elektrolyseure durch die Marktakteure so anzureizen, dass die Infrastrukturkosten über alle Netze hinweg optimiert werden: d.h. die Kostenanerkennung für die Netzintegration der Elektrolyseure durch den Strom- und Gasnetzbetreiber muss so gestaltet sein, dass die aus Systemsicht optimale Standortwahl auch bei der betriebswirtschaftlichen Optimierung der betreffenden Netzbetreiber die wirtschaftlichste ist. Dies bedingt auch, dass die regulierten Netzbetreiber eine Möglichkeit erhalten (etwa über die Netzentgelte (siehe Handlungsoption 3.2) oder andere räumliche Signale (siehe Kapitel 5.1.2)) entsprechende Signale an die wettbewerblichen Akteure, die die Elektrolyseure betreiben, senden können. Bisher gibt es einen solchen Anreiz zur Koordination zwischen den regulierten Netzbetreibern nicht, da die einzelnen Infrastrukturbetreiber lediglich prüfen, welche Kosten im eigenen Netz bei Anschluss eines Elektrolyseurs entstehen. Ziel sollte es aber sein, dass bei der Standortwahl für den Elektrolyseur auch eine Abwägung zwischen den Infrastrukturen stattfindet, so dass durch die Standortwahl die Anschlusskosten der Elektrolyseure minimiert werden. Ein Ansatzpunkt dazu könnte ein Output sein, der auf die durchschnittlichen Anschlusskosten der Elektrolyseure in den jeweiligen Netzgebieten abstellt und hierbei die Kosten (auch für Verstärkungsmaßnahmen tiefer im Netz) aller Infrastrukturen in Betracht zieht. Grundlage dieses Outputs könnten die jeweiligen Netzanschlussangebote der Infrastrukturbetreiber sein. Solch ein Ansatz erscheint aber nur in solchen Fällen sinnvoll, in denen eine Standortentscheidung zwischen erzeugungsnahen und lastnahen Standorten abgewogen werden kann. Da bei einer solchen Systematik mehrere Netzbetreiber von verschiedenen Infrastrukturen (Strom, Gas, Wasserstoff) potenziell betroffen wären, gibt es bei der Umsetzung einer solchen Maßnahme viele Detailfragen, die an dieser Stelle nicht adressiert werden können. Das Beispiel dient vielmehr dazu zu illustrieren, wie solch ein Instrument aussehen könnte, ohne die notwendigen Details hier schon auszuarbeiten.

Beispiel: Data facilitation

Wie CEER (2020) ausführt, verfügen Netzbetreiber (sowie andere Parteien) über viele Daten, die zusammengelegt einen Beitrag für die Gesamtsystemoptimierung liefern können. Dafür sollten relevante Daten Dritten zur Verfügung gestellt werden. Das Problem ist aber, dass die regulierten Netzbetreiber klassisch nur Anreize haben relevante Daten für den eigenen Netzbetrieb zu sammeln und keine Anreize haben, Daten anderen zur Verfügung zu stellen (data facilitation). Anders formuliert: unter der ARegV werden Netzbetreiber nicht für data facilitation bezahlt.

Zur Verbesserung eines WSA könnte demnach eine Anpassung der Anreizregulierung sein, WSA-dienliche Daten explizit zu vergüten. Man könne sich einen WSA-Datenplattformbetreiber vorstellen, der Daten von den Netzbetreibern einkauft. Die Erlöse des Datenverkaufs bleiben in angemessenem Maße als Zusatzgewinn bei den Netzbetreibern.

Handlungsoption 3.2: Flexibilisierung der Netzbepreisungssystematik

Die sektorübergreifende Gesamtsystemoptimierung kann auch über die Netzentgeltsystematik verstärkt werden; dies zielt vor allem auf die Netzanschluss- und Netznutzungsentgelte für Strom und Gas (sowie zukünftig potenziell auch im Wasserstoffbereich) ab. Die derzeitige regulierte Netzentgeltsystematik wurde nicht mit einem Fokus auf Gesamtsystemoptimierung konzeptioniert und ist im Wesentlichen bislang eher statisch und unflexibel ausgestaltet. Ein Trend zu mehr Flexibilisierung gibt es aber durchaus: Im Entwurf der EnWG-Novelle von 2021 wurde mit §41, insb. §41a Schritte in Richtung flexibler Energietarife gemacht. Die Handlungsoption 3.2 greift diesen Trend auf und führt diesen weiter indem dem Netzbetreiber die Option gegeben wird mit einer gezielt eingesetzten flexibleren Netzentgeltsystematik den Standort und das Verhalten von netznahen Akteuren (Sektorkopplungstechnologien) lenken zu können.

Es geht hier nicht so sehr um den Standardendverbraucher, der mit den Netzentgelten die Netze finanziert. Vielmehr geht es darum, dass Netzentgelte (sei es für Anschluss oder Nutzung) stärker als Steuerungsinstrumente genutzt werden könnten. Bestimmte Netzentgeltstrukturen sind gut dafür geeignet, dass der Netzbetreiber mit ihrer Hilfe die Netznutzer netz- und systemdienlich lenken kann; zeitlich, geographisch und technologisch. Eine entsprechende Anpassung der Netzentgeltsystematik ist dabei eher inkrementell; die Basissystematik, insbesondere für die kleinen Netznutzer, würde weitgehend unberührt bleiben.

Grundsätzlich wäre es natürlich weiterhin möglich die komplette Netzanschlussentgeltsystematik umzustellen, etwa hin zu deep charging oder long run incremental costs. Um die Koordination zwischen den Sektoren zu erhöhen, könnte aber bereits eine inkrementelle Anpassung der Netzanschlussbedingungen der Gesamtsystemoptimierung dienen, ohne einen zu hohen Umsetzungsaufwand zu generieren. Eine solche inkrementelle Lösung wird aktuell in der internationalen Debatte um innovativere Netzanschlussbedingungen unter der Überschrift der smart connection agreements (bzw. smart contracts) geführt (vgl. Furusawa et al., 2019). Im Kern steht hierbei das Konzept,

dass der Netzbetreiber neben dem standardisierten Netzanschlusstarif eine alternative Option mitunter zu besseren Konditionen für den Netznutzer anbietet, die den Netznutzer anreizen soll, sich netzdienlich aufzustellen. Diese alternativen Optionen können z.B. eine zeitliche oder lokale Komponente beinhalten. Die aktuelle Debatte fokussiert sich insbesondere auf eine Anwendung der smart connection agreements auf (erneuerbare) Erzeugungsanlagen (vgl. Furusawa et al., 2019), eine breitere Anwendung auf Sektorkopplungstechnologien wäre aber möglich.

Drei Aspekte sind im Zusammenhang mit der sektorübergreifenden Gesamtsystemoptimierung über die Netzentgeltsystematik besonders wichtig. Erstens sind die smart connection agreements weitgehend kontextabhängig; d.h. der Netzbetreiber kann mit diesem Instrument sehr fallspezifisch das Verhalten bzw. die Investitionen der Netznutzer lenken. Es ist in diesem Rahmen durchaus möglich Einzelverträge mit individuellen Netznutzern oder anderen Netzbetreibern zu schließen. Zweitens sollten solche smart connection agreements eine breite Anwendung finden können. Derzeit sind Stromerzeuger zwar weitgehend von Netzentgelten befreit, dies impliziert aber nicht zwangsläufig, dass sie auch von smart connection agreements ausgeschlossen sein sollten. Vielmehr sind die Erzeuger eine relevante Zielgruppe von smart connection agreements. Drittens beruhen die smart connection agreements auf Teilnahmefreiwilligkeit; zwar übernimmt der Netzbetreiber Lenkungskompetenz sobald ein agreement abgeschlossen ist, aber die Teilnahme an einem solchen Mechanismus durch die Netznutzer ist optional, so dass die Netznutzer auch immer auf die klassische Lösung zurückfallen können.

Beispiel: Gleichzeitigkeiten bei Elektromobilität oder anderen Sektorkopplungstechnologien

Die Einwirkung dezentraler Einspeisung und Abnahme auf die Verteilnetze ist divers und fallabhängig. Dies wird aktuell insbesondere im Hinblick auf die E-Mobilität diskutiert, betrifft aber letztlich alle Sektorkopplungstechnologien, die auf einheitliche Signale (etwa aus den Strommärkten) reagieren oder deren Nutzerverhalten sich stark überschneidet (bswp. im Power2Heat-Bereich). Die aktuellen Diskussionen zur Elektromobilität illustrieren das Problem: Das Laden von Elektroautos kann, abhängig von den spezifischen Umständen und Betrieb im Netz, netzentlastend aber auch -belastend sein. Der optimale kurz- und langfristige Netzbetrieb erfordert präzise standortgebundene und zeitliche Abwägungen; der Netzbetreiber braucht entsprechende Flexibilität um Einspeisung und Abnahme systemdienlich zu optimieren. Bevorzugter Weise stellt

das Marktdesign sicher, dass die Marktparteien angemessene Anreize haben, Preise und Verträge zu finden, mit denen das System funktioniert. Es liegt im Interesse des Netzbetreibers, Verträge anzubieten, um die Ladevorgänge von Elektroautos so zu koordinieren, dass eine ineffiziente Netzerweiterung vermieden wird.

Der entscheidende Punkt ist, dass mit der Entwicklung hin zu intelligenten Netzen die Verträge zur Netznutzung ohnehin weitaus differenzierter werden und daher standortbezogene und zeitliche Komponenten zunehmend Teil dieser Vereinbarungen werden können. Die einzige regulatorische Intervention wäre, den Netzbetreibern mehr Flexibilität zu ermöglichen, diese Signale (räumlich und/oder zeitlich) bei Bedarf umzusetzen. In der Debatte um die aktuell vertagte weitere Ausgestaltung des §14a EnWG steht der Vorschlag im Raum steuerbare Verbraucher optional entweder mit einem vergleichsweise teuren, unbeschränkten (*unbedingt*) oder über einen günstigeren Zugang mit Eingriffsrechten für den Netzbetreiber (*bedingt*) anzuschließen. Diese Ausgestaltungsoption der bedingten Netznutzung kann im Wesentlichen als smart connnection agreement eingestuft werden. Aktuell fokussiert sich diese Debatte auf Elektromobilität. Analog kann diese Debatte aber auch auf andere Sektorkopplungstechnologien angewandt werden, etwa im Power2Heat Bereich oder andere Technologien, die zukünftig im umfassenderen Maße auf die gleichen Anreize reagieren (Markt oder Nutzerverhalten).

Beispiel: Netzbepreisung und Selbstversorgung am Beispiel PV-Anlagen

Die gegenwärtige Netzentgeltstruktur für Selbstversorgung bei PV-Anlagen nach StromNEV verursacht eine sogenannte Spiralwirkung der Entsolidarisierung:

- Für PV-Einspeisung werden zwar keine Netzentgelte gezahlt, aber die Einspeisung des Selbstversorgers vermeidet Netzentgelte an der Abnahmeseite. Die Entgelte entfallen größtenteils auf die Stromabnahme, die bei Prosumern deutlich geringer ausfällt. Die Netzbetreiber verlieren Einnahmen durch dieses Vergütungsprinzip. Gleichzeitig aber werden die Netzentgelte auf Basis der gesamten Netzkosten berechnet, die sich durch Eigenversorgung jedoch kaum verringern.
- Mehr PV-Anlagen bedeuten mehr Selbstversorgung, was wiederum mehr Einnahmenverluste bei den Netzbetreibern bedeutet. Aus dem Kostendeckungsprinzip folgt, dass die Netzentgelte steigen. Steigende Netzentgelte machen aber die Selbstversorgung noch attraktiver, sodass mehr in Selbstversorgung investiert wird usw.: es folgt die erwähnte Spirale.

Das Problem und die Lösung des Problems liegen in der Netzentgeltstruktur. Brandstätt (2021) zeigt, dass wenn die Netzentgeltstruktur stärker kapazitätsbasiert (kW) und weniger mengenbasiert (kWh) ist, die Spiralwirkung geringer ausfällt und im Idealfall sogar verschwindet. Durch die kapazitätsbasierte Bepreisung sind die Anreize für Selbstversorgung netzdienlicher. Eine weitere Möglichkeit eine solche Verschiebung innerhalb der Netzentgeltstruktur zu erreichen, wäre eine Kostenentlastung von Netzteilen mit hohem Potenzial zur Selbstversorgung (vgl. Brandstätt, 2021).

Obiges Beispiel illustriert wie eine Anpassung der Netzentgeltstruktur das Investitionsverhalten von Netznutzern systemoptimierend lenken kann. Analog lässt sich diese Debatte auch auf andere Sektorkopplungstechnologien zur Selbstversorgung (bspw. H_2-BHKW) übertragen.

Handlungsoption 4.3: Anpassung der Governance-Strukturen im regulierten Bereich der Netzinfrastrukturen

Die Energiesektoren (Strom und Gas) selbst, als auch die Netzbereiche innerhalb und zwischen den Sektoren sind sehr fragmentiert. Neben einer Vielzahl an Netzbetreibern, gibt es eine Vielzahl an Marktakteuren (Erzeuger, Verbraucher, Vertriebe und Händler). Zum einen haben sich die Sektoren und deren Regelrahmen historisch weitgehend separat entwickelt, was in der Vergangenheit sicherlich auch zielführend war, da die verschiedenen Sektoren unterschiedlich schnell gewachsen sind und unterschiedliche Nachfragen befriedigen mussten. Unter dem Stichwort Sektorenkopplung sehen wir nun aber verstärkt einen Bedarf, dass die Sektoren zumindest teilweise wieder stärker zusammenwachsen. Zum anderen hat die Liberalisierung mit Entflechtungsmaßnahmen und der Entwicklung vieler neuer Marktparteien die Sektoren in sich stark fragmentiert: die Netzbereiche sind weitgehend vom Markt abgegrenzt und ermöglichen den (multilateralen) Austausch vieler Akteure, auch wenn sie auf diesen Austausch kaum Einfluss nehmen können. Grundsätzlich hat die Liberalisierung auch viele positive Aspekte (insbesondere Effizienzsteigerungen), so dass es hier nicht darum geht die Liberalisierung zu widerrufen. Vielmehr zeigt sich nun aber durch die Sektorkopplung, wo zentrale Schwächen durch die Liberalisierung entstanden sind, die es nun zu adressieren gilt. So führt die weitgehende Fragmentierung insbesondere der Netzbereiche zu Abstimmungsverlusten an den Schnittstellen 1) zwischen den Netzen, 2) zwischen Netz und Markt und 3) zwischen den Sektoren. Genau an diesen Stellen könnten alternative Governance-Ansätze eingesetzt werden, um die Koordination zwischen den

Sektoren zielgerichtet zu erhöhen, ohne von der liberalisierten Grundordnung der Sektoren abzuweichen.

Eine sektorale Governance Struktur umfasst (vgl. hierzu die grundlegenden Ansätze von Williamson, 1975):

- Eigentumsverhältnisse,
- (langfristige) Verträge,
- (kurzfristige) Markttransaktionen.

Grundsätzlich können Anpassungen in allen drei Bereichen der Governance-Struktur genutzt werden, um die Gesamtsystemoptimierung zu erhöhen. So wären selektive Ausnahmen bei den Entflechtungsregeln ein Beispiel für eine fallspezifische Anpassung der Eigentumsverhältnisse. Projektspezifische und zeitlich befristete joint ventures stellen Ausnahmen in Form von langfristigen Verträgen dar. Die Entwicklung von regionalen Flexibilitätsmärkten, in die auch Elektrolyse eingebunden wird, illustrieren Governance-Optionen im Bereich der (kurzfristigen) Markttransaktionen.

Beispiel: Multi-Use Speicher

Die Problematik wird durch das Beispiel so genannter Multi-Use-Speicher gut illustriert (vgl. Meyer et al., 2017). Stromspeicher, z.B. in Form von Batterien oder aber auch Sektorkopplungstechnologien, können sowohl marktdienlich (zur Erzielung von Arbitragegewinnen) als auch netzdienlich (als Flexibilität) eingesetzt werden. In der Regel sind sie jedoch nur rentabel, wenn sie flexibel für beide Zwecke eingesetzt werden können. Dies erfordert ein Marktdesign, bei dem der Betreiber Einsatzzeiten, Kosten und Erlöse nach klaren Regeln zwischen reguliertem Bereich und Markt aufteilen kann. Ohne eine solche Mehrfachvermarktung würde nach individueller Optimierung nicht in Multi-use Speicher investiert werden: es entsteht ein „blinder Fleck“.

Nach Artikel 54 (1) der EU-Richtlinie dürfen zumindest Übertragungsnetzbetreiber jedoch ausdrücklich „nicht Eigentümer von Energiespeicheranlagen sein oder diese Anlagen errichten, verwalten oder betreiben“ (EU COM 2019b). Der Hintergrund: Netzbetreiber dürfen nicht in Wettbewerbsmärkten tätig werden und etwa Arbitrage-Geschäfte im Spot-Markt durchführen. Eine Ausnahme lassen die Entflechtungsvorschriften lediglich zu, wenn sich nach einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahren kein Marktinvestor findet. Auch in diesem Fall lässt der gesetzliche und regulatorische Rahmen jedoch keine Mehrfachnutzung zu, da der Übertragungsnetzbetreiber den Speicher ausschließlich netzseitig einsetzen darf.

Ökonomisch ließe sich eine Speicherausschreibung jedoch auch so gestalten, dass eine Kofinanzierung des Speichers aus Markterlösen und regulierten Erlösen möglich wird. Die wettbewerblichen Ausschreibungsgebote stellen die Zahlungsbereitschaften der Marktinvestoren dar und entsprechen somit dem erwarteten marktseitigen Wert des Speichers. Der netzseitige Wert des Speichers muss folglich mindestens den verbleibenden Kosten entsprechen, und nur diese Kosten würden regulatorisch vergütet werden. Somit könnte auch der Netzbetreiber um die Errichtung des Speichers mitbieten und würde bei erfolgreichem Gebot keine Möglichkeit der Quersubventionierung haben. Dies würde im Gegenteil die Anreize des Netzbetreibers schaffen, den Speicher effizient dort einzusetzen, wo er gerade den höchsten Nutzen erzielt, da sich seine Erlöse im Sinne der output-orientierten Anreize genau danach bestimmen, welcher Markterlös mit dem Speicher erzielt werden kann (Meyer et al., 2017).

Durch die EnWG Novelle wurde mit §11 EnWG die Grundlage zur Umsetzung dieses Modells geschaffen.

Beispiel: Sektorenkopplung Gas- und Stromnetz: E-Verdichter

Sektorkopplung, zum Beispiel die Kopplung der Strom- und Gasverteilnetze, kann ein kostengünstiges Flexibilitätspotenzial bieten und somit die Kosten des Gesamtsystems verringern. Demnach können Gasnetzbetreiber (GasNB) unter Umständen schon heute elektrische Gasverdichter (E-Verdichter)[19] in ihre Netze integrieren, bei denen nicht nur geringere Investitionskosten, sondern auch geringere Betriebskosten erwartet werden. E-Verdichter stellen dann in dem Stromverteilnetz neue Verbraucherkapazitäten dar, die gezielt zum Abfangen von Stromüberschüssen aus erneuerbarer Energie eingesetzt werden könnten. Hierdurch können Netzengpässe im Stromverteilnetz ggf. vermieden und Abregelung der erneuerbaren Erzeugung oder Kosten des weiteren Netzausbaus eingespart werden.

Die Problematik der E-Verdichter spielt an der Schnittstelle zwischen den regulierten Netzbereichen zweier Sektoren. Die regulatorisch auftretenden Fragen sind 1) ob eine solche Kooperation, unter den geltenden Entflechtungsregeln, uneingeschränkt zugelassen werden könnte, 2) inwiefern die Verrechnungspreise regulatorisch bestimmt werden müssen oder von den beteiligten Netzbetreibern frei bestimmt werden können,

[19] Um Strömungsverluste in Gaspipelines auszugleichen, ist es erforderlich das transportierte Gas durch Verdichter erneut zu komprimieren. Ein elektrisch betriebener Gasverdichter kann anstelle eines gasbetriebenen Verdichters eingesetzt werden.

und 3) wie die einhergehenden Kosten und Erlösen jeweils in die regulierten Erlösobergrenze fließen?

Insofern es sich um zwei unabhängige regulierte Netzbetreiber handelt, kann eine solche Kooperation aus regulatorischer Sicht relativ entspannt angegangen werden. Eine uneingeschränkte Kopplung der Netze von zwei unabhängigen Netzbetreibern verbessert die Wohlfahrt von Netzkunden. Netzbetreiber erreichen durch direkte Verhandlungen einen Entschädigungspreis, der frei von Quersubventionen sein dürfte. Jeder Gas- und Strom-Kunde wird durch die Sektorkopplung bessergestellt. Aus dieser Sicht führen regulatorische Auflagen und Zusatzkontrollen eher zu Effizienzenzeinbußen (Vermeidung der weniger lukrativen Kopplungsprojekte) als zu einer Wohlfahrtsverbesserung. Voraussetzung hierfür ist jedoch ein Regulierungsrahmen, der beide Netzbetreiber zur Senkung eigener Kosten anreizt.

4.3.3 Die Handlungsempfehlung

Bewertung der Handlungsoptionen

Im Folgenden fassen wir die Kernaussagen der Multi-Kriterien-Analyse zu den Handlungsoptionen kurz zusammen. Eine detailliertere Beschreibung der verschiedenen Kriterien und deren Evaluierung befindet sich in Anhang 6.

Handlungsoption 3.1 stellt eine (potenziell umfassende) Ergänzung der bestehenden Anreizregulierung dar, indem diese um output-orientierte Regulierungselemente erweitert wird. Die Anreizregulierung würde grundsätzlich nicht angepasst, sondern „nur“ um outputbasierte Elemente ergänzt, die auf die Systemoptimierung abzielen.

Der zentrale Vorteil eines solchen Ansatzes ist, dass die Netzbetreiber durch die Anreizwirkung im eigenen Interesse agieren, und vorausgesetzt, dass die Anreize richtig gesetzt sind, damit gleichzeitig im Interesse der Gesamtheit handeln. Die Anreizwirkung kann sehr effektiv auf die Gesamtsystemoptimierung wirken, aber nur, wenn die Anreize quantitativ und qualitativ richtig gesetzt sind. Damit zeigt sich auch schon die zentrale Herausforderung bei dem Ansatz, der Umsetzungs- bzw. Regulierungsaufwand: es gibt bisher sehr wenig Erfahrung mit der Berücksichtigung netzübergreifender Effekte in der Anreizregulierung. Die konkrete Umsetzung und das richtige Design der Anreize (qualitativ sowie quantitativ) ist eine große Herausforderung. Ein weiterer Vor-

teil dieses Ansatzes hingegen wäre, dass politische oder gesellschaftliche Akzeptanzprobleme nicht zu erwarten sind; Konsumenten, Steuerzahler und Politik dürften kaum betroffen sein, was eine Implementierung vereinfachen dürfte.

Handlungsoption 3.2 in diesem Handlungsfeld schlägt die Flexibilisierung der Netzentgeltsystematik vor. Die Anpassung bezieht sich hier insbesondere auf die Einführung von mehr Flexibilität in der Ausgestaltung der Netzentgelte durch die Netzbetreiber.

Der zentrale Vorteil dieser Option ist die hohe Effektivität, mit der die Systemoptimierung erhöht wird. Die Effektivität wird hier insbesondere durch die flexible Fallabhängigkeit ermöglicht. Einschränkend auf die Effektivität wirkt allerdings, dass es teilweise signifikante Informationsasymmetrien zwischen den Netzbetreibern und den Netznutzern geben kann, die eine effiziente Definition der flexiblen Netzanschlussbedingungen erschwert. Darüber hinaus grenzt die Freiwilligkeit die Wirksamkeit ein, wenn die Netznutzer sich nicht auf die flexibleren, aber eben auch restriktiveren Netzanschlussbedingungen einlassen. Eine weitere einschränkende Wirkung liegt auch im Anwendungsbereich, da das Prinzip nur dort Anwendung findet, wo Netznutzung- oder –anschlusstarife relevant sind.

Ein relevanter Vorteil der Handlungsoption 3.2 ist, insbesondere verglichen mit der Ergänzung der ARegV in Handlungsoption 3.1, dass die Option sich, je nach konkreter Ausgestaltung, leicht umsetzen ließe (z.B. für den Netzanschluss). Die Basissystematik bliebe unberührt; es kämen lediglich inkrementelle Entgeltkomponenten (positiv oder negativ) hinzu, um bei Bedarf ausgewählte Netznutzer gezielt systemdienlich zu lenken. Die Umsetzung läge weitgehend beim Netzbetreiber. Der Verordnungsgeber müsste lediglich den Rahmen schaffen, der ein solches Vorgehen der Netzbetreibern legitimiert und deren (vermiedenen) Ausgaben sachgerecht in der Erlösobergrenze widerspiegelt.

Marktkompatibilität ist ein weiterer Vorteil dieser Option. Wenn die Netzbetreiber Flexibilität bei der Gestaltung haben, dürfte eine nahtlose Anpassung der netznahen Marktbedingungen möglich sein. Zudem ist die Thematik bei Option 2 gerade in der politischen Diskussion und erscheint eine eher hohe politische Akzeptanz zu haben.

Handlungsoption 3.3 schlägt zur Steigerung der Gesamtoptimierung zwischen den Sektoren eine Anpassung der Governance Strukturen vor, durch Anpassung der Eigentumsverhältnisse, (langfristiger) Verträge oder (kurzfristiger) Markttransaktionen.

Diese Option könnte sehr effektiv genutzt werden, um die Gesamtsystemoptimierung über die Sektorgrenzen hinweg anzureizen, ist aber mit signifikanten Schwierigkeiten verbunden. Grundsätzlich gilt, dass eine verstärkt explizite Kooperation, z.B. durch joint ventures und integrierte Eigentumsstrukturen, an sich das Problem verzerrter Anreize zwischen unterschiedlichen Parteien, definitionsbedingt, effektiv angehen dürfte. Die Herausforderung bei der Ausgestaltung solcher Governance-Modelle besteht jedoch darin, dass diese häufig Entflechtungsregeln tangieren werden; je umfassender solche Governance-Modelle eingesetzt werden, um die sektorübergreifende Koordination zu erhöhen, desto größer wird das Risiko, dass diese stärker integrierten Eigentumsstrukturen zu möglichen Beeinträchtigungen des Wettbewerbs führen. Zudem dürfte die wettbewerbspolitische Aufsicht der Behörden (BNetzA) durch die stärkere Integration der verschiedenen Sektoren erschwert werden. Außerdem treten verfahrenstechnische Hürden auf: insbesondere netzübergreifende cost-benefit-sharing Modelle bewirken eine Rückwirkung auf die regulierte Erlösübergrenzen der sektoralen Netzbetreiber und somit auf die Kompatibilität mit der bestehenden ARegV.

Handlungsempfehlung

Die zentrale Herausforderung in diesem Handlungsfeld ist die Abstimmung der Anreize zur Koordination der verschiedenen Infrastrukturen, um die Gesamtsystemoptimierung über die Infrastrukturgrenzen hinweg zu erhöhen. Grundsätzlich sind hierzu zwar alle drei diskutierten Handlungsoptionen geeignet. Allerdings zeigt sich in der Bewertung, dass nur Handlungsoption 3.2, die Anpassung der Netzentgeltsystematik, sowohl effektiv die Gesamtsystemoptimierung unterstützen kann, als auch zügig umsetzbar erscheint. Der Vorschlag sieht dabei vor, die Netzentgeltsystematik über die StromNEV und GasNEV anzupassen, aber in naher Zukunft auch eine mögliche WasserstoffNEV entsprechend auszugestalten.

Wesentlich sind folgende Schritte: Erstens, die Netzbetreiber sollten angemessene Flexibilität bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik haben; die BNetzA bzw. die Gerichte könnten sich auf Missbrauchs- und Diskriminierungsaufsicht beschränken, müssten aber nicht die Netzentgelte im Einzelfall im Detail regeln. Ein erster konkreter Ansatzpunkt wäre die breitere Anwendung von smart connection agreements im Stromsektor. Dies würde bedingen, dass die Netzbetreiber die Möglichkeit erhalten, individuell angepasste Netzanschlussbedingungen für verschiedene Netznutzer auszuhandeln, mit dem Ziel, die Flexibilität der Netznutzer zur Optimierung der Netze zu nutzen. Dadurch könnte der Netzbetreiber in Abhängigkeit von der Netztopologie eine

räumliche Differenzierung bei der Netzbepreisung durchsetzen und so die Koordination zwischen den Sektoren erhöhen.

Zweitens, die Netzbetreiber sollten die (finanziellen) Anreize haben, die Netzentgeltsystematik zum Wohl der Gesamtsystemoptimierung umzusetzen. Das setzt zumindest voraus, dass etwaige berechtigte Maßnahmen vollständige Kostenanerkennung finden. Darüber hinaus können Bestrebungen der Netzbetreiber für Gesamtsystemoptimierung expliziter beanreizt werden, was zu Handlungsoption 3.1, der Output-orientierten Regulierung, führt. Mittel- bis langfristig erscheint eine Kombination der Handlungsoptionen 3.1 und 3.2 sinnvoll, wobei eine Anpassung der Netzentgeltsystematik hier vorrangig angegangen werden sollte, wohingegen die Umsetzung von Handlungsoption 3.1, die Erweiterung der Anreizregulierung, perspektivisch in eine der zukünftigen Regulierungsperioden einfließen könnte.

Handlungsempfehlung zur Koordination der Anreize für Infrastrukturinvestitionen

⇒ Kurzfristig: Flexibilisierung der Netzentgeltsystematik zur Steuerung der Gesamtsystemoptimierung

⇒ Mittelfristig: Anpassung der ARegV um output-orientierte Regulierungskomponenten zur Verbesserung der Gesamtsystemoptimierung

4.4 Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur sektorübergreifend koordinieren

In einem klimaneutralen Energiesystem wird gemäß der Studienergebnisse (vgl. EWI-Gutachterbericht (2021)) ein erheblicher Anteil der Energie in Form von Wasserstoff bereitgestellt. Hierfür muss die Energieinfrastruktur bereits heute vorbereitet werden. Dabei soll der Transport von Wasserstoff nicht nur über neue Wasserstoffpipelines erfolgen, sondern auch Synergien mit Energieinfrastrukturen aus weiteren Sektoren nutzen (vgl. EU COM 2020a). Dies umfasst eine möglichst geringe zusätzliche Belastung des Stromnetzes durch neue Elektrolyseure einerseits, und eine Einbindung der Gasinfrastruktur (etwa durch Umnutzung) andererseits. Zuvor hat Themenbereich 3 die Investitionsanreize der regulierten Akteure und deren sektorübergreifende Koordination analysiert. Hier stand also die Frage im Fokus wie sichergestellt werden kann, dass Netzbetreiber nur dann in eine Infrastruktur investieren, wenn diese Investition aus Gesamtsystemsicht effizient ist. In Handlungsfeld 4 geht es nun um die Koordination der

Aufbauprozesse für die zukünftig stärker gekoppelte Wasserstoffinfrastruktur aus verschiedenen Sektoren. Damit steht in Handlungsfeld 4 die Fragestellung im Fokus, wie die Planungsprozesse zum Neubau von Infrastrukturen zum Transport von Wasserstoff sektorübergreifend koordiniert werden können, um einen effizienten Infrastrukturausbau über die Sektorgrenzen hinweg zu erreichen. Damit sind die Handlungsfelder 3 und 4 eng miteinander verbunden, decken aber zwei unterschiedliche Perspektiven ab: Handlungsfeld 3 versucht sicherzustellen, dass die Anreize für Investitionen richtig gesetzt werden, und Handlungsfeld 4 stellt eine institutionelle Struktur bereit, um die durch Handlungsfeld 3 beanreizte Gesamtsystemoptimierung im grundlegenden Aufbauprozess umzusetzen. Handlungsfeld 4 baut damit auf Handlungsfeld 3 auf.

Zwei Ansatzpunkte sind dabei in Handlungsfeld 4 besonders relevant:

1. Die Planung der Wasserstoffinfrastruktur: Wird zentral oder dezentral geplant? Wer ist daran beteiligt? Ist die Planung eher administrativ oder wird sie von Marktkräften gelenkt?

2. Der Bau der Wasserstoffinfrastruktur: Es stellt sich die Frage wie neben den Netzbetreibern der regulierten Infrastruktur dritte Investoren mit alternativen Transporttechnologien im Bereich Wasserstoff eingebunden werden können.

Grundsätzlich gilt, dass die regulierten Netzbetreiber (vor allem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Fernleitungsnetzbetreiber (FNB)) weiterhin eine zentrale Rolle bei der Koordination des sektorübergreifenden Infrastrukturaufbaus übernehmen werden. Allerdings sollte diese zentrale Rolle der regulierten Akteure nicht zu einem „closed shop“ führen: es darf nicht dazu führen, dass Dritte Akteure (*third parties*) (die teilweise schon heute eigenständige Wasserstoffinfrastrukturen betreiben) beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ausgeschlossen werden. Im Folgenden stellen wir das zugrundeliegende Problem bei der Koordination des sektorübergreifenden Infrastrukturaufbaus für Wasserstoff näher vor und bewerten die derzeit diskutierten Handlungsoptionen. Dabei liegt der Fokus auf den Zusatzkapazitäten der Energieinfrastruktur in verschiedenen Sektoren, die zum Transport von Wasserstoff benötigt werden. In unserer Empfehlung greifen wir den aktuellen Diskussionstand auf EU-Ebene zur Einführung von sektorübergreifenden Abstimmungsprozessen für die Infrastrukturplanung mit einer breiten Stakeholderbeteiligung auf. Die Einbindung von Marktmechanismen in den Koordinationsprozess soll darüber hinaus den Technologiewettbewerb zwischen den Sektoren beim Aufbau der neuen Wasserstoffinfrastruktur fördern.

4.4.1 Das identifizierte Problem

Bei der Planung und dem Aufbau der neuen leitungs- und nicht-leitungsgebundenen Infrastruktur für den Wasserstofftransport in verschiedenen Sektoren mangelt es aktuell an einer sektorübergreifenden Koordination der Planungsprozesse. Etablierte Planungsmechanismen (etwa Netzentwicklungspläne) und Marktanreize zielen auf Akteure innerhalb nur eines Sektors und sind daher als *sektorspezifisch* zu bezeichnen. Diese Mechanismen haben die Aufgabe den Energietransport innerhalb des Sektors auf dessen Infrastrukturbetreiber aufzuteilen und deren Handeln effizient miteinander zu koordinieren.

Aufgrund der sektorspezifischen Koordinationsmechanismen werden die Infrastrukturen in den verschiedenen Sektoren weitestgehend unabhängig voneinander geplant und umgesetzt. Dies kann zahlreiche Ineffizienzen zur Folge haben, wie z.B. eine Dopplung der Infrastrukturkapazität, negative Infrastruktur-Wechselwirkungen oder verzerrte Anreize für die Infrastrukturbetreiber.

Der Bedarf an *sektorübergreifenden* Koordinationsmechanismen und damit eine Optimierung der Infrastruktur aus Gesamtsystemsicht wird daher in der aktuellen Debatte stark betont (vgl. EU 2020a, dena Leitstudie 2018). Grundlage einer solchen Gesamtsystemsicht sollte die gemeinsame Infrastrukturplanung sein, da diese ausschlaggebend für die Entwicklung in den Sektoren ist. Die Notwendigkeit für einen sektorübergreifenden Abstimmungsprozess der Infrastrukturinvestitionen wird vor allem im Kontext der zukünftig benötigten Wasserstoffnetze offensichtlich (vgl. ACER & CEER (2021); EU (2020b)), da Wasserstoff sowohl über neue Pipelines, nicht-leitungsgebunden als auch mithilfe von bestehender Energieinfrastruktur transportiert werden kann. Die sektorübergreifenden Koordinationsmechanismen sollen daher den möglichst optimalen Anteil der einzelnen Energieinfrastrukturen an dem Wasserstofftransportbedarf des Gesamtsystems bestimmen. Sie sind von den bisherigen sektorspezifischen Infrastrukturausbaumechanismen klar zu unterscheiden und stellen für diese eine Art unabhängige Vorstufe dar, d.h. die sektorübergreifenden Mechanismen stellen eine Koordination des Gesamtsystembedarfs sicher, während die darauf aufbauenden sektorspezifischen Ausbaumechanismen den in der Gesamtsystemplanung definierten Ausbau in den jeweiligen Sektoren umsetzen.

Obwohl die sektorübergreifenden Koordinationsmechanismen in der Planung und im Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur derzeit viel diskutiert werden, sind diese in der Praxis kaum vorhanden und müssen erst noch entwickelt werden. Auch wenn noch wenig

konkret, fließen diese Überlegungen für eine stärkere sektorübergreifende Koordination in erste politische Entscheidungsprozesse auf der EU-Ebene ein und stellen damit auch schon die Weichen für die nationale Umsetzung. Dementsprechend sollten im Rahmen der Studie die Eigenschaften der derzeit diskutierten Handlungsoptionen zur Koordination des sektorübergreifenden Wasserstoffinfrastrukturaufbaus bewertet und eine volkswirtschaftlich sinnvolle Empfehlung identifiziert werden.

4.4.2 Die Handlungsoptionen inkl. Bewertung

Im Folgenden stellen wir drei Handlungsoptionen vor, die eine sektorübergreifende Koordination des Wasserstoffinfrastrukturaufbaus ermöglichen, sowie Beispiele aus der Praxis, die als Grundlage für diese Handlungsoptionen dienen.

Der Begriff Wasserstoffinfrastruktur erfasst dabei alle technischen Anlagen aus verschiedenen Sektoren, die zum Transport von Wasserstoff in der Zukunft zum Einsatz kommen können. Dies beinhaltet die zukünftigen leitungsgebundenen Wasserstoffnetze, aber auch die leitungsgebundenen (umzunutzenden) Erdgasnetze, sowie die nicht-leitungsgebundenen Energietransportmittel über das Bahn-, Verkehrs- und Wasserstraßennetz. Infrastrukturnahe Anlagen zur Umwandlung der Energieträger und Sektorenkopplung, wie z.B. Elektrolyseure, Brennstoffzellen, Verdichter, können auch miterfasst werden, wenn eine solche Anlage im Rahmen der Transportaufgabe von einem Infrastrukturbetreiber benötigt und durch die Marktakteure nicht ohne Weiteres (z.B. Beteiligung von Infrastrukturbetreibern) bereitgestellt wird.

Alle drei Handlungsoptionen bauen auf dem bisherigen Grundsatz ‚Infrastruktur folgt Markt' auf. Die Marktakteure sind bei der Standort- und Energieträgerwahl der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen frei, bzw. marktgesteuert. Der Bedarf an neuer Wasserstoffinfrastruktur ist durch die räumliche Verteilung der Anlagen der Marktakteure gesteuert. Dabei schließt jedoch dieser Grundsatz nicht aus, dass infrastrukturseitig Anreize zur Standortwahl eingeführt werden können, wie bereits in Kapitel 4.3 dargestellt.

Sektorübergreifende Koordinationsansätze beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur		Bedarfsermittlungsmechanismus	
		Partizipative Zentralplanung	Dezentrale Marktkoordination
Auswahl der Transporttechnologie	Kostenschätzung der Experten	**Handlungsoption 4.1:** Partizipativer Systementwicklungsplan (pSEP)	X
	Preisgebote der Technologieanbieter	**Handlungsoption 4.2:** pSEP mit Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur	**Handlungsoption 4.3** Netzentwicklungspläne mit marktgetriebener Wasserstoffinfrastruktur

Tabelle 2: Übersicht der Handlungsoptionen zur sektorübergreifenden Koordination des Infrastrukturaufbaus

Wie Tabelle 2 zu entnehmen ist, unterscheiden sich die Handlungsoptionen in zwei Dimensionen wesentlich voneinander. Die erste Dimension beschreibt, wie der Planungsprozess der neuen Infrastruktur ausgestaltet wird und hiermit, wie neben den regulierten Infrastrukturbetreibern Stakeholder aus weiteren Sektoren und dem wettbewerblichen Umfeld ein Teil des Planungsprozesses werden. Die zweite Dimension bewertet die Einbindung von (neuen) potenziellen Investoren bei dem Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur. Mit anderen Worten beschreibt die zweite Dimension potenzielle Markteintrittsbarrieren für dritte Investoren bei Wasserstoff-Neubauprojekten.

Handlungsoption 4.1: Partizipativer Systementwicklungsplan

Durch diese Handlungsoption soll das derzeit am meisten diskutierte Koordinationsmodell zur Abstimmung des Infrastrukturbedarfs und dessen Anwendbarkeit auf einen sektorübergreifenden Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur bewertet werden. Als Vorlage für diese Handlungsoption dienen die gemeinsamen Planungsszenarien der entso-e und entso-g bei der Entwicklung der TYNDP Infrastruktur (vgl. entso-e & entso-g 2021; entso-e & entso-g 2018) und der Systementwicklungsplan aus der dena Netzstudie III (vgl. dena 2020a).

Alle genannten Praxisbeispiele haben gemeinsam, dass in diesen Fällen die Koordination zwischen den Sektoren durch einen zentralen Abstimmungsprozess zwischen den Stakeholdern sichergestellt wird. Innerhalb des Abstimmungsprozesses wird zuerst der sektorübergreifende systemweite Energietransportbedarf in mehreren Szenarien prognostiziert. Grundlage der Prognose sind die marktgetriebenen Entwicklungen im Bereich der Erzeugung und Nachfrage. Im nächsten Schritt wird der ermittelte Energietransportbedarf im Rahmen eines Abstimmungsprozesses unter Berücksichtigung der bestehenden Infrastrukturkapazitäten, vorhandener Engpässe und sektorspezifischer Transportkosten auf die an der Planung beteiligten Sektoren, in der Praxis Strom und Gas, aufgeteilt. Der sektorspezifische Energietransportbedarf dient als Grundlage für die bereits bestehenden sektorspezifischen Infrastrukturaufbaumechanismen, hier insbesondere die Netzentwicklungspläne (NEPs) in den betroffenen Sektoren.

Wesentliche Stärke des zentralen administrativen Planungsansatzes ist die hohe Effektivität der Koordination zwischen den involvierten Sektoren und Infrastrukturbetreibern. Bei einem partizipativen Abstimmungsprozess, der neben den regulierten Akteuren auch Stakeholder aus dem Marktumfeld einbindet, kann unter Umständen auch ein breites Spektrum von Akteuren bei der Planung der Wasserstoffinfrastruktur berücksichtigt und damit koordiniert werden. Ein voneinander unabhängiger Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen in mehreren Sektoren könnte dadurch effektiv vermieden werden. Die Einbindung der Politik und Gesellschaft in die Planung der Infrastruktur fördert zudem auch dessen soziale und politische Akzeptanz. Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass mit steigender Anzahl der involvierten Akteure der Umsetzungsaufwand ansteigt, da diese Prozesse einen hohen Komplexitätsgrad aufweisen. Allerdings kann man bei einem zentralen administrativen Ansatz bereits auf den bestehenden Planungsprozessen im Strom- und Gasbereich aufbauen, was den Umsetzungsaufwand und juristischen Anpassungsbedarf im Vergleich zu den weiteren Handlungsoptionen, die jeweils auf einem neuen Regime gründen müssten, wiederum reduziert und den koordinierten Infrastrukturaufbau beschleunigt.

Derzeit beschränkt sich der zentrale Planungsansatz in der Praxis weitgehend auf die Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber, ohne weitere Beteiligung von potenziellen wettbewerblichen Investoren in die Wasserstoffinfrastruktur (vgl. der Ansatz von entso-e und entso-g oder dena Netzstudie III). Eine Einbindung der leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur ist bei allen Praxisbeispielen noch unsicher; die nicht-leitungsgebundene Infrastruktur wird bisher nicht mitberücksichtigt, da diese

marktgetrieben aufgebaut und daher getrennt von der regulierten Infrastruktur betrachtet wird.

Hierbei handelt es sich um Defizite, die bereits in der Debatte aufgegriffen wurden. Daher gehen wir im Rahmen der Multi-Kriterien-Analyse davon aus, dass die Beteiligung potenzieller Investoren an der zentralen Abstimmung beim Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur nachgebessert wird. So wird bei der Bewertung der Handlungsoption angenommen, dass zusätzlich zu Strom- und Gasnetzen auch Wasserstoffnetze sowie der nicht-leitungsgebundene Transport von Wasserstoff in der Planung Berücksichtigung finden (vgl. BNetzA 2021).

Auch unter dieser Annahme ist jedoch davon auszugehen, dass die Aufnahme in die oben beschriebenen Planungsprozesse eine Eintrittsbarriere vor allem für neue wettbewerbliche Infrastrukturbetreiber darstellen wird, je nach genauer Umsetzung der zentralen Planung. Da der Bau der geplanten Infrastruktur bereits in Rahmen der zentralen Planung den beteiligten Sektoren und deren Infrastrukturbetreibern zugeordnet wird, bestehen für in der Planung unberücksichtigte Technologien und Investoren kaum weitere Möglichkeiten sich an dem Infrastrukturaufbau zu beteiligen (vgl. Tabelle 2).

Der Zugang zum Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ist daher als eingeschränkt zu werten. Das Potenzial für positive Wettbewerbseffekte auf den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ist im Falle der zentralen Planung daher eher gering ausgeprägt. Dies kann sich negativ auf die Auswahl beim Infrastrukturaufbau in Bezug auf die beteiligten Investoren, Projekte und Technologien und damit auf die Gesamtkosten auswirken.

Handlungsoption 4.2: Partizipativer Systementwicklungsplan mit Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur

Diese Handlungsoption bindet sowohl regulierte als auch wettbewerbliche Akteure nicht nur bei der Planung der Wasserstoffinfrastruktur mit ein (analog zu Handlungsoption 1), sondern ermöglicht allen Akteuren auch eine direkte Beteiligung am Bau dieser Infrastruktur (vgl. Tabelle 2). Um dies zu ermöglichen, erfolgt die Koordination des Infrastrukturaufbaus in zwei Schritten:

Im ersten Schritt wird analog zu Handlungsoption 1 in einem zentralen Abstimmungsprozess der sektorübergreifende Energietransportbedarf durch mehrere Szenarien prognostiziert. Damit baut die Handlungsoption auf den etablierten Prozessen der Netzentwicklungspläne auf, bindet aber die wettbewerblichen Akteure und deren Infrastrukturvorhaben zum Wasserstofftransport in den Planungsprozess direkt mit ein, bspw. im Rahmen eines Stakeholderprozesses zur Definition der Szenarien, die den

Netzentwicklungsplänen zugrunde liegen. So kann etwa der im Rahmen der dena Netzstudie III entwickelte Systementwicklungsplan als Grundlage dieses Prozesses dienen.

Der aus dem ersten Schritt resultierende Energietransportbedarf wird im Gegensatz zu Handlungsoption 1 im zweiten Schritt aber nicht direkt anhand einer Expertenkostenschätzung den Energiesektoren zugeordnet. Um die Effizienz der sektorübergreifenden Koordination beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur zu verbessern, wird Technologiewettbewerb ermöglicht, in dem ein Vergleich zwischen verschiedenen Umsetzungsoptionen der geplanten Wasserstoffkapazitäten erfolgt. Dadurch könnte die Effizienz der Handlungsoption 1 weiter gesteigert, bzw. die Kosten des Wasserstoffinfrastrukturaufbaus gesenkt werden.

Es wird zwar davon ausgegangen, dass kurz- bis mittelfristig eine Umnutzung der Gasnetze in vielen Fällen eine kostengünstigste Option darstellt und sich die Umnutzung der Gasnetze zum Wasserstofftransport im Rahmen des Technologiewettbewerbs in diesen Fällen durchsetzen wird. Gleichwohl dürften die günstigen Umnutzungskapazitäten der Gasnetze mit der zunehmenden Verbreitung von Wasserstoff zurückgehen und die Kostensenkungspotenziale bei weiteren H_2-Transporttechnologien ausgeschöpft werden, womit sich der Technologiewettbewerb mit der Zeit intensivieren könnte.

Aktuell scheint diese Handlungsoption bzw. Elemente dieser an Zuspruch zu gewinnen. Am weitesten gehen hier die Überlegungen auf europäischer Ebene von CEER & ACER (2021) die vorschlagen, die geplante Infrastruktur der regulierten Infrastrukturbetreiber nur als ein Investitionsangebot zu betrachten, das sich gegen weitere Technologien zuerst durchsetzen muss.[20]

CEER & ACER konkretisieren jedoch nicht, wie ein solcher Technologiewettbewerb aussehen könnte. Um diese Option trotzdem im Rahmen der MKA bewerten zu können wurden weitreichende Annahmen getroffen, die beispielhaft illustrieren, wie wettbe-

[20] Die BNetzA (2021) hat bei der Bewertung der neuen Netzentwicklungspläne die Umsetzung der geplanten H_2-getriebenen Gasnetzerweiterungen an dessen Erforderlichkeit geknüpft. Konkret sollen sich die FNBs bei solchen Gasnetzerweiterungen an den Kriterien zur Berücksichtigung von Grüngasprojekten und damit am Abschluss eines Realisierungsfahrplans für die geplanten H_2-Projekte orientieren, was effektiv einer Realisierung der H_2-Umnutzungsprojekte im Wettbewerb ggü. weiteren H_2-Transporttechnologien als Voraussetzung für die in NEP anvisierte Gasnetzerweiterungen gleichkommt. Ähnliche Überlegungen sind auch bei der Weiterentwicklung der gemeinsamen Szenarioplanung von entso-e und entso-g zu beobachten (vgl. entso-e und entso-g 2021).

werbliche Elemente in die Bauphase von Wasserstoffnetzen im Rahmen der sektorübergreifenden Planungsprozesse eingebunden werden könnten. Dabei stellt diese Umsetzungsoption nur eine mögliche Variante in einem größeren Lösungsraum dar. Eine umfassende Darstellung dieses Lösungsraums inkl. einer Bewertung der verschiedenen Umsetzungsoptionen lag außerhalb des Rahmens dieses Gutachtens, sollte aber zur weiteren Ausgestaltung des Systems erfolgen, wenn eine entsprechende Umsetzung weiter angestrebt wird.

In der MKA wurde daher angenommen, dass der in der zentralen Abstimmung ermittelte Energietransportbedarf, der auf den Wasserstoffbedarf zurückzuführen ist, sowie die damit verbundenen Umnutzungs- und Investitionskosten der regulierten Infrastruktur im Rahmen einer Ausschreibung trassen- oder regionsspezifisch veröffentlicht werden. Die Ausschreibung erfolgt möglichst breit und offen, damit die effizienteste Konstellation aus Sektor, Technologie, Projekt und Investor für den identifizierten Wasserstofftransportbedarf erst im Rahmen des Wettbewerbs identifiziert wird. Dafür könnte im Rahmen der Ausschreibung der Transportbedarf aus der zentralen Abstimmung der Erzeugungs- und Nachfragekapazität energieträgerspezifisch für die ausgeschriebene Region oder die ausgeschriebene Trasse definiert werden. Dies ermöglicht den potenziellen Investoren aus den wettbewerblichen Sektoren die Kosten der benötigten Umwandlungskapazitäten in den Geboten zu berücksichtigen. Weitere Kriterien, wie z.B. die einzuhaltenden Sicherheits-, Zuverlässigkeits- und Umweltstandards sowie der geplante Realisierungszeitpunkt der regulierten Infrastruktur könnten im Rahmen der Ausschreibung mit spezifiziert werden, um die durch die potenziell unterschiedlichen Technologien umgesetzte Transportkapazität mit den Kosten der geplanten Umnutzung bzw. benötigten Zusatzkapazitäten der regulierten Infrastruktur vergleichen zu können. Würden die geplanten Kosten der regulierten Infrastruktur im Rahmen der Ausschreibung nicht unterboten werden können, würde auch der auf den Wasserstoffbedarf zurückzuführende Energietransportbedarf in die Netzentwicklungspläne der regulierten Infrastrukturbetreiber einfließen. In dem Fall, dass im Rahmen der Ausschreibung günstigere Umsetzungsoptionen angeboten werden, würde die benötigte Energietransportkapazität den Technologien entsprechend diesen wettbewerblichen Akteuren zufallen.

Wie anhand der obigen Beschreibung ersichtlich, stellt die mangelnde Erfahrung mit und der ausstehende Konkretisierungsbedarf zur Umsetzung dieser Handlungsoption die wesentliche Hürde für dessen Realisierung dar. Ähnlich wie Handlungsoption 4.1

kann aber auch hier auf den planerischen Prozessen (NEPs) der Strom- und Gassektoren, bzw. auf dem oben vorgestellten „partizipativen Systementwicklungsplan“, aufgesetzt werden. Darüber hinaus bestehen an verschiedenen Stellen Erfahrungen zu Ausschreibungsverfahren (Open Seasons, Konzessionswettbewerbe etc.), die eine Grundlage für den dargestellten Prozess liefern können. Diese etablierten Mechanismen gilt es dann weiterzuentwickeln, um einen Technologiewettbewerb zwischen den regulierten und marktgetriebenen Sektoren zu ermöglichen. Zudem muss sichergestellt werden, dass sowohl die marktgetriebenen als auch die regulierten Infrastrukturbetreiber Anreize zur sektorübergreifenden Koordination erhalten. Wie bereits in Sektion 4.3 andiskutiert, befinden sich auch die entsprechenden Anreizmechanismen erst in der Entwicklung. Wenn einmal umgesetzt, ist zudem davon auszugehen, dass sowohl ein zentraler Abstimmungsprozess mit hoher Stakeholderbeteiligung, der Technologiewettbewerb, als auch der Umsetzungsprozess der Infrastrukturvorhaben regelmäßig organisiert und kontrolliert werden müssen, was juristischen und regulatorischen Aufwand impliziert. Insgesamt könnte dies daher zu einer langsameren Umsetzung der Wasserstoffinfrastruktur ggü. Handlungsoption 4.1 führen.

Wenn jedoch erfolgreich umgesetzt, bietet diese Handlungsoption wesentliche Vorteile. Ein zentraler, aber gleichzeitig offener und partizipativer Abstimmungsprozess kann ein breites Spektrum von Akteuren berücksichtigten und damit deren Handlungen effektiv koordinieren (vgl. Handlungsoption 4.1). Zudem wird weiteren (potenziell auch neuen) Technologien zum Transport von Wasserstoff eine direkte Beteiligung am Aufbau der Wasserstoffinfrastrukturinfrastruktur durch eine wettbewerbliche Einbindung ermöglicht. Hiermit wird bei der Umsetzung der geplanten Wasserstoffinfrastruktur die Suchfunktion nach der günstigsten Konstellation aus Sektor, Technologie, Projekt und Investor durch den Technologiewettbewerb übernommen und die Kosten der geplanten Infrastruktur minimiert. Zwar reduzieren die Vorgaben des zentralen Abstimmungsprozesses den Handlungsspielraum für den Technologiewettbewerb und damit die Effizienz der Handlungsoption; diese könnten jedoch durch eine effektive Koordination der zentralen Abstimmung und damit durch eine Reduktion von potenziellen Anreizproblemen zwischen den Infrastrukturbetreibern kompensiert werden (vgl. Handlungsoption 3.1).

Handlungsoption 4.3: Netzentwicklungspläne mit marktgetriebener Wasserstoffinfrastruktur

Die Handlungsoption 4.3 stellt eine Situation dar, in der neben den geplanten regulierten Strom- und Gasnetzen eine marktgetriebene leitungs- und nicht-leitungsgebundene Infrastruktur für Wasserstoff aufgebaut wird. Diese Handlungsoption greift damit einen Diskussionsstrang in der aktuellen europäischen Wasserstoffdiskussion (vgl. CEER & ACER 2021) auf.

Konkret wurde angenommen, dass potenzielle Infrastrukturinvestoren in Deutschland neben den bestehenden regulierten Infrastrukturen zusätzliche leitungsgebundene und nicht-leitungsgebundene Infrastrukturkapazitäten für den Transport von Wasserstoff frei, bzw. marktgetrieben, aufbauen (vgl. Tabelle 2). Als Vorlage für einen marktgetriebenen Aufbau von leitungs- und nicht-leitungsgebundenen Infrastrukturen kann z.B. das Open Seasons Modell, wie es in den USA und Kanada zum Aufbau der Gasinfrastruktur oder auch in Europa bei transnationalen Stromleitungs- oder LNG-Projekten angewandt wird, oder auch die heutige Infrastruktur für flüssige Kraftstoffe herangezogen werden. Wie in Tabelle 2 dargestellt, erfolgt die sektorübergreifende Planung der Infrastruktur, bzw. die Koordination zwischen den geplanten Strom- und Gasnetzen und der marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur damit über die Preissignale der Märkte und daher dezentral. Eine zentrale Planung findet lediglich für die regulierte Infrastruktur statt und die Marktparteien sind frei, unabhängig von Netzentwicklungsplänen zusätzliche Infrastrukturen aufzubauen, wo sich diese über die Marktpreise refinanzieren lassen.

Im Fokus der Multi-Kriterien-Analyse steht die Rückwirkung des marktgetriebenen Aufbaus von Infrastruktur für Wasserstofftransport (bspw. über Straßenverkehr oder neue Pipelines) auf die bestehenden und in den Netzentwicklungsplänen befindlichen Strom- und Gasnetze. Ein koordinierter sektorübergreifender Aufbau der Infrastruktur erweist sich dabei als schwierig. Wie in Kapitel 4.2 bereits diskutiert, sind die Preissignale derzeit zwischen den Sektoren verzerrt und eine Nachbesserung mit weiteren Hürden verbunden. Zudem erfolgt bei dieser Handlungsoption der Aufbau von regulierter Infrastruktur weiterhin parallel zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur, wodurch die Entwicklung der marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur nur mit Verzögerung in der Planung berücksichtigt wird. Zwar kann die Verzögerung durch eine häufigere Planungsanpassung der regulierten Infrastruktur reduziert und die Effektivität der Handlungsoption verbessert werden, dies ist aber wiederum mit höheren Transaktionskosten verbunden, was die Effizienz der Handlungsoption verringert.

Darüber hinaus kann ein paralleler Aufbau der regulierten und marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur zu Anreizverzerrungen bei regulierten und marktgetriebenen Infrastrukturinvestoren führen. So können regulierte Infrastrukturbetreiber den Planungsprozess als Signalinstrument nutzen und mithilfe der Planung mancherorts Investitionen in die marktgetriebene Infrastruktur abschrecken. Marktgetriebene Infrastrukturbetreiber können wiederum ineffiziente Investitionsanreize durch Preissignale erhalten (vgl. Bushnell & Stoft 1996). Letztlich stellt sich bei marktgetriebener Infrastruktur auch noch die Frage, inwieweit Energiemarktpreise auch weitere wichtige Aspekte der Infrastrukturplanung, wie z.B. die Systemsicherheit, Umweltverträglichkeit, soziale Akzeptanz, etc. ausreichend abbilden können.

Die Stärke dieser Handlungsoption wird vor allem in der Einbindung von neuen Technologien und Investoren bei dem Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur gesehen. Diese können jederzeit und ohne Einschränkung in Konkurrenz zu den etablierten Infrastrukturen und Technologien auftreten. Wettbewerb wird bei dieser Handlungsoption in vollem Umfang als Entdeckungsverfahren verwendet, welcher die Suchfunktion nach der günstigsten Konstellation von Sektor, Technologie, Projekt und Investor übernimmt.

4.4.3 Die Handlungsempfehlung

Die Handlungsoption 4.2, d.h. eine „partizipative Systementwicklungsplanung“ mit einer klar definierten Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur, erscheint nach Ansicht der GutachterInnen geeignet, um beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur eine ausgewogene Balance zwischen Koordination der planerischen Prozesse und Effizienz durch Technologiewettbewerb zu erreichen. So könnten gezielt Dritte eingebunden werden, ohne die Gas- und Stromnetzbetreiber auszuschließen; diese werden nach wie vor eine zentrale Rolle bei der Koordination der Infrastrukturplanungen und -investitionen spielen.

Zentrale Herausforderung bei der Umsetzung der Handlungsempfehlung ist, dass bisher nur wenig Erfahrungen mit solch einem Ansatz vorliegen, was unter Umständen zu Verzögerungen in der Anfangsphase der Umsetzung führen kann. Konkretisierungs- und Umsetzungsinitiativen der europäischen Regulierungsbehörden entwickeln sich jedoch gerade, die eine umsetzungsfähige Ausgestaltung dieser Handlungsoption in der absehbaren Zukunft nahelegen. Zudem konnten anhand der hier vorliegenden Analyse

Leitlinien identifiziert werden, die für eine erfolgreiche sektorübergreifende Koordination der Wasserstoffinfrastruktur in einem solchen Rahmen von wesentlicher Bedeutung sind:

1. Bestehende Ansätze zur sektorübergreifenden Koordination der Wasserstoffinfrastrukturplanung nutzen: Die bereits in der Entwicklung befindlichen Prozessen der zentralen Planung (vgl. dena 2020a, entso-e & entso-g 2021) könnten als Grundlage genutzt bzw. weiterentwickelt werden. Die Planungsprozesse könnten hierfür mit einem Stakeholderansatz möglichst offen, bzw. partizipativ, gestaltet werden und aktiv die marktgetriebenen Infrastrukturbetreiber und weitere relevante Stakeholder einbinden, um bei der Bedarfsermittlung die Potenziale der marktgetriebenen Infrastruktur effektiv berücksichtigen zu können (vgl. hierzu die Forderungen in BNetzA 2021, EU COM 2020b). Der Systementwicklungsplan der dena Netzstudie III könnte eine entsprechende Grundlage bieten (dena 2020a).

2. Technologiewettbewerb beim Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur fördern: Die aus der Planung hervorgehende benötigte Wasserstoffinfrastruktur könnte nicht bereits auf die an der Planung beteiligten Infrastrukturbetreiber fest zugeordnet sein, sondern vielmehr als ein Investitionsangebot in einem Technologiewettbewerb verstanden werden, welches an die weitere Umsetzung marktgetriebener Projekte gebunden werden könnte (vgl. BNetzA 2021a, entso-e & entso-g 2021). Dieser Umsetzungsvorbehalt bezieht sich etwa auf die Umrüstung von Industrieprozessen oder anderen Nachfragern auf klimaneutralen Wasserstoff oder weitere Formen eines marktgetriebenen Bedarfs an Gasnetzumnutzung (vgl. hierzu die Ansätze von ACER & CEER 2021).

3. Investitionsanreize aufeinander abstimmen (whole system approach): Sowohl die marktgetriebenen als auch die regulierten Infrastrukturbetreiber benötigen Anreize zur sektorübergreifenden Koordination. Diese werden durch das Design der Planungsprozesse und der Wettbewerbsmechanismen bestimmt und sollten daher bei deren Ausgestaltung mitberücksichtigt werden (vgl. Kapitel 4.3).

Die Handlungsoption „partizipativer Systementwicklungsplan“ legt den Fokus auf die Koordination der regulierten Infrastrukturen. Diese Handlungsoption ist innerhalb der

regulierten Sektoren erprobt, sehr effektiv und in Bezug auf sektorübergreifende Koordination am weitesten entwickelt. Es sind jedoch auch bei dieser Handlungsoption kaum praktische Erfahrung zur sektorübergreifenden Umsetzung vorhanden; aktuelle Umsetzungsformen sind zwar in den Sektoren Strom und Gas bereits vorhanden, eine sektorübergreifende Anwendung gibt es hier jedoch kaum. Zentrale Herausforderungen dieses Ansatzes sind die Einbindung von marktgetriebenen Infrastrukturen (Wasserstoff, nicht-leitungsgebundene Infrastruktur) in den Planungsprozess und der eher gering ausgeprägte Wettbewerb beim Infrastrukturbau. Diese Schwächen werden im Rahmen von Handlungsempfehlung 4.2 durch die Einführung von Technologiewettbewerb in der Bauphase adressiert. Ein „partizipativer Systementwicklungsplan“ kann daher verwendet werden, um den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in der Anfangsphase zu beschleunigen. Er könnte jedoch zeitnah um eine wettbewerbsbasierte Schnittstelle zur marktgetriebenen Infrastruktur ergänzt werden, um die mit der Wasserstoffverbreitung steigende Wettbewerbsintensität zwischen den Transporttechnologien aus verschiedenen Sektoren besser abbilden zu können.

Im Gegensatz dazu wird der Fokus bei der Handlungsoption ‚Netzentwicklungspläne mit marktgetriebener Wasserstoffinfrastruktur‘ auf Wettbewerb gelegt. Hiermit wird das gesamte Potenzial des marktgetriebenen Infrastrukturaufbaus genutzt. Die Ergebnisse der Analyse legen jedoch nahe, dass dieser Ansatz nicht geeignet ist, um den Aufbau der regulierten und marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur effektiv miteinander zu koordinieren. Regulierte und marktgetriebene Infrastrukturen werden zwar in diesem Modell nicht unabhängig, aber weiterhin parallel zueinander entwickelt, was die Infrastrukturkoordination erschwert und verzerrte Investitionsanreize erzeugen kann.

Handlungsempfehlung zur Koordination der H_2-Infrastrukturplanung

⇒ Verstärkte Einbindung von Stakeholdern in den Infrastrukturaufbau über aktive Beteiligung an der sektorübergreifenden zentralen Planung der H_2-Infrastruktur und über Technologiewettbewerb bei Umsetzung der Planung

5 Weitere Anforderungen an und Hürden für das Marktdesign

Im Prozess der Gutachtenerstellung wurden im Austausch mit dem Partnerkreis drei zentrale Themenbereiche im Energiemarktdesign identifiziert, die für die Transformation hin zur Klimaneutralität besonders relevant sind (siehe Kapitel 2) und Abbildung 10.

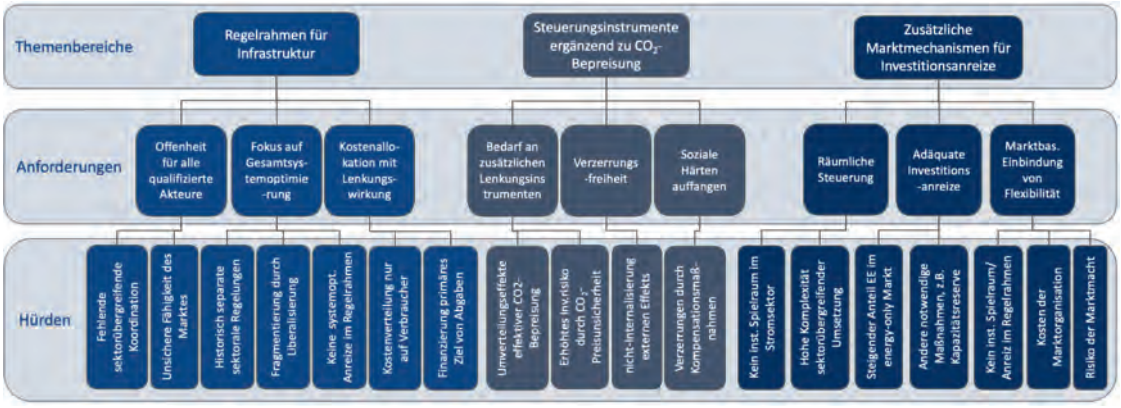


Abbildung 10: Übersicht der Anforderungen an das und Hürden im Marktdesign

In Kapitel 4 wird die Kernproblematik in Bezug auf (1) den Regelrahmen für Infrastruktur und (2) Steuerungsinstrumente jenseits der CO_2-Bepreisung eingehend analysiert und mögliche Handlungsoptionen diskutiert. Im Folgenden greifen wir drei weitere wichtige Aspekte aus dem Bereich (3) der zusätzlichen Marktmechanismen für Investitionsanreize auf, zu denen Handlungsbedarf im Energiemarktdesign besteht. Dabei zielen die Darstellungen darauf ab, die zugrunde liegende Problematik zu verdeutlichen, ohne explizite Handlungsempfehlungen darzustellen, da diese Aspekte zwar als relevant, aber nicht prioritär durch eine Mehrheit der Partner bewertet wurden. Dies impliziert jedoch nicht, dass hier kein Handlungsbedarf besteht, sondern lediglich, dass eine Mehrheit die Partner die Handlungsfelder, die in Kapitel 4 vertieft werden, als noch dringlicher eingestuft haben.

5.1.1 Investitionsanreize für benötigte Kapazität

Ein klimaneutrales und versorgungssicheres Energiesystem besteht erzeugungsseitig aus dargebotsabhängigen (z.B. Windkraft- & PV-Anlagen) und regelbaren Anlagen (z.B. H_2-befeuerte Gaskraftwerke, Speicher, etc.). Eine zentrale Anforderung an das Energiemarktdesign ist es, adäquate Anreize zu setzen, um die benötigte gesicherte und

erneuerbare Kapazität zu gewährleisten. Im Folgenden werden die bestehenden Investitionshemmnisse des gegenwärtigen Marktdesigns für die benötigte Kapazität dargestellt.

Der Strommarkt in Deutschland ist so gestaltet, dass die Erzeuger nur eine Vergütung für die erzeugte Energiemenge (kWh) und nicht die für die vorgehaltene Leistung (kW) erhalten. In einem solchen „energy-only"-Markt wird die Deckung der Kapital- und weiterer Fixkosten in Zeiten erwirtschaftet, in denen der Preis über den Grenzkosten des Kraftwerks liegt. Kraftwerke mit hohen Grenzkosten (z.B. Gaskraftwerke) erreichen dies in Spitzenlastzeiten, in denen (sehr) hohe Preise die Knappheit der Erzeugungskapazität widerspiegeln (peak load pricing). In der Theorie setzt der energy-only Markt mit eben diesen Knappheitspreisen ausreichend Investitionsanreize für die benötigte Kapazität, ohne dass zusätzliche Kapazitätszahlungen notwendig werden. In der Praxis gibt es jedoch Gründe (z.B. Preisobergrenzen), warum die Knappheitspreise nicht erreicht werden. Dadurch besteht die Gefahr, dass die resultierenden Nettoerlöse zu gering sind, um eine effiziente Erzeugungskapazität und Technologiemischung zu finanzieren („missing money" Problem; vgl. Cramton & Stoft 2006; Joskow 2008).

Mit steigendem Erzeugungsanteil aus erneuerbaren Energien, die Grenzkosten nahe Null aufweisen, verschiebt sich die Angebotskurve, so dass sinkende Durchschnittspreise die Folge sind („merit order effect", Sensfuß et al. 2008) und die Auslastung anderer Kraftwerkstechnologien, insbesondere Spitzenlastkraftwerke, abnimmt. In Deutschland hat dies bereits in der Vergangenheit dazu geführt, dass (Gas-)Kraftwerke nicht mehr rentabel betrieben werden konnten.

Neben dem Senkungseffekt auf die durchschnittlichen Strompreise erhöhen erneuerbare Energien gleichzeitig die Volatilität der Preise. Während bei einem vollständig regelbaren Kraftwerkspark die Nachfrage den Kraftwerkseinsatz und damit die Preise bestimmt, werden Einsatz und Preise in einem von erneuerbaren Energien dominierten Kraftwerkspark vom Dargebot beeinflusst. Die eingeschränkte Vorhersagbarkeit des Dargebots reduziert dabei die Prognostizierbarkeit der residualen Last und der Preise. Dadurch erhöht sich die Unsicherheit über die Markterlöse. Marktakteure können sich in der Regel gegen Erlösrisiken über entsprechende Produkte (z.B. in Terminmärkten) absichern. Ist diese Möglichkeit nicht oder nur eingeschränkt (z.B. nur für kurze Zeiträume) gegeben, spricht man von „missing markets", die ein Hemmnis für adäquate Investitionsanreize darstellen. Das Konzept fehlender Märkte umfasst auch die nicht

angemessene Bepreisung von Erzeugungsexternalitäten, wie CO_2-Ausstoß, und fehlende Absicherungen gegen regulatorische Risiken, wie zukünftige regulatorische Eingriffe in das Marktgeschehen (vgl. Newbery 2016).

Um die längerfristige Versorgungssicherheit sicherzustellen wurde in Deutschland zusätzlich zum energy-only Markt eine (strategische) Kapazitätsreserve eingeführt. Die Kapazitätsreserve wird zentral durch die ÜNB ausgeschrieben und die bezuschlagten Anlagen werden dauerhaft vom Markt genommen (Vermarktungs- und Rückkehrverbot). Der zentrale Abruf erfolgt nur in Ausnahmefällen vorrangig zu den Notfallmaßnahmen (Abregelung), wenn der Markt droht, die Nachfrage nicht decken zu können. Die Kapazitätsausschreibungen werden in der Regel von solchen Anlagen gewonnen, die am Markt keine große Rolle mehr spielen, und daher auf Grund der geringen Opportunitätskosten die niedrigsten Gebote abgeben. Ein Investitionssignal für neue Kapazitäten ist darum nicht zu erwarten. Gleichzeitig bildet eine Kapazitätsreserve eine implizite Preisobergrenze für den energy-only Markt und kann bei zu niedriger Wahl des Auslösungspreises die Investitionsanreize hemmen.

Während die oben genannten Hemmnisse auf regelbare und erneuerbare Erzeugungsanlagen gleichermaßen zutreffen, fallen sie für die erneuerbaren Erzeuger zum Teil stärker ins Gewicht und werden durch weitere Herausforderungen ergänzt, da sich diese Technologien durch Dargebotsabhängigkeit und eine hohe Kapitalintensität auszeichnen. Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der Stromerzeugung sind die Investoren mit Output- und Ausgleichsrisiken konfrontiert (vgl. Newbery et al. 2018). Durch den (selbst verursachten) merit order effect können zudem in Zeiten mit erwartungsmäßig sehr niedrigen Strompreisen Liquiditätsprobleme entstehen. Weitere Investitionsrisiken resultieren aus regulatorischen Unsicherheiten, etwa über zukünftige Einnahmen aus Fördermechanismen oder die Entwicklung der CO_2-Bepreisung. Die resultierende Unsicherheit zukünftiger Erlöse können aufgrund des geschilderten Problems fehlender Märkte nicht oder nur unzureichend abgesichert werden. Aufgrund der hohen Kapitalintensität im Vergleich z.B. zu konventionellen Gaskraftwerken führen diese Risiken zu hohen Finanzierungskosten (vgl. May et al. 2018; May & Neuhoff 2019).

Eine weitere Besonderheit von erneuerbaren Energien liegt in den Lerneffekten vor, die von der installierten Leistung abhängen (vgl. z.B. Rubin et al. 2015): Mit steigender

installierter Kapazität sinken die spezifischen Kosten neuer Anlagen. Werden diese positiven Externalitäten nicht ausreichend vergütet, fallen Investitionen in diese Technologien gesamtwirtschaftlich zu niedrig aus.

Um die skizzierten Investitionshemmnisse zu beheben, werden gegenwärtig verschiedene Maßnahmen diskutiert. Insbesondere für regelbare Anlagen wird (erneut) die Einführung von Kapazitätsvergütungen, zusätzlich zum Strommarkt, diskutiert, z.B. durch Kapazitätsmärkte oder Kapazitätszahlungen (vgl. Schulte et al. 2020; energate 2019). Die zusätzlichen Erlöse können das missing money Problem lösen und Investitionsrisiken senken. Gleichzeitig können Kapazitätsmechanismen jedoch neue Probleme hervorrufen, z.B. negative Spillover auf benachbarte Märkte ohne Kapazitätsmechanismen oder reduzierte Investitionsanreize für Flexibilitätsoptionen (vgl. z.B. Bublitz et al. 2019; Meyer & Gore 2015).

Für erneuerbare Erzeugungsanlagen zielen die diskutierten Maßnahmen auf die Senkung der Investitionsrisiken, die aufgrund von fehlenden langfristigen Absicherungsmöglichkeiten bestehen, z.B. durch langfristige power purchase agreements (PPA), contracts for differences (CfD), Marktprämien oder kapazitätsbezogene Förderungen (vgl. z.B. BDEW 2021, dena 2020b, May et al. 2018, Newbery et al. 2018). Grundsätzlich sind dabei die Reduktion der Markterlösrisiken zur Senkung der Finanzierungskosten einerseits und der Verlust der Lenkungswirkung des Preises andererseits gegeneinander abzuwägen.

5.1.2 Steuerung der räumlichen Verteilung

Der Energiemarkt sollte nicht nur adäquate Investitionsanreize für die benötigte Kapazität per se setzen, sondern genau dort, wo sie den größten gesamtwirtschaftlichen Wert hat. Dieser Wert schließt die Auswirkung auf den Infrastrukturbedarf ein. Aufgrund von Netzknappheit fällt der gesamtwirtschaftliche Wert einer Anlage von Ort zu Ort unterschiedlich aus: Liegt ein Netzengpass vor, ist der Wert der Erzeugung in importbeschränkten Regionen (z.B. Süddeutschland) höher als in exportbeschränkten Regionen (z.B. Norddeutschland). Genau umgekehrt gilt dies für die Nutzung des Stroms für Verbrauch oder Sektorkopplung (z.B. Elektrolyse, Speicher, etc.). Für eine effiziente Steuerung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen bedarf es einer räumlichen differenzierten Bepreisung, die die Netzknappheit widerspiegelt, z.B. über die Großhan-

delspreise, Netzentgelte oder lokale Flexibilitätsmärkte. Vor dem Hintergrund der Relevanz von Sektorkopplung in einem klimaneutralen Energiesystem wird die räumlich differenzierte Bepreisung auch sektorübergreifend wichtig.

Bislang bietet der institutionelle Regelrahmen im Stromsektor kaum Spielräume für eine räumlich differenzierte Bepreisung:

- Der Großhandelspreis ist deutschlandweit einheitlich und reflektiert bestehende Ungleichgewichte in der Erzeugungsstruktur (Nord-Süd-Gefälle) und Netzknappheit nicht. Aus dem Marktergebnis resultierende Engpässe werden durch kostenbasierten Redispatch gelöst, von dem keine oder sogar verzerrte räumlichen Investitionssignale ausgehen.
- Alternativen zum kostenbasierten Redispatch wurden in den SINTEG-Pilotprojekten erprobt; eine deutschlandweite Einführung von marktbasiertem Redispatch wurde jedoch nicht vollzogen. Die kürzlich verabschiedete EnWG-Novelle schafft allerdings die Voraussetzungen für eine marktbasierte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Verteilnetz (siehe dazu auch Kapitel 5.1.3).
- Die Netzkosten werden hauptsächlich von den Verbrauchern getragen. Diese fallen räumlich je nach Verbrauchergruppe (Haushalt, Gewerbe, Industrie) unterschiedlich aus, wobei die unterschiedliche Auslastung der Netze jedoch nur ein Grund dafür ist (BNetzA 2021). Erzeuger tragen nur einen Teil der Kosten, die für den Anschluss der Anlage an das Bestandsnetz und für den Ausbau des vorgelagerten Netzes anfallen. Die Höhe der zu tragenden Kosten hängt vom vorgelagerten Netz ab und fällt je nach Versorgungsbereich unterschiedlich aus. Diese Regelung geht in die Richtung einer räumlich differenzierten Bepreisung, findet jedoch nur in Ausnahmen und nicht grundsätzlich Anwendung.

Die bereits genannten Ansatzpunkte zur Einführung einer räumlich differenzierten Bepreisung werden aktuell in Deutschland wie folgt diskutiert: Bezogen auf den Großhandelspreis steht die Einführung von zwei oder mehr Gebotszonen bis hin zu einem Knotenpreissystem wiederholt zur Diskussion. Die Effizienzsteigerung der räumlichen Steuerung einer solchen Anpassung ist unumstritten. Kritisch bewertet werden hingegen u.a. die Höhe der Transaktionskosten für den Systemübergang, der Zuschnitt der Zonen und die Auswirkung auf Marktmacht (vgl. z.B. neon & consentec 2018; Korte & Gawel 2018). Eine Abkehr vom Einheitspreis findet in Deutschland aus diesen Gründen nur eine geringe politische Unterstützung. Allerdings wird eine Einführung von Gebotszonen ggf. notwendig aufgrund der EU-Strommarktverordnung 2019/943, sollten die

bestehenden strukturellen Netzengpässe bis Ende 2025 nicht ausreichend adressiert werden (BMWi 2019; Kahles & Pause 2019).

Eine stärkere räumlich Differenzierung der Netzentgelte kann durch Konzepte wie long-run incremental cost pricing, deep charging oder smart connection agreements adressiert werden (siehe auch Kapitel 4.3). Die Diskussion hierzu ist in Deutschland bislang hauptsächlich eine wissenschaftliche, in anderen Ländern (z.B. in Großbritannien, Frankreich, den USA) werden diese Ansätze bereits erprobt bzw. umgesetzt (vgl. Brandstätt et al. 2011, Furusawa et al. 2019). Marktbasierter Redispatch und lokale Flexibilitätsmärkte als Instrumente für räumlich differenzierte Bepreisung werden nachfolgend in Kapitel 5.1.3 thematisiert.

5.1.3 Einbindung von Flexibilitäten

In einem durch erneuerbare Energien geprägten Energiesystem besteht ein hoher Bedarf an Flexibilität: einerseits, zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem zentralen Strommarkt und, andererseits, zum Bereitstellen von Systemdienstleistungen zur Wahrung der Versorgungssicherheit (z.B. für das Engpassmanagement). Um in flexible Anlagen zu investieren und sich systemdienlich zu verhalten, müssen flexible Lasten und Erzeuger entsprechende Anreize erhalten. Für die effiziente Einbindung von Flexibilitätspotenzialen in die Erbringung von Systemdienstleistungen sollten marktbasierte Ansätze zum Einsatz kommen, wie es auch im EU Clean Energy Package vorgegeben wird (EU COM 2019a). Dies kann z.B. für das Engpassmanagement durch markbasierten Redispatch auf der Übertragungsnetzebene oder lokale Flexibilitätsmärkte auf der Verteilnetzebene umgesetzt werden. Diese (regionalen) Märkte werden zusätzlich zum zentralen Strommarkt geschaffen und von den Netzbetreibern im Bedarfsfall eröffnet.

Der deutsche Regelrahmen bietet bislang kaum Anreize zur Einführung marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung; allerdings schafft die diesjährige Umsetzung der EU-Richtlinie zum europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt (2019/944) in nationales Recht (EnWG-Novelle 2021) die Voraussetzungen für mehr marktbasierte Ansätze:

- Im reformierten Redispatchverfahren, das zum Oktober dieses Jahres in Kraft tritt („Redispatch 2.0“), wird am kostenbasierten Einsatz festgehalten (BMWi 2019). Desweiteren beschränkt sich der Redispatch auch zukünftig auf Erzeugungsanlagen.

- Ein netzdienliches Lastmanagement (Weiterentwicklung von § 14a EnWG) wurde in der letzten Wahlperiode zunächst vorbereitet, in der diesjährigen EnWG-Novelle jedoch nicht umgesetzt. Gleichzeitig wurde allerdings mit der EnWG-Novelle die Grundlage für dynamische Stromtarifen (§ 41a) und für die marktbasierte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Verteilnetz (§ 14c) geschaffen.
- Die Umsetzung der EU-Elektrizitätsbinnenrichtlinie schafft eine Verpflichtung zur marktbasierten Beschaffung von nicht-frequenzbezogene Systemdienstleistungen (§ 12h EnWG). Zunächst hat die Bundesnetzagentur allerdings Ausnahmen davon für die meisten Dienstleistungen, außer Spannungsregelung und Schwarzstartfähigkeit, erteilt (BNetzA 2020). Für die letztgenannten steht die Spezifikation der marktbasierten Beschaffung noch aus.

Um das Potenzial marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung, z.B. in Form lokaler Flexibilitätsmärkte, zu heben, müssen noch bestehende Herausforderungen der Umsetzung adressiert werden. Der regionalen Auflösung solcher Flexibilitätsmärkte werden etwa derzeit durch die Kosten der Marktorganisation einerseits und dem Risiko von Marktmachtmissbrauch andererseits Grenzen gesetzt (vgl. Brunekreeft et al. 2020b). Zudem gilt es zu beachten, dass Flexibilitätsmärkte in der Regel andere Verteilungseffekte als z.B. zonale oder nodale Bepreisung aufweisen. Verzerrungen der Investitionsanreize sowie strategisches Verhalten (z.B. Inc-dec Gaming) sind die Folge, deren konkrete Ausprägung von dem gewählten Flexibilitätsmarktdesign abhängig ist (vgl. Brunekreeft et al. 2020c).

Ein Vorschlag aus den SINTEG-Projekten um marktbasierte Flexibilitätsbeschaffung einzuführen und diesen Herausforderungen zu begegnen ist ein Hybridmodell aus marktbasiertem und kostenbasiertem Redispatch (vgl. enera 2021, WindNode 2021). Zudem werden Anpassungen des Flexibilitätsmarktdesigns diskutiert, um Fehlanreize zu unterbinden, z.B. Preisobergrenzen, Monitoring, oder ad-hoc Maßnahmen für die Netzbetreiber (vgl. Brunekreeft et al. 2020b, Brunekreeft et al. 2020c).

6 Anhang 1 - Die Multi-Kriterien-Analyse im Detail

Zur Bewertung der verschiedenen Handlungsoptionen wurden insgesamt 12 Kriterien herangezogen. Zu jedem Kriterium wurde eine qualitative Einschätzung auf einer Fünf-Stufigen-Skala (-- bis ++) vom Gutachterteam vorgenommen und mit den Projektpartnern diskutiert. Die zentrale Fragestellung zu jedem Kriterium ist in der folgenden Übersicht dargestellt.

Nr.	Kategorie	Kriterium	Kurzdefinition
1	Effektivität	Effektivität	Wird die identifizierte Hürde tatsächlich überwunden?
2	Effizienz	Kurzfristige (statische) Effizienz	Wird Angebot und Nachfrage mit geringstem Aufwand ins Gleichgewicht gebracht oder entstehen Verzerrungen und damit zusätzliche Kosten?
		Langfristige (dynamische) Effizienz	Werden die richtigen Anreize für Investitionen gesetzt so dass die Wohlfahrt maximiert wird?
3	Kompatibilität	Kompatibilität mit bestehenden Märkten	Setzt die Lösungsoption auf marktliche Ansätze und ist mit bestehenden Märkten kompatibel?
		Regulatorischer Anpassungsbedarf	Wie umfassend müssen bestehende Regelungen in der Anreizregulierung für die Lösungsoption angepasst werden?
		Juristischer Anpassungsbedarf	Wie umfassend müssen bestehende Gesetze angepasst werden?
		Internationale Einbindung	Ist die Lösungsoption mit dem EU-Binnenmarkt kompatibel?
4	Verteilungs-effekte	Konsumenten	Findet eine (umfassende) Umverteilung hin oder weg von den Konsumenten statt?
		Produzenten	Findet eine (umfassende) Umverteilung hin oder weg von den Produzenten statt?
		Staat	Findet eine (umfassende) Umverteilung hin oder weg vom Staat statt?
5	Akzeptanz	Politische Akzeptanz	Ist die Lösungsoption politisch umsetzbar?
		Soziale Akzeptanz	Ist die Lösungsoption gesellschaftlich akzeptiert/umsetzbar?

Abbildung 11: Kriterienübersicht der Multi-Kriterien-Analyse

Im Folgenden stellen wir die Ergebnismatrizen zu jedem Handlungsfeld kurz vor und führen kurz die Kernargumente, die zu der jeweiligen Bewertung geführt haben aus.

Handlungsfeld 1: Investitionsrisiko in klimaneutrale Technologien absichern

Wie in Kapitel 4.1.2 dargestellt wurden insgesamt drei Handlungsoptionen im Rahmen der MKA bewertet: Ein CO_2-Mindestpreis (EU ETS/national), Staatliches Hedging und Technologieförderung. Die Ergebnisse der Analyse zu diesen drei Handlungsoptionen sind in Abbildung 12 dargestellt.

Nr.	Kategorie	Kriterium	Option 1.1 Mindestpreis	Option 1.2 Hedging (Staat)	Option 1.3 Technologieförderung
1	Effektivität	Effektivität Risikoreduktion	+	++	+(+)
2	Effizienz	Kurzfristige (statische) Effizienz	/	/	/
		Langfristige (dynamische) Effizienz	0	0	--
3	Kompatibilität	Kompatibilität mit bestehenden Märkten	+	++	-
		Regulatorischer Aufwand (Staat & Firmen)	0	--	--
		Juristischer Anpassungsbedarf	--/0	-	-
		Internationale Einbindung (EU)	++	-/0	-
4	Verteilungs-effekte	Konsumenten	0/-	0	0
		Produzenten	-	+	++
		Staat	+	-	--
5	Akzeptanz	Politische Akzeptanz	+	0	0/+
		Soziale Akzeptanz (nicht monetär)	/	/	/

Abbildung 12: Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse in Handlungsfeld 1

Im Folgenden stellen wir kurz die Kernargumente der Bewertung je Handlungsoption dar.

Handlungsoption 1.1 Mindestpreis

Der Mindestpreis reduziert effektiv das Risiko von zu geringen Preisen. Wie stark das Risiko eingegrenzt wird hängt davon ab, wie hoch, über welchen Zeitraum (relevanter Investitionszeitraum) und mit welchem Verlauf der Mindestpreis festgelegt wird. Allerdings wird das Risiko für CO_2-Vermeidungstechnologien mit hohen Vermeidungskosten kaum reduziert.

Während die kurzfristige Effizienz durch den Mindestpreis nicht relevant beeinflusst wird, ergeben sich relevante Auswirkungen auf die langfristige Effizienz. Da durch den Mindestpreis zunächst nur die Untergrenze des CO_2-Preises gesetzt wird, wird die langfristige Effizienz des CO_2-Preises zwar beeinflusst, dieser Einfluss ist aber nur signifikant für das Marktgeschehen, wenn der Mindestpreis relativ zum durchschnittlichen CO_2-Preis hoch angesetzt wird. Je höher die Untergrenze, desto höher das Risiko, dass die Ineffizienz steigt, da günstige Vermeidungsoptionen, die potenziell unter dem Mindestpreis verfügbar werden, zu einem zu hohen Preis (=Mindestpreis) gehandelt werden.

Bei einem nationalen Mindestpreis gilt es noch zu beachten, dass dieser die Anzahl der europaweit verfügbaren Zertifikate erhöht, da der Mindestpreis zu steigenden Investitionen in CO_2-Vermeidungstechnologien führt. Durch die höhere Verfügbarkeit von Zertifikaten sinkt somit der CO_2-Vermeidungsdruck durch den CO_2-Preis im gesamten EU ETS.

Grundsätzlich ist der nationale Mindestpreis gut umsetzbar, zum Beispiel indem er über die Energiebesteuerung umgesetzt wird. Ein europaweiter Mindestpreis ist hingegen nur umsetzbar, wenn die EU ETS-Richtlinie einstimmig dazu geändert wird. Dies erfordert signifikante Verhandlungen, so dass hier von einem hohen Umsetzungsaufwand ausgegangen werden kann.

In Bezug auf die Verteilungseffekte kann davon ausgegangen werden, dass der Mindestpreis die Verbraucher stärker belastet, da die zusätzlichen Kosten auf die Konsumenten umgelegt werden. Wobei dies nicht zwangsläufig alle Konsumenten trifft. Die (nationalen) Unternehmen werden ebenfalls stärker durch den Mindestpreis belastet, werden dies aber nach Möglichkeit an die Kunden weitergeben. Für den Staat erhöhen sich durch den Mindestpreis die Einnahmen.

Handlungsoption 1.2 Staatliches Hedging

Durch Staatliches Hedging wird das regulatorische Risiko (als auch weitere Risiken aus dem CO_2-Preis) effektiv reduziert. Das Risiko geht dabei von den Investoren auf den Staat über. Für alle anderen Akteure, die nicht Teil des staatlichen Hedgings sind bleibt aber das Risiko bestehen.

Der Staat ist als Verursacher des erhöhten Risikos die richtige Instanz, um dieses Risiko finanziell abzusichern. Langfristig kann so eine effiziente Einpreisung des Risikos sichergestellt werden. Zwar hat der Staat ein Informationsdefizit (insbesondere über die Höhe des Risikos und zukünftige CO_2-Vermeidungskosten) gegenüber den Investoren, aber über eine offene Ausschreibung kann dieses Defizit adressiert werden, so dass potenzielle Effizienzverluste vermieden werden können

Grundsätzlich sind Hedging-Instrumente mit verschiedenen Märkten kompatibel und es ist nicht davon auszugehen, dass es zu einer signifikanten Rückwirkung auf die CO_2-Bepreisung kommt. Zwar kann davon ausgegangen werden, dass durch das staatliche Hedging ein zusätzlicher Anreiz für den Staat entsteht über die Definition der Rahmenbedingungen (z.B. höhe des Cap) die CO_2-Preise möglichst zeitnah auf ein Niveau über dem strike price zu bringen. Allerdings ist fraglich, inwiefern dieser Anreiz tatsächlich besteht und durchsetzbar ist, da die Anpassung der relevanten Rahmenbedingungen auf Europäischer Ebene durchgesetzt werden müssten.

Zentrale Herausforderung dieses Instruments ist der regulatorische Aufwand und potenziell auch juristische Fragestellungen, je nach Ausgestaltung. Je enger die Ausschreibungen des staatlichen Hedgings gefasst werden, etwa bei einer Beschränkung auf spezifische Industriebereiche, könnten beihilferechtliche Fragestellungen auftreten, die hier in dem vorliegenden Gutachten nicht adressiert wurden. Darüber hinaus gilt aber auch, dass der Staat bisher keine Erfahrungen mit Hedging-Instrumenten hat und entsprechende Prozesse zunächst neu aufsetzen muss. Gerade bei der Ausgestaltung der Ausschreibungen werden Lernprozesse notwendig werden, um die Informationsasymmetrie zwischen Staat und Investor einzugrenzen.

Handlungsoption 1.3 Technologieförderung

Die staatliche Technologieförderung ist ein etabliertes Instrument um Marktversagen bei Innovationen zu adressieren. Die Technologieförderung kann dabei auch eingesetzt werden, um das regulatorische Risiko aus dem CO_2-Preis zu reduzieren. Die Effektivität hängt hier dann davon ab, ob der Staat die richtigen Technologien fördert. Erfolgt die Auswahl der Förderprojekte etwa über Ausschreibungen, kann das Instrument effektiv das Investitionsrisiko reduzieren. Fraglich ist hier, ob der Staat die entsprechenden Informationen hat, um die Rahmenbedingungen der Ausschreibungen so zu setzen, dass die Effektivität nicht reduziert wird.

Auch die Effizienz hängt maßgeblich von dem Ausschreibungsdesign ab und ob der Staat nicht zu stark lenkend in die Technologieentwicklung eingreift. Selbst bei einem Ausschreibungsverfahren wird es voraussichtlich langfristig zu Effizienzeinbußen kommen, da der Staat faktisch die Richtung der Technologieentwicklung vorgibt und somit alternative Technologien aktiv ausgeschlossen werden, bzw. weiterhin dem regulatorischen Risiko ausgesetzt sind.

Allerdings ist davon auszugehen, dass die Lenkungswirkung anderer Märkte, wie etwa dem EU ETS, durch die Technologieförderung überlagert wird und somit deren Lenkungsfunktion abnimmt.

Sowohl regulatorisch (Prozesse, Ausschreibung) als auch juristisch (Beihilfe) geht mit der Technologieförderung ein signifikanter Aufwand einher.

Es gehört zum Prinzip der Technologieförderung, dass eine Umverteilung vom Staat hin zu den geförderten Unternehmen stattfindet, um das Marktversagen bei Innovationen zu beheben.

Handlungsfeld 2: Verzerrungen zwischen den Sektoren verringern

Wie in Kapitel 4.1.2 dargestellt wurden insgesamt drei Handlungsoptionen im Rahmen der MKA in Handlungsfeld 2 bewertet: die sektorübergreifende Erhebung der Abgaben, die weitgehende Abschaffung von Steuern und Umlagen, sowie die Besteuerung nach Klimawirkung. Die Ergebnisse der Analyse zu diesen drei Handlungsoptionen sind in Abbildung 13 zusammengefasst.

Nr.	Kategorie	Kriterium	Option 2.1 Sektorübergreifende Abgaben	Option 2.2 Instrumente abschaffen	Option 2.3 Besteuerung nach Klimawirkung
1	Effektivität	Effektivität	+	++	-
2	Effizienz	Kurzfristige (statische) Effizienz	0	+	0
		Langfristige (dynamische) Effizienz			
3	Kompatibilität	Kompatibilität mit bestehenden Märkten	0	0	0
		Regulatorischer Aufwand (Staat & Firmen)	-	+	0
		Juristischer Anpassungsbedarf	--	-	-
		Internationale Einbindung (EU)	-	--	-
4	Verteilungs-effekte	Konsumenten	+/-	++	+/-
		Produzenten	+/-	+	+/-
		Staat	0	--	0
5	Akzeptanz	Politische Akzeptanz	0	+	--
		Soziale Akzeptanz (nicht monetär)	0	+	0

Abbildung 13: Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse in Handlungsfeld 2

Die Kernargumente der Bewertung sind je Handlungsoption unten kurz erläutert.

Handlungsoption 2.1 Sektorübergreifende Abgaben

Die Verbreiterung der Erhebungsbasis für Umlagen und Abgaben auf mehrere Sektoren ist grundsätzlich effektiv, um Verzerrungen zwischen den Sektoren abzubauen. Insbesondere eine Erhebung der Abgaben nach Elastizität ist aus ökonomischer Sicht effizient. Die Berücksichtigung der Elastizitäten ist jedoch schwer umsetzbar, da diese weitgehend unbekannt sind. Eine Verteilung entsprechend den Verursachungssektoren birgt ebenfalls großes Diskussionspotenzial.

Grundsätzlich ist die Maßnahme mit weiteren Energiemärkten kompatibel, die Signale der Umlagen und Abgaben ergänzen schlichtweg die Preissignale der Märkte. Allerdings sind Umlagen und Abgaben gegenwärtig in einer Fülle von Gesetzen und Verordnungen geregelt, die allesamt angepasst werden müssten. Darüber hinaus steht

eine Änderung der Umlagesystematik womöglich im Konflikt mit der staatlichen Vorgabe, dass die Erhebung von Sonderabgaben einer sachlichen Nähe bedarf. Je nach Ausgestaltung könnten auch Konflikte mit dem europäischen Beihilferecht auftreten.

Die Verteilungseffekte der Maßnahme zwischen Produzenten, Konsumenten und dem Staat lassen sich nicht eindeutig zuordnen. Je nach Ausgestaltung profitieren einige Konsumentengruppen, während andere stärker belastet werden. Produzenten von Energieträgern sind weitgehend von Umlagen und Abgaben ausgenommen und deshalb nicht betroffen. Unter der Annahme, dass das Finanzierungsvolumen gleichbleibt, wäre auch der Staat nicht von der Maßnahme betroffen.

Im politischen Handeln sind sektorübergreifende Maßnahmen bislang nicht weit verbreitet, sodass die politische Akzeptanz der Maßnahme offenbleibt. Bei den Verbrauchern besteht darüber hinaus, abgesehen von den Verteilungseffekten, eher geringes Interesse an einer Umgestaltung der Abgaben.

Handlungsoption 2.2 Instrumente abschaffen

Wenn alle Instrumente außer dem CO_2-Preis abgeschafft werden, findet die Finanzierung der Umlagebedarfe über Steuern statt. Ohne die Umlagen, Abgaben und spezifischen Steuern findet dann auch keine Verzerrung statt. Darüber hinaus ist eine solche, breite Finanzierungsbasis besonders effizient.

Eine solche Maßnahme ist mit weiteren Märkten grundsätzlich kompatibel, da deren Signale weiterhin bestehen bleiben. Der administrative Aufwand der abgeschafften Steuern, Abgaben und Umlagen hingegen entfällt. Die Abschaffung an sich ist jedoch mit ähnlichem juristischem Aufwand verbunden, wie die Änderung der Systematik. Darüber hinaus könnten auch hierfür Konflikte mit dem EU-Recht bzgl. Beihilfen und auch bzgl. Energiesteuern auftreten. Der Umsetzungsaufwand der Abschaffung (bzw. Reduzierung der Energiebesteuerung auf Minimalsatz) der Energiebesteuerung würde zumindest im Falle des Verkehrssektors zu höheren Umsetzungsaufwänden führen, da dann noch eine zusätzliche Infrastrukturabgabe eingeführt werden müsste.

Die Verteilungseffekte zwischen Konsumenten, Produzenten und dem Staat wären erheblich. Unmittelbar profitieren die Konsumenten von gesunkenen Energiepreisen und mitunter wirkt sich dies indirekt auch auf die Produzenten aus, wenn dadurch die Nach-

frage ansteigt. Für den Staat bedeutet die Maßnahme jedoch ein erhebliches Finanzierungserfordernis und Opportunitäten in Bezug auf alternative Verwendungen der entsprechenden Haushaltsmittel.

Dennoch ist davon auszugehen, dass die Maßnahme politisch und gesellschaftlich gut akzeptiert würde, da sie bei Produzenten und Konsumenten gleichermaßen populär sein dürfte und darüber hinaus im Rahmen der CO_2-Bepreisung bereits ein finanzieller Ausgleich vorgesehen ist.

Handlungsoption 2.3 Besteuerung nach Klimawirkung

Die Besteuerung nach Klimawirkung verbreitert zwar die Erhebungsbasis zusätzlicher finanzieller Instrumente, stellt jedoch im Kern eine Doppelung und damit eine ineffiziente Verstärkung der Lenkungswirkung des CO_2-Preises dar.

Die Maßnahme steht nicht im Konflikt mit anderen Märkten und ist grundsätzlich umsetzbar. Zwar bedeutet die Anpassung weitreichende Änderungen des juristischen Rahmens, jedoch nicht mehr als die anderen hier diskutierten Optionen. Darüber hinaus wäre vermutlich eine regelmäßige Evaluierung und Anpassung der Steuersätze erforderlich, diese scheint jedoch angelehnt an die CO_2-Bepreisung machbar. Grundsätzlich könnten auch hier Konflikte mit dem EU-Recht auftreten, diese können jedoch angesichts der derzeitigen Überarbeitung noch nicht abschließend eingeordnet werden.

Die Verteilungseffekte der Maßnahme sind ähnlich wie bei Option ein nicht eindeutig zuordenbar. Einige Konsumenten und Produzenten würden von geringeren Steuern profitieren, während andere stärker belastet würden. Über die Verteilungseffekte hinaus ist kein gesteigertes gesellschaftliches Interesse an der Reform zu erwarten.

Da die Reform für den Staat aufwandsneutral gestaltet werden soll, sind darüber hinaus keine weiteren Verteilungseffekte zu erwarten. Die politische Akzeptanz ist jedoch aktuell schwer einzuschätzen. Die CO_2-Besteuerung als Alternative zur CO_2-Bepreisung im politischen Prozess bereits abgelehnt, als Ergänzung zur CO_2-Bepreisung wurde sie bislang jedoch kaum diskutiert. Die neue Weichenstellung auf europäischer Ebene weist aktuell eher in die europaweite Umsetzung eines EU ETS für den Verkehrs- und Wärmebereich und würde daher ebenfalls gegen eine komplette Umstellung der Energiebesteuerung sprechen. Eine teilweise Umstellung mit eine CO_2-basierten Kompo-

nente wurde zwar im EU Impact Assessement im Kontext der Revision der Energiebesteuerungsrichtlinie diskutiert, hier aber auch auf Grund der Verzerrungen mit dem geplanten EU ETS für den Verkehrs- und Wärmebereich kritisiert (vgl. EU COM 2021).

Handlungsfeld 3: Anreize zur Koordination der Infrastrukturinvestitionen abstimmen

Wie in Kapitel 4.3 dargestellt, wurden in Handlungsfeld 3 im Rahmen der MKA drei Handlungsoptionen zur Abstimmung der Anreize zur Koordination der Infrastrukturinvestitionen diskutiert.

Diese sind

3.1 Output-Orientierte Regulierung: Erweiterung der Anreizregulierung um Outputziele zur Gesamtsystemoptimierung

3.2 Flexibilisierung der Netzentgeltsystematik

3. 3 Anpassung der Governance-Strukturen

Die Ergebnisse der Analyse zu diesen drei Handlungsoptionen sind in Abbildung 14 dargestellt.

Nr.	Kategorie	Kriterium	Option 3.1 Anpassung Anreizregulierung	Option 3.2 Netzbepreisungs-systematik	Option 3.3 Governance-Strukturen
1	Effektivität	Effektivität der Koordination	+	-/+	++
2	Effizienz	Kurzfristige (statische) Effizienz	+	-/+	-/+
		Langfristige (dynamische) Effizienz			
3	Kompatibilität	Kompatibilität mit bestehenden Märkten	0	+	-
		Regulatorischer Aufwand (Staat & Firmen)	–	0	–
		Juristischer Anpassungsbedarf	–	-	-
		Internationale Einbindung (EU)	0	0	-
4	Verteilungs-effekte	Konsumenten	0	-/+	-/+
		Produzenten (Netzbetreiber)	+	0	+
		Staat	/	/	/
5	Akzeptanz	Politische Akzeptanz	0	+	-
		Soziale Akzeptanz (nicht monetär)	0	-/+	0

Abbildung 14: Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse in Handlungsfeld 3

Unten wird die Kernargumentation ausgeführt. Für die Beschreibung der Modelle sei auf den Haupttext verwiesen.

3.1 Output-Orientierte Regulierung: Erweiterung der Anreizregulierung um Outputziele zur Gesamtsystemoptimierung

Gerade weil auf die Anreizwirkung der wichtigsten Akteure gesetzt wird, kann diese Option sehr effektiv sein: die Netzbetreiber werden sich verstärkt für Gesamtsystemoptimierung einsetzen, wenn sie dafür über die Outputs bezahlt werden. Gleichzeitig aber dürfte die Effektivität, abhängig von der Höhe der Anreize, Klassen von Fällen und nachfolgende verzerrte Anreize quantitativ beschränkt sein. Insbesondere bei der Festlegung der Höhe der Anreizparameter (wie stark hängt der finanzielle Anreiz mit dem Output zusammen) muss abgewogen werden zwischen einerseits der Anreizwirkung (Effizienz) und andererseits der Angemessenheit des potenziellen finanziellen Anreizes und dem Risiko, das mit dem Output verbunden ist.

Insgesamt dürfte sich durch die Einführung einer Output-Orientierten Regulierung die gesamtwirtschaftliche Effizienz verbessern; Effizienzverbesserung ist das zentrale Ziel der Anreizregulierung, sodass diese Erweiterung sich nahtlos in die Systematik der Anreizregulierung einfügen kann.

Die Umsetzung bzw. der regulatorische Anpassungsbedarf ist die zentrale Schwachstelle dieser Option. Bislang ist weitgehend unklar wie ein solcher Ansatz umgesetzt werden könnte; es liegen keine nennenswerten praktischen Erfahrungen vor wie die Anreizregulierung zum Zweck der Gesamtsystemoptimierung eingesetzt werden könnte. Die besondere Herausforderung ergibt sich hier in der sektorübergreifenden Wirkung, die durch die Anreize erzielt werden müsste und wie diese über die Sektorgrenzen hinweg aufeinander abgestimmt werden können, um Verzerrungen zu vermeiden. Zudem würde diese Option die Regulierung komplexer machen und das Potenzial für strategisches Verhalten bei den Netzbetreibern verstärken; die Aufgabe des Regulierers wäre damit schwieriger.

Juristischer Anpassungsbedarf dürfte moderat sein und bei der Einbindung in EU-Regeln sind keine großen Hürden zu erwarten.

Die Verteilungseffekte dürften weitgehend unkritisch sein. Der Staat bzw. der Steuerzahler ist überhaupt nicht betroffen. Die Netzkunden dürften sich langfristig besser stellen, weil das Gesamtsystem effizienter gestaltet wird und damit sollten sich die Gesamtkosten und damit die Belastung der Netznutzer reduzieren. Die Netzbetreiber haben durch die Anreizsysteme die Möglichkeit für zusätzliche Einnahmen.

Sowohl politisch, als auch sozial ist das Thema zu technokratisch und zu detailliert um breite Aufmerksamkeit zu generieren. Daher sind hier kaum Akzeptanzprobleme aus heutiger Sicht zu erwarten.

Handlungsoption 3.2: Flexibilisierung der Netzentgeltsystematik

Die Effektivität dieser Option hängt maßgeblich von der genauen Umsetzung ab und ist nicht pauschal zu bewerten. Einerseits kann die Effektivität wegen der fallabhängigen Flexibilität sehr hoch sein: Netzbetreiber hätten eine sehr präzise Lenkungsmöglichkeit, um Netznutzern (wie Sektorkopplungstechnologien) räumliche und zeitliche Anreize zur Anpassung der Netznutzung zu setzen, und so die Gesamtsystemoptimierung zu erhöhen. Andererseits verringern Umsetzungsbeschränkungen (etwa Informationsprobleme, Gleichbehandlungsgebot, ggf. Freiwilligkeit) die Effektivität. Zudem greift die Lenkungswirkung nur dort wo Netzbepreisung eine Rolle spielt, also die Netzentgelte eine Auswirkung auf das Nutzerverhalten oder Investitionsentscheidungen haben.

Auch die Effizienzeffekte sind nicht eindeutig und sind abhängig von der spezifischen Ausgestaltung. Grundsätzlich gilt, dass Effizienz ein Zielkriterium der Netzentgeltsystematik ist, aber weitere Ziele die Effizienz einschränken können. Es gilt zwischen verschiedenen Zielen abzuwägen.

Netzentgelte zielen auf Netznutzer bzw. Marktteilnehmer. Die Kompatibilität der spezifischen Netzbepreisungssystematik mit den Energiemärkten hängt von der Ausgestaltung ab, aber es kann angenommen werden, dass eine effektive Netzbepreisung weitgehend marktkompatibel ist.

Wir erwarten, abgesehen von Anpassungen der Netzentgeltverordnungen, keinen wesentlichen regulatorischen Anpassungsbedarf. Bei den Netzbetreibern entstehen keine offensichtlichen Anreize für strategisches Verhalten und der Umsetzungsaufwand bei den Netzbetreibern ändert sich im Vergleich zu jetzt nicht wesentlich.

Bei der Einbindung in EU-Regeln sind keine großen Hürden zu erwarten. Juristischer Anpassungsbedarf dürfte moderat sein; ggf. wird ein Diskriminierungsverbot berührt, wenn Netznutzer unterschiedlich behandelt werden. Hier besteht noch juristischer Klärungsbedarf.

Die Verteilungseffekte dürften eher unkritisch sein. Der Staat bzw. der Steuerzahler ist nicht oder kaum betroffen. Für die regulierten Netzbetreiber ist eine Reform der

Netzentgeltsystematik ein Nullsummenspiel, und wenn überhaupt, dann würden diese sich verbessern können, indem Netzinvestitionen optimiert werden. Bei den Netzkunden sind die Verteilungseffekte unklar; in der Summe dürften die Netzkunden sich besser stellen können, aber es wird Umverteilungen zwischen Nutzergruppen geben. Dies gilt es vertieft zu prüfen.

Das Kriterium Akzeptanz ist neutral oder gar leicht positiv zu bewerten. Eine Anpassung der Netzentgeltsystematik ist politisch durchsetzbar. Netzbepreisung ist sichtbar für Netznutzer und Effekte können kontraintuitiv sein. Andererseits könnte eine Anpassung der Netzentgelte ein positiver Kontaktmoment zwischen Netzbetreibern und Netznutzern sein.

Handlungsoption 3.3: Anpassung der Governance Strukturen

Diese Option könnte die Ziele zur Gesamtsystemoptimierung äußerst effektiv erreichen. Verstärkte Kooperation ist genau das Ziel dieser Option. Genau das passiert immer wieder in der Wirtschaft: Abstimmungsbedarf wird mit verstärkten Kooperationen effektiv angegangen. Allerdings hängt die Effektivität vom Ausmaß der Flexibilität in der Ausgestaltung ab; die Basisregeln zur Entflechtung bleiben bestehen und setzen der Ausgestaltung solcher Kooperationsmodelle klare Grenzen, die zur Wahrung des Wettbewerbs notwendig sind.

Die Effizienz ist hier kritisch hervorzuheben: Einerseits verbessert sich die Effizienz, weil Synergie-Verluste durch die Kooperationsmodelle reduziert werden können. Andererseits dürfte sich die gesamtwirtschaftliche Effizienz verringern, wenn Ausnahmen bei den Entflechtungsregeln den Wettbewerb und das Diskriminierungsverbot beeinträchtigen. Quantitativ ist a priori nicht einzuschätzen, welche Effekte überwiegen. Vor Einführung solcher kooperativen Governance-Modelle sollte hier eine eingehende Untersuchung durchgeführt werden.

Insgesamt wird die Regulierungsaufgabe komplexer. Erweiterte Ausnahmen bei den Entflechtungsregeln macht die Aufsichtsaufgabe der BNetzA schwieriger. Zudem müssten z.B. joint ventures und cost-benefit-sharings in die EOG eingebunden werden, was ebenfalls in einen umfassenden Umsetzungsaufwand münden kann.

Diese Option bewirkt einen moderaten Anpassungsbedarf bei den Verordnungen. Es liegen aber zudem Berührungspunkte mit EU-Regeln vor: Entflechtungsmaßnahmen sind in der EU-Richtlinie vorgegeben und zudem könnte Beihilferecht betroffen sein.

Die Verteilungseffekte sind nicht eindeutig und könnten signifikant sein. Insofern Entflechtungsmaßnahmen betroffen sind, könnten Wettbewerber verlieren, so dass es zu einer (potenziell ineffizienten) Umverteilung bei den Produzenten kommen kann. Konsumenten im breiteren Sinne dürften sich besser stellen, wenn das Gesamtsystem sich verbessert, solange dieser Effekt nicht durch den reduzierten Wettbewerb kompensiert wird. Netzbetreiber dürfte von einer Systemumstellung profitieren. Der Staat bzw. Steuerzahler ist nicht betroffen.

Die Bewertung für das Kriterium Akzeptanz ist nicht eindeutig. Für das große Publikum ist Governance kein Thema, sodass soziale Akzeptanz gegeben sein sollte. Andererseits ist Governance, und insbesondere Entflechtung und Wettbewerbspolitik, politisch durchaus ein sensibles Thema, bei dem in naheliegender Zukunft kaum politischer Wille zu erwarten ist, eine Anpassung voranzutreiben.

Handlungsfeld 4: Infrastrukturaufbau koordinieren

Wie in Kapitel 4.4 dargestellt, wurden in Themenfeld 4 im Rahmen der MKA drei Handlungsoptionen zur sektorübergreifenden Koordination des Wasserstoffinfrastrukturaufbaus vorgestellt. Diese sind (1) der „partizipative Systementwicklungsplan (pSEP)“, (2) „pSEP mit Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur“ und (3) „Netzentwicklungspläne mit marktgetriebener Wasserstoffinfrastruktur“. Die Ergebnisse der Analyse zu diesen drei Handlungsoptionen sind in Abbildung 15 dargestellt.

Nr.	Kategorie	Kriterium	Option 4.1 Partizipativer Systementwicklungsplan (pSEP)	Option 4.2 pSEP mit Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoff-infrastruktur	Option 4.3 Netzentwicklungspläne mit marktgetriebener Wasserstoff-infrastruktur
1	Effektivität	Effektivität der Koordination	++	+	0
2	Effizienz	Kurzfristige (statische) Effizienz	/	/	/
		Langfristige (dynamische) Effizienz	0	+	+
3	Kompatibilität	Kompatibilität mit bestehenden Märkten	0	0	-
		Regulatorischer Aufwand	0	-	-
		Juristischer Anpassungsbedarf	+	--	--
		Internationale Einbindung (EU)	0	+	+
4	Verteilungs-effekte	Konsumenten	0	0	0
		Produzenten	0/--	-/+	--/++
		Staat	/	/	/
5	Akzeptanz	Politische Akzeptanz	+	0	-
		Soziale Akzeptanz	+	+	-

Abbildung 15: Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse in Handlungsfeld 4

Die Kernargumente der Bewertung sind je Handlungsoption unten kurz zusammengefasst.

Handlungsoption 4.1: Partizipativer Systementwicklungsplan (pSEP)

Durch einen für alle Stakeholder offenen und partizipativen Planungsprozess können die Wasserstoffinfrastrukturinvestitionen zahlreicher Akteure aus verschiedenen Sektoren aufeinander abgestimmt werden, soweit die Planungsergebnisse für diese verbindlich sind. Diese Handlungsoption ist daher sehr effektiv nicht nur in Bezug auf die Koordination der Infrastrukturinvestitionen, sondern auch bei der Berücksichtigung weiterer wichtiger Kriterien, wie z.B. Systemsicherheit oder Umweltschutz.

Die hohe Effektivität der Handlungsoption beeinflusst positiv die Effizienz der Handlungsoption. Synergien zwischen Infrastrukturen aus verschieden Sektoren können realisiert werden, indem die Koordination im Rahmen der Planungsprozesse zu einem expliziten Ziel gemacht wird. Diesem Effekt wirkt entgegen, dass die Aufnahme neuer Akteure in die Planungsprozesse auch bei einem partizipativen Ansatz eine Art Eintrittsbarriere für diese darstellt. Zudem findet auch beim Bau der Infrastruktur kein weiterer Wettbewerb mit weiteren Investoren, die an der Planung nicht beteiligt und in dieser berücksichtigt wurden, statt. Dies schränkt den potenziellen Wettbewerb ein. Zudem beinhalten auch effiziente regulatorische/planerische Prozesse immer Ineffizienzen und stellen hiermit nur die ‚zweitbeste Lösung' gegenüber marktbasierten Prozessen dar. Die finale Wirkung der Handlungsoption auf die Effizienz des Gesamtsystems kann daher nicht pauschal bewertet werden, bzw. ist von der Umsetzung der Handlungsoption abhängig (vgl. Kapitel 4.4.2).

Der Umsetzungsaufwand von dieser Handlungsoption ist als gering einzuschätzen. Die Option baut auf den planerischen Prozessen der regulierten Infrastruktur im Strom- und Gasbereich auf, die in der Praxis erprobt und sehr effektiv sind. Die Handlungsoption erfordert daher keine grundlegende Änderung des bestehenden Energiemarkt- oder Netzregulierungsdesigns. Der juristische Umsetzungsaufwand und dementsprechend auch die Einbindung in den europäische Regelrahmen dürften daher besonders im Vergleich zu weiteren Handlungsoptionen eher gering ausfallen.

Es wird erwartet, dass die Konsumenten von einer verbesserten Koordination der Infrastrukturinvestitionen in Form von niedrigeren Systemkosten profitieren werden. Es sind keine signifikante Umverteilungseffekte durch diese Handlungsoption bei Konsu-

menten ersichtlich. Bei Infrastrukturinvestoren wird dagegen eine Umverteilung erwartet, da die Planungsprozesse den an der Planung beteiligten Infrastrukturbetreibern und -Investoren eine Art Monopolstellung sichern. Es findet im Rahmen der Planung oder des Infrastrukturbaus kein Wettbewerb statt, bzw. neue Investoren und alternative Technologien sind darauf angewiesen, im Planungsprozess berücksichtigt oder an diesem beteiligt zu werden. Die Ausprägung der Umverteilungseffekte ist daher von dem Öffnungsgrad bzw. der Partizipationsmöglichkeit der Planungsprozesse abhängig.

Ähnlich wie die Effizienz und die Verteilungseffekte, ist auch die soziale Akzeptanz der Handlungsoption von der Beteiligung der Politik und Gesellschaft an den Abstimmungsprozessen abhängig. Es wird erwartet, dass eine breite Beteiligung dieser Stakeholder an den Abstimmungsprozessen eine breite gesellschaftliche und politische Akzeptanz für die in Rahmen von dieser Handlungsoption geplante Projekte erzeugen kann, auch wenn die aktuellen Erfahrungen mit den Netzentwicklungsplänen die Komplexität hier illustrieren.

Handlungsoption 4.2: pSEP mit Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur

Ähnlich wie bei dem „partizipativen Systementwicklungsplan“ allein (Option 4.1) ist die Effektivität dieser Handlungsoption sehr hoch. Wie oben bereits beschrieben, wird durch den Einsatz von partizipativen zentralisierten Planungsprozessen ein hoher Grad an Koordination erreicht. Neben den Infrastrukturkosten können zudem auch weitere Kriterien bei der Entwicklung der I Wasserstoffinfrastruktur berücksichtigt werden, wie z.B. Systemsicherheit, Umweltschutz, Arbeitssicherheit, etc. Im Gegensatz zum pSEP allein kann jedoch die zusätzliche Einbindung von Marktmechanismen beim Bau der geplanten Wasserstoffinfrastruktur zur Anreizverzerrungen in der Planung führen. So können Infrastrukturbetreiber, die an der Planung beteiligt sind, durch die geplanten Projekte potenzielle Wettbewerber bereits vor dem Einsatz der Marktmechanismen abzuschrecken versuchen.

Die Effizienz der Handlungsoption wird durch die hohe Effektivität der Handlungsoption positiv beeinflusst. Synergien zwischen Infrastrukturen aus verschieden Sektoren können realisiert werden, indem die Koordination im Rahmen der Planungsprozesse zu einem expliziten Ziel gemacht wird. Zudem erhalten neue Infrastrukturinvestoren, Technologien und Projekte, die unter Umständen im Rahmen der zentralen Abstim-

mung nicht ausreichend berücksichtigt wurden, durch den Einsatz von Marktmechanismen eine zusätzliche Möglichkeit an dem Bau der Wasserstoffinfrastruktur teilzunehmen. Hiermit werden die Eintrittsbarrieren reduziert und der Markt als Entdeckungsverfahren bei der Auswahl von systemoptimalen Investitionen (Sektor, Technologie, Investor und Projekt) in Teilen eingesetzt. Insgesamt ist diese Handlungsoption daher als effizient zu bezeichnen, auch wenn die Vorgaben des zentralen Abstimmungsprozesses den Handlungsspielraum für Wettbewerb und damit die Effizienz der Handlungsoption beschränken können.

Eine praxisnahe Ausgestaltung dieser Handlungsoption stellt derzeit die größte Hürde für dessen Umsetzung dar. Auch diese Handlungsoption kann auf den planerischen Prozessen der Strom- und Gassektoren aufsetzen, und erste Ansätze wie den Systementwicklungsplan (dena 2020a) als Grundlage nutzen. Allerdings muss das Design von Marktmechanismen, die den Wettbewerb zwischen den Sektoren während der Bauphase fördern sollen, zusätzlich neu entwickelt werden. Auch wenn Grundlagen und Erfahrungen mit ähnlichen Markt- bzw. Wettbewerbsmechanismen aus manchen Sektoren bereits vorhanden sind, kann dessen sektorübergreifende Einführung zu einer umfassenden juristischen Umgestaltung des bestehenden Regelrahmens von manchen Sektoren führen sowie eine regelmäßige Einbindung von Behörden als Organisator und zur Überwachung erfordern.

Die Umsetzung dieser Handlungsoption bringt keine ersichtliche Umverteilung zwischen den Konsumenten mit sich. Alle Konsumenten können von einer besseren Koordination der Wasserstoffinfrastrukturinvestitionen profitieren. Bei den Infrastrukturbetreibern kann es dagegen zu Umverteilungen kommen, da in einzelnen Sektoren etablierte Infrastrukturbetreiber im Wettbewerb zu Betreibern aus weiteren Sektoren und derzeit noch unbekannten weiteren Investoren treten müssen.

Ähnlich wie bei dem pSEP allein wird erwartet, dass eine breite Stakeholderbeteiligung an den zentralisierten Abstimmungsprozessen eine breite gesellschaftliche und politische Akzeptanz für die geplante Projekte erzeugen kann. Aber auch hier gilt, dass insbesondere die soziale Akzeptanz eine grundsätzliche Herausforderung bei Infrastrukturprojekten darstellt, die sich aber nicht zwischen den Handlungsoptionen unterscheidet.

Handlungsempfehlung 4.3: Netzentwicklungspläne mit marktgetriebener Wasserstoff-infrastruktur

Die Effektivität dieser Handlungsoption zur Koordination der Wasserstoffinfrastruktur-planung und der Umsetzung dieser Planungen erscheint fraglich. Zwar wird die Infrastruktur in verschiedenen Sektoren nicht mehr unabhängig voneinander gebaut, die Planung der regulierten und marktgetriebenen Infrastruktur erfolgt aber auch bei einer marktbasierten Koordination weiterhin parallel zueinander. Die Aufnahme von marktgetriebenen Infrastrukturprojekten in die Planung der regulierten Infrastruktur ist nur mit Verzögerung möglich. Zudem kann die parallele Entwicklung der marktgetriebenen und regulierten Infrastruktur zu Anreizverzerrungen bei deren Betreibern führen. Regulierte Infrastrukturbetreiber können die Infrastrukturplanung zur Abschreckung potenzieller marktgetriebener Projekte einsetzen. Marktgetriebene Infrastrukturbetreiber können ineffiziente Investitionsanreize durch Preissignale erhalten (vgl. Bushnell & Stoft 1996). Zudem ist unsicher, inwieweit Marktpreise weitere wichtige Aspekte der Infrastruktur-planung einpreisen, wie z.B. die Systemsicherheit, Umweltverträglichkeit, soziale Akzeptanz, etc.

Ein für alle Investoren offener Wettbewerb beim Bau der Wasserstoffinfrastruktur stellt die etablierte Infrastrukturbetreiber unter sehr hohen Wettbewerbsdruckt, was die Effizienz dieser Handlungsoption fördert. Marktmechanismen werden als Entdeckungsverfahren eingesetzt und daher ist die Auswahl der Investoren in Bezug auf den Sektor, die zu nutzende Technologie und das spezifische Projekt frei, bzw. unabhängig von der Planung der regulierten Infrastrukturbetreiber. Lediglich die oben beschriebene geringe Effektivität der Handlungsoption wirkt der Effizienz der Marktmechanismen entgegen.

Es wird davon ausgegangen, dass die Einführung der Handlungsoption einen erheblichen Umsetzungsaufwand erfordert. Das Model für einen markgetriebenen Wasserstoffinfrastrukturbau muss parallel zum bestehenden Regelrahmen für regulierte Infrastruktur eingeführt und regelmäßig kontrolliert werden, was juristischen und regulatorischen Mehraufwand impliziert. Zudem kann eine Erweiterung der Märkte um lokale Preissignale die Wasserstoffinfrastrukturkoordination und damit die Effizienz der Handlungsoption weiter fördern, erfordert aber auch weitere juristische Umsetzungsaufwände. Der marktgetriebene Wasserstoffinfrastrukturaufbau fördert die Beteiligung weiterer EU-Investoren an dem deutschen Wasserstoffinfrastrukturbau und damit die internationale Einbindung der Handlungsoption.

Die Umsetzung dieser Handlungsoption bringt keine ersichtliche Umverteilung zwischen den Konsumenten mit sich. Alle Konsumenten können von den Effizienzverbesserungen des Marktes profitieren. Im Rahmen des Wettbewerbs erhalten neue Investoren die Möglichkeit Wasserstoffinfrastrukturprojekte unabhängig von der Planung der regulierten Infrastruktur aufzubauen, wenn sich diese Projekte gegen die geplante Infrastruktur durchsetzen können. Infolgedessen stehen etablierte Infrastrukturbetreiber unter sehr hohem Wettbewerbsdruck, was eine starke Umverteilung zwischen den Infrastrukturbetreibern zur Folge haben kann. Zudem ist „Rosinenpicken“ sowohl bei regulierten als auch marktgetriebenen Infrastrukturinvestoren möglich.

Akzeptanzprobleme sind bei dieser Handlungsoption möglich. Eine vergleichbare Einbindung der Politik und Gesellschaft, wie bei den vorherigen Handlungsoptionen, erscheint besonders bei einer hohen Anzahl an geplanten marktgetriebenen Projekten schwierig zu gewährleisten. Dies kann die Legitimität nicht nur von privaten sondern auch von regulierten Projekten senken.

Referenzen

acatech, Leopoldina, Akademienunion (2020). CO2 bepreisen, Energieträgerpreise reformieren. Wege zu einem sektorenübergreifenden Marktdesign. *Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung*, Berlin.

ACER & CEER (2021). When and How to Regulate Hydrogen Networks?. "European Green Deal" *Regulatory White Paper series* (paper #1). European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Brussels.

Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019): *Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement*. Berlin, November 2019.

Arrow, K. J. (1962). Economic welfare and the allocation of resources for invention, in (R. R. Nelson, ed.) *The Rate and Direction of Inventiv Activity*. Princeton: Princeton University Press.

Brandstätt C., Brunekreeft G. and Jahnke K., 2011, "How to deal with negative power price spikes? – flexible voluntary curtailment agreements for large-scale integration of wind-", *Energy Policy*, vol. 39, issue 6, pp. 3732-3740.

Brandstätt, C. (2021). *Network charging schemes and self-supply: instruments to prevent self-reinforcing dynamics*. Mimeo, Jacobs University Bremen.

Brunekreeft, G., Kusznir, J. & Meyer, R. (2020a). Output-orientierte Regulierung – ein Überblick, *Bremen Energy Working Papers* No. 35, Jacobs University Bremen.

Brunekreeft, G.; Buchmann, M.; Höckner, J.; Palovic, M.; Voswinkel, S. & Weber, C. (2020b). Thesenpapier: Ökonomische & regulatorische Fragestellungen zum enera-FlexMarkt. *EWL Working Papers 2001*, University of Duisburg-Essen, Chair for Management Science and Energy Economics.

Brunekreeft, G., Pechan, A., Palovic, M., Meyer, R., Brandstätt, C., & Buchmann, M. (2020c). *Kurzgutachten zum Thema „Risiken durch strategisches Verhalten von Lasten auf Flexibilitäts- und anderen Energiemärkten"*. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur (dena).

BMWi (2020b). Was sind eigentlich Carbon Contracts for Difference? *BMWI Newsletter Energiewende*. 15. Dezember 2020.

BMWi (2019). *Aktionsplan Gebotszone*. Gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943 Bundesrepublik Deutschland.

Bublitz, A., Keles, D., Zimmermann, F., Fraunholz, C. & Fichtner, W. (2019). A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms. *Energy Economics*, 80, pp. 1059-1078.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2021a). *Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030*. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2020/Aenderungsverlangen.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Zugriff 10.09.2021).

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2021b). *Netzentgelt (Strom und Gas)*. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z/N/Netzentgelt.html?nn=266668 (Zugriff 15.07.2021).

Bundesnetzagentur (BnetzA) (2020). Beschlüsse BK6-20-295 bis -298. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_21_AV/AbgeschlosseneVerfahren-node.html (Zugriff 13.09.2021).

Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2021). *Energie macht Zukunft. Handlungsempfehlungen der Energiewirtschaft für die 20. Wahlperiode*. Online verfügbar: https://www.bdew.de/energie/energie-macht-zukunft/ (Zugriff 15.07.2021).

Bushnell J. B. & Stoft S. E. (1996). Electric grid investment under a contract network regime. *Journal of Regulatory Economics*, 10, pp. 61-79.

CEER (2018). *Cyber Security Report Cybersecurity Report on Europe's Electricity and Gas Sectors*, Ref: C18-CS-44-04, Brüssel, veröffentlicht am 26. 10.2018.

CEER (2020). *CEER Paper on Whole System Approaches*. Distribution Systems Working Group. Ref: C19-DS-58-03, Brüssel, veröffentlicht am 30. Juni 2020.

Cramton, P.C. & Stoft, S. (2006): *The convergence of market designs for adequate generating capacity with special attention to the CAISO's resource adequacy problem*. Manuscript, 25 April.

Deutsche Energie-Agentur – dena (2020a). *Der Systementwicklungsplan. Entwicklungsvorschlag für eine integrierte Infrastrukturplanung in Deutschland*. Dena-Zwischenbericht.

Deutsche Energie-Agentur- dena (2020b). *Corporate Green PPAs: Ökonomische Analyse. dena-Marktmonitor 2030*. Online verfügbar: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena-MARKTMONITOR_2030_Corporate_Green_PPAs_OEkonomische_Analyse.pdf (Zugriff 15.07.2021).

Deutsche Energie-Agentur - dena (2018). *dena Leitstudie, Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*. Endbericht.

energate (2019). *BDEW für regionalen Kapazitätsmarkt.* 10.04.2019. Online verfügbar: https://www.energate-messenger.ch/news/190907/bdew-fuer-regionalen-kapazitaetsmarkt (Zugriff 15.07.2021).

enera (2021). *enera Projektkompendium*. Gemeinsamer Abschlussbericht des Konsortiums, Medium 2/2. online verfügbar: https://projekt-enera.de/wp-content/uploads/enera-projektkompendium.pdf (Zugriff 15.07.2021).

entso-g & entso-e (2021). *Interlinked model investigation: Screening and dual assessment*. Zwischenbericht.

entso-g & entso-e (2018). *TYNDP 2018 scenario report*, main report. Endbericht.

EU COM (2021). *Proposal for a Council Directive restructuring the Union framework for the taxation of energy products and electricity* (recast). COM(2021) 563 final. European Commission.

EU COM (2020a). *Powering a climate-neutral economy: An EU strategy for energy system integration*. COM(2020) 299 final. European Commission.

EU COM (2020b). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. COM(2020) 301 final. European Commission.

EU COM (2019a). *Clean energy for all Europeans*. Luxembourg.

EU COM (2019b). Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, Europäische Kommission, Brüssel.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2021). *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems.* Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

EWI ERS & FiFo (2017). *Kurzstudie: Alternativen zur Finanzierung des EEG*, Kurzstudie. Köln.

Frontier Economics & FiFo (2021). *Energiesteuer 2.0: Konzept für eine Reform der Energiesteuer im Dienst des Klimaschutzes – Eine Steuer auf Basis von fossilem CO2*. Studie für den Verband der Mineralölwirtschaft und das Institut für Wärme und Mobilität. Köln.

Furusawa, K., Brunekreeft, G., & Hattori, T. (2019). Constrained Connection for Distributed Generation by DSOs in European Countries, *Bremen Energy Working Papers* No. 28, Jacobs University Bremen.

Gechert, S., Rietzler, K.; Schreiber, S. & Stein, U. (2019) *Wirtschaftliche Instrumente für eine klima- und sozialverträgliche CO2-Bepreisung. LOS 2: Belastungsanalyse*. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Vorläufige Fassung des Abschlussberichts, unkorrigiert. Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung.

Helm, D. and Hepburn, C. (2005). *Carbon contracts and energy policy: an outline proposal*. Working Paper, University of Oxford.

Ismer R., Neuhoff, K. and Pirlot A. (2020). Border Carbon Adjustments and Alternative Measures for the EU ETS An Evaluation. *DIW Discussion Papers* 1855. Berlin.

Joskow, P.L. (2008): Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. *Utilities Policy*, Vol. 16, 3, pp. 159-170.

Kahl, H. (2021). *Zur Umsetzbarkeit eines nationalen CO2- Mindestpreises im Stromsektor*, Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität. Würzburg.

Kahles, M. & Pause, F. (2019). Überprüfung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone nach der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung. Hintergrundpapier. *Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht*, 44.

Korte K. & Gawel, E. (2018). *Räumliche Koordination im liberalisierten Strommarkt: Angemessene Anreize für die Einspeisung*, Wirtschaftsdienst, ISSN 1613-978X, Springer, Heidelberg, Vol. 98, Iss. 1, pp. 60-67.

May, N. & Neuhoff, K. (2019). Financing Power: Impacts of Energy Policies in Changing Regulatory Environments. *The Energy Journal*, Vol. 42, No. 4. Pp. 131-151.

May, N., Neuhoff, K. & Richstein, J.C. (2018). Affordable electricity supply via contracts for difference for renewable energy. *DIW Weekly Report*, ISSN 2568-7697, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 8, Iss. 28, pp. 251-259.

Meyer, R., Brunekreeft, G., Palovic, M. & Speiser, D. (2017). Regulatorischer Umgang mit Multi-use-Speichern in Stromverteilungsnetzen. *Magazin für die Energiewirtschaft*, Nr. 6, 2017, S. 51-53.

Meyer, R. and Gore, O. (2015). Cross-Border Effects of Capacity Mechanisms: Do Uncoordinated Market Design Changes Contradict the Goals of the European Market Integration?, *Energy Economics, 51, 9-20.*

neon & consentec (2018). *Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich*. Finale Version vom 31.07.2018. Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Newbery, D.; Pollitt, M.G.; Ritz, R.A. & Strielkowski, W. (2018) Market design for a high-renewables European electricity system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, pp. 695-707.

Newbery, D. (2016) Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors. *Energy Policy*, Vol. 94, pp. 401-410.

Nordhaus, W. (2015) Climate Clubs: Overcoming Free-riding in International Climate Policy. *American Economic Review,* 2015, 105(4): 1339–1370.

ÖkoInstitut (2021). *Konzept für die Einführung eines CO2-Mindestpreises im Stromsektor in Deutschland*. Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität. Berlin.

r2b (2019). *Finanzierung der Energiewende – Reform der Entgelte- und Umlagesystematik*. Studie im Auftrag des Verband kommunaler Unternehmen e.V.. Köln. https://www.r2b-energy.com/uploads/media/1906_VKU_Umlagen_Entgeltsystematik_r2b_01.pdf (Zugriff 14.09.2021)

Richtstein, J.C. (2017). Project-Based Carbon Contracts: A Way to Finance Innovative Low- Carbon Investments. *DIW Discussion Papers* 1714. Berlin.

Rubin, E.S., Azevedo, I.M., Jaramillo, P. & Yeh, S. (2015). A review of learning rates for electricity supply technologies. *Energy Policy*, 86, pp. 198–218.

Sartor, O., Bataille, C. (2019). *Decarbonising basic materials in Europe: How Carbon Contracts-for-Difference could help bring breakthrough technologies to market*. IDDRI, Study N°06/19.

Schulte, S., Schlund, D. & Sitzmann, A. (2020) *Diskussion zukünftiger Herausforderungen von Versorgungssicherheit im Strommarkt 2.0*. Studie um Auftrag des Zukunft Gas e.V. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), Februar 2020.

Schultz project consult (2018). *Ökologische Steuerreform 2.0 - Einführung einer CO2-Steuer*. Arbeitspapier. Berlin. Online verfügbar: https://schultz-projekt-consult.de/BLOG2020/wp-content/uploads/simple-file-list/1584443291_Okologische-Steuerreform-2.0_30.08.2018_aktualisierte-Version.pdf (Zugriff 15.07.2021).

Sensfuß, F., Ragwitz, M. & Genoese, M. (2008) The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy*, Vol. 36, 8, pp. 3086-3094.

Stiftung Umweltenergierecht (2021). *Wirtschaft und Europa auf dem Weg zur Klimaneutralität - Der Green Deal der EU und seine Bedeutung für Deutschlands Energiewende.* Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Thüga (2019). *Erneuerbares Gas für die Wärme- und Verkehrswende – Positionen für weniger CO2 und mehr Klimaschutz in Deutschland*. Juli 2019.

Williamson, O.E. (1975). *Markets and hierarchies; analysis and antitrust implications*. The Free Press, New York.

WindNode (2021). *Flexibilität, Markt und Regulierung*. Synthesebericht. Online verfügbar: https://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/FMR_ES.pdf (Zugriff 15.07.2021).

Zerzawy, F.; Fiedler, S. & Kresin, J. (2019): *Lenkungs- und Verteilungswirkungen einer klimaschutzorientierten Reform der Energiesteuern*. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.

Impressum

Herausgeber:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren:

Jacobs University Bremen (JUB)
Dr. Marius Buchmann
Prof. Dr. Gert Brunekreeft
Christine Brandstätt, M. Sc.
Martin Palovic, M.A.
Dr. Anna Pechan

Stand:
10/2021

Bitte zitieren als:
Jacobs University Bremen (JUB) (2021). Handlungsbedarfe und Weiterentwicklungsoptionen im Energiemarktdesign auf dem Weg zur Klimaneutralität. Gutachten im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Stiftung Umweltenergierecht

dena Deutsche Energie-Agentur

Gutachten im Rahmen der
dena-LEITSTUDIE AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT

Wirtschaft und Europa auf dem Weg zur Klimaneutralität

Der Green Deal der EU und seine Bedeutung für Deutschlands Energiewende – Begleitung des Querschnittsmoduls Wirtschaft und Europa

Stiftung
Umweltenergierecht

GUTACHTEN IM RAHMEN DER DENA-LEITSTUDIE AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT

Wirtschaft und Europa auf dem Weg zur Klimaneutralität

Der Green Deal der EU und seine Bedeutung für Deutschlands Energiewende

Begleitung des Querschnittsmoduls „Wirtschaft und Europa“

01.10.2021

erstellt von
Dr. Hartmut Kahl, Dr. Markus Kahles, Johanna Kamm und Hannah Scheuing

Herausgeber:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autoren: Hartmut Kahl, Markus Kahles, Johanna Kamm, Hannah Scheuing

Stand: 10/2021

Bitte zitieren als: Stiftung Umweltenergierecht (2021). Wirtschaft und Europa auf dem Weg zur Klimaneutralität - Der Green Deal der EU und seine Bedeutung für Deutschlands Energiewende. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Stiftung Umweltenergierecht
Friedrich-Ebert-Ring 9
97072 Würzburg

Telefon
+49 931 794077-0

Telefax
+49 931 7940 77-29

E-Mail
kahl@stiftung-umweltenergierecht.de
kahles@stiftung-umweltenergierecht.de

Internet
www.stiftung-umweltenergierecht.de

Vorstand
Thorsten Müller und Fabian Pause, LL.M. Eur.

Stiftungsrat
Prof. Dr. Helmuth Schulze-Fielitz
Prof. Dr. Franz Reimer
Prof. Dr. Monika Böhm

Spendenkonto
Sparkasse Mainfranken Würzburg
IBAN: DE16 7905 0000 0046 7431 83
BIC: BYLADEM1SWU

Inhaltsverzeichnis

A. Einführung 1
I. Gewachsene Verantwortung 1
II. Innovationsadressat Unternehmen 1
III. Aufbruch Klimaneutralität 1

B. Zielarchitektur 3
I. Klimaziele der EU 3
1. Emissionshandelsrichtlinie 4
2. Lastenteilungs-Verordnung 4
a) Bisherige Lastenteilung 4
b) Künftige Lastenteilung samt ETS II 6
3. Erneuerbare Energien und Energieeffizienz 7
II. Klimaziele Deutschlands 8
III. Anpassungsmechanismen und Progressionsgebot 9

C. Green Deal 11
I. Exemplarische Rechtsakte des „Green Deal“ 11
II. Sonstige Elemente des „Green Deal“ 12
1. Vorschläge für die Stärkung der Energieeffizienz 12
2. Vorschläge für den Verkehrssektor 13
3. Reformprozess der Beihilfeleitlinien 14
4. Taxonomie 15

D. Fazit 16
I. Spannungsfelder anerkennen 16
II. Zeitnah handeln 16
III. Abstimmung suchen 16
IV. Partnerschaften aufbauen 17
V. Kohärent bleiben 17
VI. Mehrwert einbringen und Spielräume nutzen 18

E. Anhang: Steckbriefe und Bewertungen 19
I. Europäisches Klimagesetz 19
II. ETS-Richtlinie 26

III. CBAM-Verordnung 33
IV. Energiesteuerrichtlinie 40
V. Erneuerbare-Energien-Richtlinie 47

A. Einführung

Die Europäische Union (EU) hat mit Antritt der Kommission von der Leyen ein neues Kapitel in Sachen Klimaschutz aufgeschlagen. Ihr „Green Deal“ beschreibt den Anspruch, die EU zur ersten klimaneutralen Region der Welt zu machen. So setzt das neue Klimagesetz der EU das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 fest und schreibt bis 2030 eine Minderung von Treibhausgasen um 55% gegenüber 1990 fest. Erreicht werden soll dies durch ein – schon allein nach seinem Umfang – gewaltiges Legislativprogramm, das verschiedene Rechtsakte zeitlich und inhaltlich bündelt, verschränkt und auf die Erreichung des gemeinsamen Ziels hin zuschneidet.

Damit wird der Ordnungsrahmen auch für Deutschlands Energiewende künftig noch stärker vom Europarecht beeinflusst: Ziele werden vermehrt europäisch gesetzt und sind durch die Mitgliedstaaten zu erfüllen, wobei sie dabei häufiger auf Instrumente zurückgreifen können oder sogar müssen, die der europäische Rechtsrahmen gleich mit vorgibt.

I. Gewachsene Verantwortung

Mit diesem Bemühen um eine stärkere Vereinheitlichung übernimmt die EU auch eine gewachsene Verantwortung für den Umgang mit den bekannten Herausforderungen: Wie verträgt sich ambitionierter Klimaschutz mit dem Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen, insbesondere bei unterschiedlichsten Ausgangslagen in den einzelnen Mitgliedstaaten, und wie gelingt es, auch einkommensschwache Haushalte oder andere vulnerable Gruppen mitzunehmen? Damit stellt sich die Frage nach der Verbindlichkeit der eigenen Ziele nach außen und der Geschwindigkeit der Transformation nach innen.

Zugleich zeichnen sich Potenziale für technische und gesellschaftliche Innovationen ab, die die Chance bieten, das Wohlstandsniveau der EU zu halten und auszubauen, neue Exportmärkte zu erschließen sowie eine Vorbildwirkung für Länder in anderen Weltregionen zu entfalten. Der europäische Binnenmarkt als größte Nachfragemacht der Welt setzt Standards auch für Importeure, die diese im Zweifel gleich komplett übernehmen und so auch in andere Zielmärkte einbringen.

II. Innovationsadressat Unternehmen

Zentraler Adressat der Maßnahmen des „Green Deal“ sind neben den Mitgliedstaaten die Unternehmen, die ihre Produkte und Produktionsprozesse an die neuen Ziele und Vorgaben anpassen müssen. Sie spüren primär den Innovationsdruck, auf die neuen Anforderungen zu reagieren. Trotz der immensen Herausforderungen, die diese Transformation mit sich bringt, ist bei vielen Unternehmen auch ein neuer Ehrgeiz zu beobachten, sich aktiv darauf einzulassen und im Gegenzug klare Leitlinien und transformationsfördernde Rahmenbedingungen vom Gesetzgeber einzufordern. Auf dem Weg zur Klimaneutralität sind Wirtschaft und Europa aufeinander angewiesen. Nicht zufällig steht dieses Begriffspaar im Mittelpunkt der folgenden Seiten.

III. Aufbruch Klimaneutralität

Im Rahmen der dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ hat die Stiftung Umweltenergierecht das Querschnittsmodul „Wirtschaft und Europa“ wissenschaftlich begleitet. Dabei wurde in insgesamt fünf Sitzungen die bisherige Entwicklung des „Green Deal“ beobachtet, aufbereitet, ausgewertet, diskutiert und anschließend von der Stiftung Umweltenergierecht methodisch bewertet. Neben einer Darstellung zur neuen Zielarchitektur, die das Verhältnis der europäischen Klimaschutzziele zu den deutschen bestimmt, standen dabei vor allem die konkreten Gesetzgebungsvorhaben des „Green Deal“ im Mittelpunkt.

Im Ergebnis wurden aus der Fülle der Legislativakte fünf ausgewählt, die auf Wunsch der Beteiligten in Steckbriefen dargestellt und mithilfe einer eigens entwickelten Bewertungsmatrix analysiert und in

lesefreundlicher grafischer Auflösung dargestellt werden. Es handelt sich dabei um das bereits in Kraft getretene Europäische Klimagesetz als übergreifender Rahmen sowie auf instrumenteller Ebene um die Entwürfe von vier Rechtsakten, die dem Paket „Fit for 55“ entstammen, das die Kommission am 14. Juli 2021 veröffentlicht hat:

- Die Emissionshandelsrichtlinie als zentrales Instrument der Mengensteuerung und CO_2-Bepreisung u.a. mit ihrer erweiterten Anwendung auf den Schiffsverkehr und der Etablierung eines neuen Zertifikatehandels für den Gebäude- und Verkehrssektor,
- die Verordnung zur Schaffung eines Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), mit dem für bestimmte importierte Produktgruppen eine CO_2-Bepreisung als Carbon Leakage-Schutz eingeführt werden soll,
- die Energiesteuerrichtlinie, die u.a. neue, nämlich nach der Emissionsintensität der Energieträger gestaffelte Mindeststeuersätze vorsieht und
- die Erneuerbare-Energien-Richtlinie, die vielfach neue Ziele definiert und die Sektoren Wärme/Kälte, Verkehr und Industrie stärker in den Blick nimmt.

Die übrigen Neuerungen des Pakets „Fit for 55“, insbesondere für den Energieeffizienz- und Verkehrsbereich, werden ebenfalls vorgestellt, wenn auch nicht in derselben analytischen Tiefe. Nicht zuletzt wird auf die nicht minder wichtigen anstehenden Neuerungen im Beihilferecht und auf die Verschränkung der Gesetzgebung mit der sog. Taxonomie eingegangen.

Kernergebnisse

- Mit dem europäischen „Green Deal“ soll die EU bis zur Jahrhundertmitte klimaneutral werden. Als Zwischenschritt sollen bis 2030 die Treibhausgasemissionen um 55% gegenüber 1990 vermindert werden. Um dies zu erreichen, hat die Europäische Kommission im Sommer 2021 mit der Initiative "Fit for 55" ein umfangreiches Legislativpaket vorgelegt, das eine Fülle an aufeinander abgestimmten Instrumenten vorsieht; darunter auch gänzlich neue, wie einen separaten Emissionshandel für die Bereiche Gebäude und Verkehr sowie einen Carbon Border Adjustment Mechanism, der die CO_2-Bepreisung auf bestimmte Importgüter erstreckt.
- Die EU zielt mit dem Paket „Fit for 55“ vor allem auf ihren Binnenmarkt, weil sie zunächst ihre eigenen Hausaufgaben erledigen muss. Flankierend muss die EU – entsprechend ihres wirtschaftlichen Gewichts und Knowhows – ihren „Green Deal“ aber auch mit einer außen- und entwicklungspolitischen Offensive verbinden, die andere Staaten außerhalb des Binnenmarktes aktiv und nachhaltig bei ihrer Transformation unterstützt. Dies umfasst auch eine aktive Rolle bei der Suche nach Kooperationen für eine internationale Standardisierung von Parametern, die Klimaschutzambitionen vergleichbar und Instrumente kompatibel machen.
- Zwar wird das EU-Recht immer maßgeblicher dafür, die Instrumente auf dem Weg zur Klimaneutralität vorzugeben. Dies bedeutet aber nicht, dass Deutschland keine Gestaltungsmacht mehr hätte. Denn zur Umsetzung des Gesetzespakets ist die EU größtenteils auf die Mitgliedstaaten angewiesen. Deutschland sollte hier die bestehenden Spielräume ambitioniert ausfüllen, um die eigenen Klimaziele zu erreichen und eine führende Rolle innerhalb der EU-Mitgliedstaaten einzunehmen. Nicht zuletzt muss sich Deutschland mit seinen langjährigen Energiewendeerfahrung konstruktiv in den laufenden Gesetzgebungsprozess einbringen. Dabei sollte – wie für alle anderen Verhandler auch – die Maxime gelten, einen Vorschlag nur dann zur Diskussion zu stellen, wenn zeitgleich ein adäquater instrumenteller Ersatz vorgeschlagen wird.

B. Zielarchitektur

Sich Ziele zu setzen ist wichtig – vor allem, wenn man sie wirklich erreichen und sein Handeln ernsthaft daran ausrichten will. Im Folgenden wird daher die jüngste Entwicklung der Klima-Ziele der EU und Deutschlands beschrieben und erklärt, wie diese zustande kamen, wie sie überprüft und ggf. angepasst werden sollen und wie sie sich zueinander verhalten.

I. Klimaziele der EU

Am 29. Juli 2021 ist als erster legislativer Baustein des „Green Deal" das neue Europäische Klimagesetz (KG-VO)[1] in Kraft getreten, nachdem schon im Mai das Gesetzgebungsverfahren abgeschlossen werden konnte[2]. Hierdurch werden verschiedene Treibhausgas-Reduktionsvorgaben für die Europäische Union neu festgelegt:

- Zum einen will die Europäische Union Klimaneutralität erreichen, das heißt die EU-weiten im Unionsrecht geregelten Treibhausgasemissionen und deren Abbau durch natürliche oder technische Senken[3] müssen bis spätestens 2050 ausgeglichen sein (Art. 2 Abs. 1 KG-VO). Danach werden negative Treibhausgasemissionen angestrebt (Art. 2 Abs. 1 a.E. KG-VO).
- Zum anderen wurde das Ziel für 2030, das bislang eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 Prozent im Vergleich zu 1990 vorsah[4], angeschärft. Nunmehr soll bis zum Jahr 2030 eine Senkung der Nettotreibhausgasemissionen (Emissionen nach Abzug des Abbaus) innerhalb der Union um mindestens 55 % gegenüber dem Stand von 1990 erreicht werden (Art. 4 Abs. 1 UAbs. 1 KG-VO). Dabei wurde der Beitrag des Nettoabbaus von Treibhausgasen auf 225 Mio. Tonnen CO_2-Äquivalent begrenzt (Art. 4 Abs. 1 UAbs. 3 KG-VO).
- Zusätzlich wurden im Europäischen Klimagesetz Vorgaben zur Festlegung eines weiteren Zwischenziels für das Jahr 2040 verankert. Demnach wird die Kommission spätestens sechs Monate nach der ersten weltweiten Bestandsaufnahme nach dem Übereinkommen von Paris im Jahr 2023 einen Legislativvorschlag vorlegen, für den sie verschiedene Daten und Berichte berücksichtigt, unter anderem ein indikatives Treibhausgasbudget für die Zeit 2030 bis 2050 (Art. 4 Abs. 3, 4 und 5 KG-VO).

Das bisherige EU-weite Ziel einer Reduktion um 40 Prozent gegenüber 1990 bis 2030 sollte durch verschiedene Regelungen und Maßnahmen erreicht werden. Aufgrund der Anhebung dieses Ziels hat die Kommission den bestehenden Rechtsrahmen dahingehend überprüft, ob und inwieweit er noch mit der neuen Zielsetzung vereinbar ist (Art. 4 Abs. 2 KG-VO). Basierend auf umfangreichen Folgenabschätzungen hat sie daraufhin am 14. Juli 2021 ein umfangreiches Paket mit Gesetzgebungsvorschlägen sowie Strategien und Einzelmaßnahmen vorgelegt („Fit for 55"-Paket)[5]. Durch die vorgeschlagene Veränderung des Rechtsrahmens soll die höhere Zielsetzung erreicht werden können.

Die Vorschläge werden nun in den kommenden Jahren zwischen den europäischen Gesetzgebungsorganen – Rat der Europäischen Union und Europäisches Parla-

[1] Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30.06.2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz"), ABl. EU Nr. L 243 v. 09.07.2021, S. 1.

[2] Die Europäische Kommission hatte im März 2020 den Vorschlag vorgelegt. Vgl. COM(2020) 80 final vom 4.3.2020, Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/1999 (Europäisches Klimagesetz),.

[3] Vgl. Erwägungsgrund (20) KG-VO.

[4] Dieses Ziel wurde in keinem formellen Rechtsakt verankert, sondern wurde vom Europäischen Rat auf seiner Tagung im Oktober 2014 beschlossen, vgl. Schlussfolgerungen - Tagung des Europäischen Rates (23./24. Oktober 2014), EUCO 169/14, Ziff. I.2.

[5] Alle Dokumente abrufbar unter https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_en..

ment – verhandelt und müssen im Anschluss teilweise noch in deutsches Recht umgesetzt werden. Bis zum endgültigen Inkrafttreten des Pakets bleiben die derzeitigen Regelungen in Kraft.

Schon das bisherige Ziel für 2030 sollte im Wesentlichen durch den Emissionshandel (ETS)[6] und die Lastenteilungs-Verordnung[7] (Lastenteilungs-VO) erreicht werden[8]. Dabei bleibt es nach dem Willen der Kommission auch künftig, es gibt aber in beiden Segmenten wichtige Neuerungen. Daneben wurden (unter anderem) auch wichtige Änderungen in den ergänzenden Bereichen Energieeffizienz und erneuerbare Energien vorgeschlagen. Dazu im Einzelnen:

1. Emissionshandelsrichtlinie

Nach der bisher geltenden Rechtslage sollten durch den ETS die Treibhausgasemissionen innerhalb von dessen Anwendungsbereich[9], also in Energiewirtschaft und Industrie, EU-weit im Jahr 2030 um 43 Prozent gegenüber 2005 reduziert werden[10]. Nach den Vorstellungen der Kommission soll der bestehende Emissionshandel[11] künftig auch auf den Schiffsverkehr erweitert werden. Die von dem ursprünglichen ETS erfassten Emissionen sollen nun mittels eines ambitionierteren Reduktionspfads um 61 Prozent im Vergleich zu 2005 reduziert werden. Erreicht werden soll dies durch eine jährliche Verringerung der Zertifikate um 4,2 Prozent statt um die bisherigen 2,2 Prozent.

Der ETS gilt für Unternehmen bzw. Anlagenbetreiber in bestimmten Sektoren im gesamten EU-Raum[12]. Eine Aufteilung in nationale Ziele erfolgt nicht.

2. Lastenteilungs-Verordnung

Dies ist ein wesentlicher Unterschied zur Lastenteilungs-VO, die einer anderen Logik folgt. Hier gibt es nationale Minderungsziele für die einzelnen Mitgliedstaaten. Dabei soll es auch künftig bleiben. Dennoch lohnt sich ein genauer Blick auf die Neuerungen im bisherigen sog. non-ETS-Bereich, die die Kommission vorgeschlagen hat.

a) Bisherige Lastenteilung

Die Lastenteilungs-VO strebt bisher eine Reduktion um 30 Prozent[13] gegenüber dem Stand von 2005 bis 2030 in den von ihr erfassten (Non-ETS-)Sektoren[14] an (Art. 1 Lastenteilungs-VO). Dieses EU-Reduktionsziel

[6] Eingeführt durch die Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, ABl. EU Nr. L 275 v. 25.10.2003, S. 32, zuletzt geändert durch Delegierter Beschluss (EU) 2020/1071 der Kommission vom 18. Mai 2020 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf den Ausschluss von aus der Schweiz ankommenden Flügen aus dem Emissionshandelssystem der EU, ABl. EU Nr. L 234 v. 21.7.2020, S. 16.. Umgesetzt in Deutschland durch das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) vom 08.07.2004 (BGBl. I S. 1578).

[7] *Effort-Sharing-Regulation*. Teilweise auch Klimaschutz-Verordnung genannt: Verordnung (EU) 2018/842 des EP und des Rates v. 30.5.2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021-2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der VO (EU) Nr. 525/2013, ABl. EU Nr. L 156 v. 19.6.2018, S.26.

[8] Bis Ende 2020 galt noch die Effort-Sharing-Decision: Entscheidung Nr. 406/2009/EG des EP und des Rates vom 23.04.2009 über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion der Treibhausgasemissionen mit Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020, ABl. EU Nr. L 140 v. 5.6.2009 S. 136.

[9] Energieerzeugungsanlagen ab 20 MW, energieintensive Industrie und innereuropäischer Flugverkehr, vgl. Anhang I zur ETS-Richtlinie.

[10] Vgl. Erwägungsgrund (2), Richtlinie (EU) 2018/410 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. März 2018 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Unterstützung kosteneffizienter Emissionsreduktionen und zur Förderung von Investitionen mit geringem CO2-Ausstoß und des Beschlusses (EU) 2015/1814, ABl. EU Nr. L 76 v. 19.3.2018, S. 3.

[11] Vgl. COM(2021) 551 final vom 14.7.2021, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union, Decision (EU) 2015/1814 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and Regulation (EU) 2015/757.

[12] Alle EU-Mitgliedstaaten sowie Norwegen, Island und Liechtenstein.

[13] 29 % für EU 27 nach dem Ausscheiden des Vereinigten Königreiches aus der EU.

[14] Die Lastenteilungs-VO umfasst alle Treibhausgasemissionen, die nicht vom ETS oder der LULUCF-

wird allerdings verbindlich auf die einzelnen Mitgliedstaaten aufgeteilt. So gilt für Deutschland etwa eine Minderungspflicht von 38 Prozent bis 2030 (Art. 4 Abs. 1 Lastenteilungs-VO i.V.m. Anhang I). Dieses Ziel gilt, da es in einer EU-Verordnung festgesetzt wurde, unmittelbar in und für Deutschland und bedarf keiner weiteren Verankerung in der nationalen Gesetzgebung (Art. 288 AEUV). Allerdings müssen die Maßnahmen, um das Ziel zu erreichen, selbsttätig durch den Mitgliedstaat ergriffen werden.

Die Kommission hat basierend auf dem nationalen Ziel für 2030 für jeden Mitgliedstaat einen verbindlichen linearen Reduktionspfad vorgeschrieben, der ein jährliches Emissionsbudget für die Jahre 2021-2030 vorsieht (Art. 4 Abs. 2 und 3 Lastenteilungs-VO i.V.m. Art. 2 sowie Anhang II Durchführungsbeschluss (EU) 2020/2126).

Bezüglich der jährlichen Emissionszuweisungen sieht die Lastenteilungs-VO verschiedene Flexibilitätsmöglichkeiten vor:

- So ist es möglich bei Überschreiten der jährlichen Zuweisungen, Emissionsabbau aus dem Landnutzungsbereich[15] anzurechnen (Art. 7 Lastenteilungs-VO).

Zudem werden die aus der früheren Lastenteilungs-Entscheidung[16] bekannten Möglichkeiten fortgeführt:

- Dazu gehört zum einen die Möglichkeit des Bankings, die vorsieht, dass in Jahren, in denen die zugewiesene Emissionsmenge unterschritten wird, Mitgliedstaaten die überschüssige Menge zurückhalten und in späteren Jahren aufbrauchen können[17].
- In Jahren, in denen die Emissionen das zugewiesene Budget hingegen überschreiten, kann zum anderen eine begrenzte Zahl an Zuweisungen aus dem folgenden Jahr genommen werden (Art. 5 Abs. 1 und 2 Lastenteilungs-VO)[18].
- Daneben können Mitgliedstaaten auch Zuweisungen anderer Mitgliedstaaten kaufen[19] oder an diese verkaufen[20] (Art. 5 Abs. 4 und 5 Lastenteilungs-VO).
- Darüber hinaus passt die Kommission die jährlichen Emissionszuweisungen an, wenn sich aus dem ETS Änderungsbedarf ergibt (Art. 10 Lastenteilungs-VO)[21].

Zur Sicherstellung der Einhaltung des Zielpfades sieht die Lastenteilungs-VO einen Berichts- und Compliance-Rahmen vor: Die Mitgliedstaaten müssen jedes Jahr im Europäischen Register die entsprechenden Emissionsrechte abgeben sowie über ihre Treibhausgasemissionen berichten. Die Kommission bewertet jährlich die Fortschritte, welche die Mitgliedstaaten machen. Reichen diese nicht aus, ist der Mitgliedstaat verpflichtet, binnen drei Monaten einen Plan mit Abhilfemaßnahmen vorzulegen (Art. 8 Lastenteilungs-VO).

Wird in einem Jahr das Emissionsbudget überschritten, auch unter Beachtung der Flexibilitäts-Optionen, so wird die Überziehung mit dem Faktor 1,08 multipliziert und den anzurechnenden Treibhausgasemissionen des folgenden Jahres zugeschlagen

VO (siehe Fn. 16) umfasst sind, d.h. insbesondere Verkehr, Gebäude, Anlagen unter 20 MW, Abfallwirtschaft.

[15] Für diesen Bereich ist die LULUCF-Verordnung (*land use, land-use change and forestry*) einschlägig: Verordnung (EU) 2018/841 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 über die Einbeziehung der Emissionen und des Abbaus von Treibhausgasen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft in den Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 und des Beschlusses Nr. 529/2013/EU, ABl. EU Nr. L 156 v. 19.6.2018, S. 1.

[16] Siehe Fn. 7.

[17] Allerdings sind dem *Banking* Grenzen gesetzt: Für das Jahr 2021 können unbegrenzt Zuweisungen übertragen werden; in den nachfolgenden Jahren maximal bis zu 30% der jährlichen Zuweisungen, Art. 5 Abs. 3 lit a) und b) Lastenteilungs-VO.

[18] Sogenanntes *Borrowing*. Im Zeitraum 2021 bis 2025 kann eine Menge von bis zu 10 % der jährlichen Emissionszuweisung für das folgende Jahr vorweggenommen werden, in den Jahren 2026 bis 2029 nur noch eine Menge von bis zu 5 %.

[19] Diese Möglichkeit wird insbesondere für Deutschland häufig diskutiert. Berechnungen zu den möglicherweise anfallenden Kosten hat u.a. Agora Energiewende angefertigt, vgl. Agora Energiewende/Agora Verkehrswende, Die Kosten von unterlassenem Klimaschutz für den Bundeshaushalt. Die Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands bei Verkehr, Gebäuden und Landwirtschaft nach der EU-Effort-Sharing-Entscheidung und der EU-Climate-Action-Verordnung, September 2018.

[20] Die Einnahmen können die Mitgliedstaaten für Klimaschutzmaßnahmen verwenden; eine Pflicht besteht insoweit nicht, Art. 5 Abs. 6 Lastenteilungs-VO.

[21] Hierzu gehört u.a. die Einbeziehung weiterer Sektoren in das ETS oder Gutschriften aufgrund zusätzlicher ergriffener Emissionsreduzierungsmaßnahmen (Art. 24 und 24a ETS-RL).

(Art. 9 Abs. 1 lit a) Lastenteilungs-VO). Die Regelung führt dazu, dass noch größere Emissionsminderungen nötig werden. Ob die Abgabe der Emissionsrechte im Europäischen Register der Erfüllung der Verpflichtung aus der Lastenverteilungs-VO tatsächlich entspricht und diese Maßnahme ergriffen wird, wird im Abstand von fünf Jahren überprüft: Im Jahr 2027 für den Zeitraum 2021 bis 2025 sowie im Jahr 2032 für den Zeitraum 2026 bis 2030 (Art. 9 Abs. 1 Lastenteilungs-VO).

Die jährlichen Emissionszuweisungen sind nicht näher auf einzelne Sektoren im Bereich der Lastenteilungs-VO aufgeteilt. Daher obliegt es grundsätzlich jedem Mitgliedstaat, festzulegen, wie, das heißt. mit welchen Maßnahmen, und in welchen Bereichen die Einsparungen erzielt werden sollen. Dabei sind vereinzelt verbindliche Ziele aus sektoralen Regelungen zu berücksichtigen, wie z.B. die Vorgabe aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie[22], einen Anteil erneuerbarer Energien von mindestens 14 Prozent am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2030 zu erreichen (Art. 25 Abs. 1 EE-RL).

b) Künftige Lastenteilung samt ETS II

Auch künftig bleibt es bei dieser Architektur der Lastenteilung. Allerdings soll es neue Ziele geben und ein neues Instrument, nämlich einen eigenen Emissionshandel für den Gebäude- und Verkehrssektor. Dazu im Einzelnen:

Der neue Emissionshandel für die Bereiche Verkehr und Gebäude (ETS II) soll als neues Instrument parallel zum bisherigen Emissionshandel für Energiewirtschaft und Industrie (ETS I) eingeführt werden[23]. Hierdurch sollen die Emissionen um 43 Prozent im Vergleich zu 2005 gesenkt werden. Ab dem Jahr 2025 sind die Inverkehrbringer von Kraft- und Heizstoffen verpflichtet, eine Treibhausgasemissionserlaubnis zu haben und ihre Emissionen für 2024 und 2025 zu berichten. Ab 2026 werden die Zertifikate versteigert, eine freie Zuteilung ist nicht vorgesehen. Dabei ist auch hierfür ein Cap and Trade System vorgesehen, so dass es eine festgelegte Menge an jährlich auszugebenden Zertifikaten gibt sowie einen linearen Reduktionsfaktor von -5,15 (ab 2026) bzw. -5,43 Prozent (ab 2028) pro Jahr. Ab dem 1. Januar 2027 müssen die regulierten Einheiten die entsprechende Zahl an Zertifikaten dann abgeben.

Dabei unterfallen diese durch den ETS II erfassten Bereiche auch weiterhin der Lastenteilungs-Verordnung, durch die insgesamt nunmehr eine Reduktion um 40 Prozent im Vergleich zu 2005 erfolgen soll[24]. Die Bereiche Gebäude und Verkehr machen dabei etwa die Hälfte der Emissionen im Anwendungsbereich der Lastenteilungs-Verordnung aus[25]. Auch die Aufteilung auf nationale Ziele bleibt bestehen, für Deutschland sieht der Vorschlag eine Reduktion um 50 Prozent im Vergleich zu 2005 vor. Auch sollen den Mitgliedstaaten ab den Jahren 2023 neue jährliche Emissionsmengen vorgegeben werden.

Das heißt zusammengefasst, dass die Mitgliedstaaten über die Lastenteilungs-VO weiterhin ihre (nunmehr verschärften) nationalen Minderungsziele zu erfüllen haben; für die Bereiche Gebäude und Verkehr will ihnen die Kommission aber das Instrument eines EU-weiten Zertifikatehandels an die Hand geben. Da der Handel aber nicht national, sondern EU-weit erfolgt, kann es sein, dass die nationalen Minderungsziele der Lastenteilungs-Verordnung in den Mitgliedstaaten allein durch den neuen ETS II gegebenenfalls nicht erreicht werden. Entsprechend müssten die betroffenen Mitgliedstaaten dann zu ergänzenden (etwa steuerlichen, ordnungsrechtlichen oder fördernden) Maßnahmen greifen, die allein in ihrer Verantwortung liegen.

Änderungen bei den EU-Zielen auf einen Blick

THG-Reduktions-Ziele

	Bisher	Künftig

[22] Richtlinie (EU) 2018/2001 des EP und des Rates v. 11.12.2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), ABl. EU Nr. L 328 v. 21.12.2018, S. 81.

[23] Anhang III Proposal ETS).

[24] COM(2021) 555 final vom 14.7.2021, Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2018/842 on binding annual greenhouse gas emission reductions by Member States from 2021 to 2030 contributing to climate action to meet commitments under the Paris Agreement..

[25] Vgl. COM(2021) 555 final, S. 8.

Insgesamt	40 % ggb. 1990	55 % ggb. 1990
ETS I	43 % ggb. 2005	61 % ggb. 2005
ETS II		43 % ggb. 2005
Lasten-teilungs - VO	EU: 30 % ggb. 2005 (29 % EU 27) DE: 38 % ggb. 2005	EU: 40 % ggb. 2005 DE: 50 % ggb. 2005

3. Erneuerbare Energien und Energieeffizienz

Bereits im bisherigen – und derzeit noch gültigen – energie- und klimapolitischen Rahmen gab es neben den THG-Reduktions-Zielen für ETS und Lastenteilungs-VO verschiedene sektorale Ziele, Vorgaben und Regelungen. Im Rahmen des Fit for 55-Pakets wurde nun erstmalig in einer umfangreichen Folgenabschätzung eine Gesamtbetrachtung der Wechselwirkungen der verschiedenen Rechtsakte vorgenommen[26]. Dabei hat sich die Kommission aus verschiedenen Gründen dafür entschieden[27], auch weiterhin auf einen Policy-Mix zu setzen. Dementsprechend hat die Kommission in weiteren Legislativvorschlägen vorgesehen, verschiedene Regelungen hinsichtlich ihrer Zielstellung zu erhöhen oder die Vorgaben zu verschärfen. Im Bereich der Energiewirtschaft sind hier vor allem die Erneuerbare-Energien-Richtlinie und die Energieeffizienz-Richtlinie[28] von großer Bedeutung.

Im Bereich des Ausbaus von erneuerbaren Energien sah die Richtlinie bisher vor, dass bis 2030 EU-weit erneuerbare Energien einen Anteil von 32 Prozent am Bruttoenergieverbrauch ausmachen. Dieses Ziel soll nach der Vorstellung der Kommission nun auf 40 Prozent erhöht werden. Daneben sieht der Vorschlag noch mehrere, teilweise nur indikative, Ziele für verschiedene Einzelsektoren vor. Das oben bereits erwähnte Ziel von mindestens 14 Prozent am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors soll nun beispielsweise geändert werden in das Ziel, die Reduktion der THG-Intensität im Verkehrssektor um mindestens 13 Prozent bis 2030 zu erreichen[29].

Für die Energieeffizienz war bisher ein EU-weites Effizienz-Ziel von 32,5 Prozent festgelegt. Dieses Ziel sollte im Vergleich zu Prognosen aus dem Jahr 2007 erreicht werden, die einen Primärenergieverbrauch im Jahr 2030 von 1 887 Mio. t Rohöläquivalent (RÖE) und einen Energieendverbrauch von 1 416 Mio. t RÖE für das Jahr 2030 berechneten. Eine Reduzierung von 32,5 Prozent ergibt jeweils 1 273 Mio. t RÖE und 956 Mio. t RÖE in 2030. Die Mitgliedstaaten sollten hierfür jeweils nationale Beiträge erbringen, die allerdings nur indikativ waren. Nach den Vorschlägen der Kommission sollen die Mitgliedstaaten nunmehr gemeinsam und verbindlich sicherstellen, dass der Energieverbrauch bis 2030 gegenüber dem Referenzszenario von 2020 um mindestens 9 Prozent gesenkt wird. Dies entspricht einem maximalen Primärenergieverbrauch von 1023 Mio. t Rohöläquivalent und einem Endenergieverbrauch von 787 Mio. t RÖE bis 2030. Hierfür muss jeder Mitgliedstaat einen nationalen Beitrag für die Zielerreichung angeben.

Änderungen bei den weiteren EU-Zielen auf einen Blick

Effizienz- und Erneuerbaren-Ziele		
	Bisher	Künftig
Energieeffizienz-RL	EU : 32,5 % ggb. 2007	EU: 9 % ggb. 2020

[26] Der sogenannte Climate Target Plan. Vgl. COM(2020) 562 final vom 17.9.2020, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen -Mehr Ehrgeiz für das Klimaziel Europas bis 2030 - In eine klimaneutrale Zukunft zum Wohl der Menschen investieren sowie die Folgenabschätzung hierzu: SWD(2020) 176 final vom 17.9.2020, Commission Staff Working Document - Impact Assessment (nur auf Englisch verfügbar).

[27] Siehe im Einzelnen COM(2021) 550 final vom 14.7.2021, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen – „Fit für 55“: auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU-Klimaziels für 2030, S. 2 ff.

[28] Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, ABl. EU Nr. L 315 v. 14.11.2012, S. 1, zuletzt geändert durch Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019, ABl. EU Nr. L 158 v. 14.6.2019, S. 125.

[29] Die weiteren Ziele sind im Steckbrief zur EE-RL im Anhang dargestellt.

Erneuer-bare-Ener-gien-RL	EU : 32 % bis 2030	EU: 40 % bis 2030

II. Klimaziele Deutschlands

Auch in Deutschland kam es 2021 zu einer Änderung des Rechtsrahmens für die Treibhausgas-Reduktionsvorgaben. Das einschlägige Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)[30] wurde Ende Juni 2021 novelliert.

Auslöser für die Überarbeitung war ein Beschluss des Bundesverfassungsgerichts (BVerfG), in dem dieses das KSG insoweit für mit dem Grundgesetz unvereinbar erklärt hatte, als die Regelungen im ursprünglichen KSG zur „Fortschreibung der Minderungsziele für Zeiträume ab dem Jahr 2031“ nicht den verfassungsrechtlichen Anforderungen genügten[31].

Das KSG hatte bis dahin lediglich als Ziel vorgesehen, eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2030 um 55 Prozent zu erreichen (§ 3 Abs. 1 S. 2 KSG a.F.)[32]. Dieses Ziel wurde, wie bereits im Klimaschutzplan 2050, für sechs Sektoren[33] in verbindliche Jahresemissionsmengen für den Zeitraum 2020 bis 2030 aufgeteilt (§ 4 Abs. 1 i.V.m. Anlage 1 und Anlage 2 KSG a.F.). Im Jahr 2025 sollte die Bundesregierung dann per Rechtsverordnung „für weitere Zeiträume nach dem Jahr 2030 jährlich absinkende Emissionsmengen durch Rechtsverordnung“ festlegen (§ 4 Abs. 6 S. 1 KSG a.F.).

Diese Regelung hielt das BVerfG für verfassungswidrig. Erforderlich sei vielmehr folgendes:

> **„Grundlegend […] für eine vorausschauende Schonung künftiger Freiheit ist allerdings, dass der Gesetzgeber einer möglichst frühzeitigen Einleitung der erforderlichen Entwicklungs- und Umsetzungsprozesse auch für die Zeit nach 2030 Orientierung bietet und diesen damit zugleich ein hinreichendes Maß an Entwicklungsdruck und Planungssicherheit vermittelt“[34].**

Die Novellierung führte zu einigen Erweiterungen in der Zielarchitektur des Gesetzes[35]:

Neu eingeführt wurde das Fernziel, Netto-Treibhausgasneutralität[36] bis zum Jahr 2045 zu erreichen (§ 3 Abs. 2 S. 1 KSG). Nach 2050 sollen negative Treibhausgasemissionen erreicht werden (§ 3 Abs. 2 S. 2 KSG).

Das Ziel für 2030 wurde erhöht, so dass nunmehr eine Treibhausgasreduktion um mindestens 65 Prozent im Vergleich zum Jahr 1990 erreicht werden soll (§ 3 Abs. 1 Nr. 2 KSG). Das Ziel dient auch der Erreichung der verschiedenen Vorgaben der Europäischen Union (§ 1 S. 1 KSG).

Die Aufteilung des Ziels auf die sechs Sektoren wurde beibehalten. Die jeweils zulässigen Jahresemissionsmengen für den Zeitraum 2020 bis 2030 wurden ab dem Jahr

[30] Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513).

[31] BVerfG, Beschluss des Ersten Senats vom 24. März 2021, 1 BvR 2656/18, 1 BvR 78/20, 1 BvR 96/20,1 BvR 288/20.

[32] Dieses Ziel entstammte dabei bereits dem Energiekonzept 2010 und dem Klimaschutzplan 2050, vgl. Deutscher Bundestag, Drucksache 19/14337, S. 27 zu § 3 Absatz 1.

[33] Der Klimaschutzplan 2050 entspricht der deutschen Langfriststrategie nach dem Übereinkommen von Paris und nach Artikel 15 der Europäischen Governance-Verordnung, § 2 Nr. 7 KSG. Abrufbar unter: https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/

[34] BVerfG, Beschluss des Ersten Senats vom 24. März 2021, 1 BvR 2656/18, 1 BvR 78/20, 1 BvR 96/20,1 BvR 288/20, Rn. 249.

[35] Die angegebenen Paragraphen beziehen sich schon auf die Neuregelungen des KSG, die durch Gesetz vom 18.08.2021, BGBl. I S. 3905 (Nr. 59) umgesetzt wurden und seit dem 31.08.2021 gelten. Bezüglich der Änderungen im Detail siehe auch *Müller/Fietze/Scheuing*, Rechtliche Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit des deutschen Bundestages am 21. Juni 2021 zum Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (Drs. 19/30230), abrufbar unter https://www.bundestag.de/ausschuesse/a16_umwelt/oeffentliche_anhoerungen#url=L2F1c3NjaHVlc3NlL2ExNl91bXdlbHQvb2VmZmVudGxpY2hlX2FuaG9lcnVuZ2VuLzg0Mzk1Mi04NDM5NTI=&mod=mod544426..

[36] Netto-Treibhausgasneutralität ist gemäß § 2 Nr. 9 KSG „das Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch Senken“, wobei der Präfix „Netto“ keine eigenständige Bedeutung hat und daher ohne Änderung in der Sache entfallen könnte. Diese Definition war auch bereits in der Ursprungsfassung des KSG enthalten, ohne dass der Begriff ansonsten verwendet wurde.

2023 angepasst (vgl. § 4 Abs. 1 iVm. Anlage 2 KSG).

Die Sektoren entsprechen nicht der Differenzierung zwischen ETS und Lastenteilungs-Verordnung auf europäischer Ebene, sondern umfassen Bereiche aus beiden Regelungssystemen. Die den Sektoren vor der Novelle zugewiesenen Jahresemissionsmengen entsprachen den damals geltenden Vorgaben der europäischen Lastenteilungs-VO[37].

Daneben wurde durch die Novellierung ein weiteres Zwischenziel eingeführt: Bis zum Jahr 2040 gilt eine Minderungsquote von mindestens 88 Prozent. Zusätzlich wurde eine neue Anlage 3 eingeführt. Diese enthält jährliche Minderungsziele für die Jahre 2031 bis 2040. Spätestens im Jahr 2032 hat die Bundesregierung einen Gesetzgebungsvorschlag zur Festlegung der jährlichen Minderungsziele für die Jahre 2041 bis 2045 vorzulegen (§ 4 Abs. 1 S. 7 KSG).

Auch aus diesen Minderungszielen sollen zukünftig Jahresemissionsmengen für die einzelnen Sektoren abgeleitet werden. Die Aufteilung erfolgt im Jahr 2024 für die Jahre 2031 bis 2040 und im Jahr 2034 für die Jahre 2041 bis 2045[38] durch Rechtsverordnung der Bundesregierung mit Zustimmung des Deutschen Bundestages (§ 4 Abs. 1 S. 8 i. V. m. Abs. 6 S. 1-5 KSG). Die Jahresemissionsmengen müssen dabei grundsätzlich gleichmäßig absinken sowie mit der Erreichung der nationalen Klimaschutzziele, den jährlichen Minderungszielen und den unionsrechtlichen Anforderungen im Einklang stehen. Zusätzlich ist sicherzustellen, dass in jedem Sektor deutliche Reduzierungen der Treibhausgase erreicht werden. Vor der Änderung oder Festlegung von Jahresemissionsmengen nach dem KSG ist der Expertenrat für Klimafragen zu hören (§ 12 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 KSG).

Unverändert bleiben die Mechanismen, die die Zielerreichung betreffen. Die im KSG festgelegten Sektorenziele sind regierungsintern verbindlich, da sie sich an die jeweils zuständigen Bundesministerien richten und diese zur Einhaltung und gegebenenfalls zur Ergreifung der erforderlichen Maßnahmen verpflichten (§ 4 Abs. 4 KSG).

Bei Abweichungen von den zulässigen jährlichen Emissionsmengen müssen Sofortprogramme aufgelegt werden (§ 4 Abs. 4 iVm. §§ 8 und 9 KSG). Die Bundesregierung muss darüber schnellstmöglich beraten und beschließen. Sie kann aber auch die zulässigen Jahresemissionsmengen mit Wirkung zum nächsten Kalenderjahr ändern (d.h. auch verringern oder zwischen Sektoren verschieben), insofern das die Lastenteilungs-VO zulässt (§ 4 Abs. 5 KSG).

Der Gesetzgeber selbst wird hierdurch nicht gebunden; er kann das KSG ohnehin innerhalb der EU-Vorgaben ändern. Die EU ist also die letztlich maßgebliche Ebene. Entscheidend ist, dass das Gesamtziel und die jährlichen Emissionszuweisungen, die durch die Lastenteilungs-VO (s.o.) vorgegeben werden, erreicht werden.

III. Anpassungsmechanismen und Progressionsgebot

Deutschland hat sein übergreifendes Treibhausgasreduktionsziel für 2030 bereits erhöht und die Jahresemissionsmengen, die insbesondere der Umsetzung der Lastenteilungs-VO dienen, hieran angepasst. Um auch weiterhin sicherzustellen, dass die Jahresemissionsmengen etwaigen neuen, europäischen Vorgaben entsprechen, sieht § 4 Abs. 1 S. 5 KSG vor, dass die Bundesregierung die festgelegten zulässigen Jahresemissionsmengen im Lichte möglicher Änderungen der Lastenteilungs-VO und der Emissionshandelsrichtlinie überprüft und, soweit dies erforderlich erscheint, spätestens sechs Monate nach deren Inkrafttreten einen Gesetzgebungsvorschlag zur Anpassung der Jahresemissionsmengen vorlegt.

Allein aufgrund des Europäischen Klimagesetzes ist es nicht erforderlich, das Ziel für 2030 anzupassen, da es sich hierbei um ein

[37] Deutscher Bundestag, Drucksache 19/14337, S. 41 f. zu Anlage 2.

[38] Die Aufteilung in Jahresemissionsmengen wird ggf. aber auch entfallen: Nach § 4 Abs. 7 S. 2 und 3 KSG muss die Bundesregierung im Jahr 2028 untersuchen, „ob in der Zeit ab dem Jahr 2031 im Lichte dieser Entwicklungen [Anm.: Entwicklung der CO_2-Bepreisung innerhalb der Europäischen Union] auf die Zuweisung von zulässigen Jahresemissionsmengen für einzelne Sektoren verzichtet werden kann“, um ggf. einen „entsprechenden Gesetzgebungsvorschlag“ vorzulegen.

EU-weites Ziel handelt. Es ist somit wegen europäischer Prozesse nicht damit zu rechnen, dass das übergreifende deutsche Ziel für 2030 von 65 Prozent erneut angepasst werden muss. Eine freiwillige Neufestlegung durch den Gesetzgeber aufgrund politischer Erwägungen ist daneben aber natürlich stets möglich. Dabei ist zu beachten, dass einmal verankerte Klimaschutzziele zwar erhöht, aber nicht wieder abgesenkt werden können (sog. Progressionsgebot des § 3 Abs. 4 S. 2 KSG).

C. Green Deal

Nach Klärung der Zielsetzung(en) widmet sich das nun folgende Kapitel der Ausbuchstabierung des „Green Deal“ im Einzelnen. Der erste „fertige“ Baustein, das Europäische Klimagesetz, und vier weitere exemplarische Legislativvorschläge aus dem Paket „Fit for 55“ der Kommission werden dazu im Anhang analysiert und in grafisch gehaltenen Übersichten dargestellt. Des Weiteren werden die sonstigen Vorschläge der Kommission vorgestellt und kurz eingeordnet sowie der derzeit ebenfalls laufende Reformprozess der Beihilfeleitlinien für den Klima-, Umweltschutz- und Energiebereich und die Verschränkung der Gesetzgebung mit der sog. Taxonomie skizziert.

I. Exemplarische Rechtsakte des „Green Deal“

Gesetze werden immer in (meist langen und teils schwer lesbaren) Fließtexten abgebildet. Daher haben sich die Beteiligten des Querschnittmoduls „Wirtschaft und Europa“ der dena-Leitstudie in diesem Kapitel für eine Darstellungsform entschieden, die fünf exemplarische Rechtsakte nicht als neuerlichen Fließtext, sondern in einer Form aufbereitet und darstellt, die trotz aller Detailtiefe eine gute Übersichtlichkeit und schnelle Erfassbarkeit gewährleisten soll. Für das Europäische Klimagesetz, die Emissionshandelsrichtlinie, den sog. CBAM, die Energiesteuerrichtlinie sowie die Erneuerbare-Energien-Richtlinie finden sich deshalb jeweils folgende Grafiken im Anhang:

- Ein Steckbrief, der den jeweiligen Rechtsakt gesetzgebungstechnisch und inhaltlich kurz beschreibt,
- eine Bewertungsmatrix, in der in drei thematischen Gruppen jeweils fünf Kriterien geprüft, begründet und bewertet werden sowie
- ein (im Uhrzeigersinn) zu lesendes Sonnendiagramm, das die Bewertung aus dem Durchlauf der Matrix jeweils auf einen Blick zusammenfasst.

Während die Kategorien des Steckbriefes weitgehend selbsterklärend sind und das Sonnendiagramm lediglich der Zusammenfassung dient, soll die Bewertungsmatrix kurz vorgestellt werden.

Dafür wurden insgesamt drei thematische Gruppen geschaffen, die in jeweils fünf Kriterien die Ausrichtung und Ausgestaltung der Rechtsakte analysieren:

- Gruppe 1: „Treibhausgasminderung“, die die CO_2-Vermeidung, die Verbindlichkeit, die Langfristigkeit/Nachhaltigkeit, den Umsetzungsaufwand und die Anschlussfähigkeit/Kohärenz bewertet,
- Gruppe 2: „Erhalt der sozialen Marktwirtschaft“, die die Wettbewerbsfähigkeit, die soziale Ausgewogenheit, das Entstehen eines Marktes für grüne Produkte, die klimafreundliche Investitionslenkung sowie die Stärkung des Binnenmarktes bewertet, sowie
- Gruppe 3: „Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung“, die die globale Wirkung, die Wirkungsspanne, die Vorbildwirkung, die Kompatibilität mit Freihandelsprinzipien und entwicklungspolitische Ziele adressiert.

Alle fünfzehn Merkmale werden mit dem Inhalt ihrer Bewertungsthese in jedem Matrixdurchlauf als Benchmark aufgeführt, sodass ein Abgleich mit der gleich daneben liegenden Begründungsspalte wechselnden Inhalts direkt möglich ist. Darunter findet sich eine Skala mit fünf Stufen von „trifft nicht zu“ bis „trifft zu“, auf der die eigentliche Bewertung verortet wird.

Wichtig für das inhaltliche Verständnis dieser Bewertung ist, dass es sich dabei nicht um Schulnoten oder ähnliche normative Aussagen im engeren Sinne handelt, sondern um eine leicht lesbare und plausibilisierte Verortung von Zielrichtung und Umsetzung der jeweiligen Rechtsakte. Natürlich haben diese jeweils unterschiedliche Ausrichtungen, auf die die Kriterien jeweils stärker oder schwächer zugeschnitten sind. Dennoch können aus der Summe der Bewertungen Beobachtungen und Empfehlungen abgeleitet werden, die dann entsprechend auch Eingang in das Fazit gefunden haben.

II. Sonstige Elemente des „Green Deal“

Neben den im Anhang in den Grafiken analysierten Rechtsakten enthält das Paket „Fit for 55“ weitere Vorschläge, insbesondere aus dem Bereich Energieeffizienz und für den Verkehrssektor. Diese werden im Folgenden ebenfalls vorgestellt. Des Weiteren wird eingegangen auf die in ihren praktischen Auswirkungen kaum zu überschätzende Reform der für Klimaschutzmaßnahmen einschlägigen Beihilfeleitlinien sowie auf die Taxonomie-Verordnung und ihre Verschränkung mit den Gesetzgebungsvorschlägen der Kommission.

1. Vorschläge für die Stärkung der Energieeffizienz

Mit dem Reformvorschlag zur Energieeffizienzrichtlinie[39] wird ein neues verbindliches 2030-Ziel auf EU-Ebene eingeführt: Bis 2030 soll der Energieverbrauch im Vergleich zu 2020 um mindestens 9 Prozent gesenkt werden[40] (Art. 4 Abs. 1). Die nationalen Beiträge sind indikativ. Jeder Mitgliedstaat muss seinen nationalen Beitrag für die Zielerreichung sowie einen indikativen Zielpfad festlegen. Bei Feststellung unzureichender Fortschritte bei der Erfüllung der nationalen Beiträge greifen nun neue Mechanismen, nach denen die Mitgliedstaaten zusätzliche Maßnahmen ergreifen müssen, bspw. die Erhöhung der Energieeinsparverpflichtung oder die Anpassung der Verpflichtungen für den öffentlichen Sektor (Art. 4 Abs. 3).

In dem Vorschlag sind auch neue Ansätze zur Operationalisierung des Efficiency first-Grundsatzes enthalten (Art. 3). Mitgliedstaaten müssen sicherstellen, dass Effizienzlösungen bei wirtschaftlichen und politischen Maßnahmen sowohl im Energie- als auch im Nicht-Energiebereich berücksichtigt werden.

Im öffentlichen Sektor soll der Energieverbrauch um 1,7 Prozent pro Jahr gesenkt werden (Art. 5 Abs. 1). Dies soll unter anderem über eine verpflichtende jährliche Renovierungsquote der Gesamtfläche öffentlicher Gebäude von mindestens 3 Prozent erreicht werden (Art. 6 Abs. 1). Der Geltungsbereich der Renovierungsverpflichtung wird erweitert und gilt für alle öffentlichen Einrichtungen und alle Verwaltungsebenen in allen öffentlichen Tätigkeitsbereichen (einschließlich Gesundheitswesen, Bildung und öffentlicher Wohnungsbau). Die Alternativen, die es den Mitgliedstaaten ermöglichten, ähnliche Energieeinsparungen durch andere Maßnahmen als Renovierungen zu erreichen, sollen gestrichen werden.

Die Bestimmungen für die öffentliche Auftragsvergabe sollen gestärkt werden, indem die Verpflichtung zur Berücksichtigung der Energieeffizienzanforderungen auf alle Ebenen der öffentlichen Verwaltung ausgedehnt und Konditionalitäten in Bezug auf die Kosteneffizienz sowie die technische und wirtschaftliche Durchführbarkeit gestrichen werden (Art. 7). Die Mitgliedstaaten können von öffentlichen Stellen verlangen, dass sie bei der Vergabe öffentlicher Aufträge gegebenenfalls Aspekte der Kreislaufwirtschaft und Kriterien für eine umweltfreundliche öffentliche Beschaffung berücksichtigen (Art. 7 Abs. 5). Öffentliche Auftraggeber können verlangen, dass in den Angeboten das auf den Lebenszyklus bezogene Treibhauspotenzial neuer Gebäude angegeben wird, insbesondere bei neuen Gebäuden mit einer Fläche von über 2.000 Quadratmetern.

Für verschiedene Energiedienstleister, Energieauditoren, Energiemanager und Installateure werden neue und unterschiedliche Qualifikations-, Akkreditierungs- und Zertifizierungssysteme festgelegt (Art. 11). Die Mitgliedstaaten sind verpflichtet, diese Systeme ab Dezember 2024 alle vier Jahre zu aktualisieren (Art. 26 Abs. 4).

Die Überarbeitung der Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden

[39] COM(2021) 558 final, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council On Energy Efficiency (Re-Cast).

[40] Bisher wurde auf 2007 referenziert. Das Ziel entspricht den im Klimazielplan enthaltenen Energieeffizienzzielen von 39% bzw. 36% für den Primär- bzw. den Endenergieverbrauch. Maximaler Primärenergieverbrauch von 1023 Mio. t RÖE (bisher: 1 128 Mio. t RÖE); Maximaler Endenergieverbrauch von 787 Mio. t RÖE (bisher: 846 Mio. t RÖE).

(EPBD)[41] soll im vierten Quartal 2021 erfolgen.

2. Vorschläge für den Verkehrssektor

Neben der Bepreisung von Kraftstoffen über den neuen ETS II setzt die Kommission auch auf andere, teils ordnungsrechtliche Vorgaben für den Verkehrssektor.

Eine Änderung der VO (EU) 2019/631[42] zur Festsetzung von CO_2-Emissionsnormen betrifft neue Pkw und neue leichte Nutzfahrzeuge. Hier wird eine Verschärfung der EU-weiten Flottenziele ab 2030 vorgeschlagen. Die Flotte der neu zugelassenen Pkw muss ihre Emissionen bis 2030 statt um bislang 37,5 Prozent nun um 55 Prozent und bis 2035 um 100 Prozent gegenüber 2021[43] reduzieren. Für neue leichte Nutzfahrzeuge (Kleintransporter) soll das Flottenreduktionsziel für 2030 von -31 Prozent auf 50 Prozent erhöht werden. Ab 2035 sollen die EU-weiten Flottenziele für beide Fahrzeugklassen 100 Prozent betragen (Art. 1). Ab 2030 soll dann der regulatorische Anreizmechanismus für emissionsfreie und emissionsarme Fahrzeuge (Zero and Low Emission Vehicles (ZLEV)) sowie die Ausnahmeregelung für Kleinserienhersteller entfallen (Anhang I, Teil A).

Im Luftverkehr soll der neue Verordnungsvorschlag zur Sicherstellung gleicher Wettbewerbsbedingungen für nachhaltigen Luftverkehr (ReFuelEU Aviation)[44] den Übergang von fossilen Kraftstoffen zu nachhaltigen Kraftstoffen im Luftverkehr unterstützen. Der Vorschlag konzentriert sich auf einen kurzfristigen Markthochlauf und enthält verbindliche Ziele für bestimmte nachhaltige Flugkraftstoffe (Sustainable Aviation Fuels (SAF)). Die Fluggesellschaften werden verpflichtet, bei Abflügen von EU-Flughäfen SAF-beigemischten Flugkraftstoff zu tanken (Art. 5). ReFuelEU Aviation verpflichtet auch die Treibstofflieferanten, von 2030 bis 2050 mehr SAF in Flugzeugtreibstoff zu verwenden (Art. 4). Biokraftstoffe auf Pflanzenbasis, Wasserstoff und Elektrizität sind in dem Verordnungsvorschlag nicht enthalten.

Im Bereich des Seeverkehrs soll der neue Verordnungsvorschlag über die Verwendung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Kraftstoffen im Seeverkehr (ReFuelEU Maritime)[45] die Einführung nachhaltiger Schiffskraftstoffe und emissionsfreier Schiffsantriebstechnologien fördern. Hierfür wird eine Obergrenze für den Treibhausgasgehalt der von Schiffen verwendeten Energie festgelegt (Art. 4, 5). Der Anwendungsbereich erstreckt sich grundsätzlich auf alle Schiffe mit einer Bruttoraumzahl von mehr als 5000, die europäische Häfen anlaufen (Art. 2).

Weiterhin soll eine neue Verordnung[46] verbindliche nationale Ziele für den Aufbau einer ausreichenden Infrastruktur für alternative Kraftstoffe für Straßenfahrzeuge, Schiffe und stationäre Flugzeuge festlegen. Im Bereich E-Mobilität sollen für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge bis 2025 alle 60 Kilometer mindestens 300 kW Leistung durch Schnellladepunkte, bis 2030 600 kW Leistung auf dem Kernnetz des transeuropäischen Verkehrsnetzes (Trans-European network for transport (TEN-T)[47]) installiert werden. Auf dem TEN-T Gesamtnetz gelten die

[41] Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung), ABl. L 153 vom 18.6.2010, S. 13.

[42] COM(2021) 556 final, Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2019/631 as regards strengthening the CO2 emission performance standards for new passenger cars and new light commercial vehicles in line with the Union's increased climate ambition.

[43] Hintergrund des neuen Referenzzeitpunktes ist die Änderung der Messverfahren: Der spezifische CO_2-Wert wird im Rahmen der Typgenehmigung auf dem Rollenprüfstand noch bis zum Jahr 2021 gegenüber dem Zielwert im Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) geprüft. Ab dem Jahr 2022 basiert der Wert auf dem weltweit harmonisierten Prüfverfahren WLTP.

[44] COM(2021) 561 final, Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on ensuring a level playing field for sustainable air transport.

[45] COM(2021) 562 final, Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport and amending Directive 2009/16/EC.

[46] COM(2021) 559 final, Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council.

[47] Begriffsbestimmung gemäß Art. 9 und 38 der Verordnung (EU) Nr. 1315/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2013 über Leitlinien der Union für den Aufbau eines transeuropäischen Verkehrsnetzes und zur Aufhebung des Beschlusses Nr. 661/2010/EU, zuletzt geändert durch Delegierte Verordnung (EU) 2019/254 der Kommission vom

gleichen Ziele bis 2030 bzw. 2035 (Art. 3). Für schwere Nutzfahrzeuge sollen auf dem TEN-T Kernnetz bis 2025 alle 60 Kilometer mindestens 1400 kW, bis 2030 mindestens 3500 kW installiert werden (Art. 4). Für Wasserstoffbetankung sollen für alle Fahrzeugklassen alle 150 Kilometer entlang des TEN-T-Kernnetzes und an jedem städtischen Knotenpunkt eine Tankstelle bereitgestellt werden (Art. 6).

3. Reformprozess der Beihilfeleitlinien

Eine weitere wichtige Reform stellt der am 7. Juni 2021 vorgestellte Überarbeitungsvorschlag der Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien dar. Obschon die Leitlinien keinen Gesetzescharakter haben, entfalten sie als selbstbindendes Innenrecht der Kommission dennoch hohe praktische Relevanz im Rahmen der Beihilfenkontrolle. Beihilfen sind grundsätzlich verboten und nur in bestimmten Fällen möglich (Art. 107 AEUV). Ob ein solcher Ausnahmefall vorliegt, wird durch die Kommission geprüft. Die Kriterien, die sie bei der Beurteilung von Beihilfen aus bestimmten Bereichen anwendet, legt die EU-Kommission in Leitlinien selbst fest. Im Bereich von Umwelt- und Energiemaßnahmen fallen viele Maßnahmen in den Anwendungsbereich der Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien (UEBLL)[48], nunmehr Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien (KUEBLL) [49].

Die Entwurfsfassung der überarbeiteten Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien (KUEBLL) ist auf neue Bereiche (Biodiversität, saubere Mobilität und Kohleausstieg) und Technologien (Wasserstoff, fossile Energieträger) ausgeweitet worden.

Ebenso enthält der Vorschlag Angleichungen, die mehr Kohärenz mit den einschlägigen EU-Rechtsvorschriften in den Bereichen Umwelt und Energie herstellen sollen. Dies betrifft etwa das EU-Klimagesetz, die Taxonomie-Verordnung[50] sowie verschiedene Rechtsakte des sog. EU-Winterpakets[51].

Die allgemeinen und spezifischen Vereinbarkeitskriterien für Maßnahmen wurden neu strukturiert. Für den Industriesektor sind dabei Kapitel 4.1 und 4.11 von besonderer Relevanz.

So wurde ein neues Kapitel 4.1 für Beihilfen zur Verringerung und zum Abbau von Treibhausgasemissionen geschaffen. In diesem Abschnitt sind die Vereinbarkeitskriterien für Beihilfemaßnahmen festgelegt, die in erster Linie auf die Verringerung der Treibhausgasemissionen abzielen; dazu zählen Beihilfen für die Erzeugung erneuerbarer und CO_2-armer Energie, Energieeffizienzbeihilfen, einschließlich hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung, Beihilfen für die Abscheidung, Speicherung und Nutzung von CO_2 sowie Beihilfen zur Verringerung bzw. Vermeidung von Emissionen aus Industrieprozessen. Die förderfähigen Technologien sind damit denkbar offen gefasst. Eine separate Förderung von erneuerbaren Energien ist weiterhin möglich, insbesondere aber für die Ausgestaltung technologiespezifischer Ausschreibungen sind die Anforderungskriterien erhöht worden.

Beihilfen in Form von Ermäßigungen der Stromabgaben für energieintensive Unternehmen sind in Kapitel 4.11 zusammengefasst. Im Anwendungsbereich erfasst sind Unternehmen mit 20 Prozent Stromintensität und 10 Prozent Handelsintensität auf Unionsebene, bzw. 80 Prozent Handelsin-

9. November 2018 zur Anpassung des Anhangs III der Verordnung (EU) Nr. 1315/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates über Leitlinien der Union für den Aufbau eines transeuropäischen Verkehrsnetzes, ABl. EU Nr. L 43 vom 14.02.2019. Zur Veranschaulichung findet sich eine interaktive TEN-T Karte unter https://ec.europa.eu/transport/infrastructure/tentec/tentec-portal/map/maps.html.

[48] KOM, Mitteilung "Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020", Abl. EU Nr. C 200 vom 28.06.2014, S. 1.

[49] KOM Mitteilung, Entwurfsfassung, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022, 07.06.2021, https://ec.europa.eu/competition-policy/public-consultations/2021-ceeag_en.

[50] Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juni 2020 über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/2088, L 198/13.

[51] Das EU-Winterpaket wurde am 30.11.2016 veröffentlicht und enthielt neue klima- und energiepolitische Ziele bis 2030. Es umfasste acht Rechtsakte, dazu zählten Vorschläge zur besseren Koordinierung nationaler Energiepolitiken, zur Reform der Richtlinien für Energieeffizienz und zur Förderung erneuerbarer Energien sowie zum Strommarktdesign.

tensität und 7 Prozent Stromintensität. Vorgesehen sind nun mindestens 25 Prozent Eigenbeteiligung (statt bislang 15 Prozent). Die Härtefallregelung ist dafür nun schon bei 1,5 Prozent Bruttowertschöpfung möglich (bislang 0,5 Prozent).

Bei allem Bemühen der Kommission, in den neuen KUEBLL Kohärenz zu den eigentlichen sekundärrechtlichen, also gesetzlichen Regelungen herzustellen, fällt doch auf, dass sich hier auch eine Regelsetzung zu verselbstständigen droht, an der Parlament und Rat nicht beteiligt sind. Die Vorgaben des KUEBLL-Entwurfs für das Förderdesign erneuerbarer Energien etwa sollten nicht über das hinausgehen, was die Erneuerbare-Energien-Richtlinie in ihrem Art. 4 vorsieht. Etwa die Ausnahmen zugunsten einer technologiespezifischen Förderung und einer regionalen Diversifizierung sollten von einem gemeinsamen Verständnis getragen und einheitlich formuliert und gehandhabt werden. Wenn die Beihilfeleitlinien hier strenger sind als das eigentliche Fachrecht, spricht das nicht für mehr Kohärenz, sondern erschwert den Mitgliedstaaten die Konfiguration eines verlässlichen Förderdesigns[52].

4. Taxonomie

Ein Baustein, auf den sich die Gesetzgebung des Pakets „Fit for 55“ und auch die KUEBLL nicht selten beziehen, ist die sog. Taxonomie[53]. Die Taxonomie-Verordnung ist bereits vor dem „Green Deal“ im Rahmen der Sustainable Finance Strategie geplant worden und letztes Jahr in Kraft getreten.

Im Rahmen des „Green Deal“ nimmt sie aber aus zwei Gründen eine wichtige Rolle ein: erstens durch die zunehmende Verschränkung mit anderen Rechtsakten durch Verweis auf die Taxonomie-Verordnung hinsichtlich der jeweils zu erfüllenden Nachhaltigkeitskriterien und zweitens durch die aufgrund der Taxonomie-Verordnung erlassenen delegierten Rechtsakte zur konkreten Klassifizierung der Tätigkeiten. Hierzu hat die Kommission am 21.04.2021 im Rahmen ihres „Aprilpakets“ Sustainable Finance[54] per delegiertem Rechtsakt[55] die erste Reihe technischer Evaluierungskriterien eingeführt, mit denen festgelegt wird, welche Tätigkeiten wesentlich zu den Umweltzielen Klimaschutz und Klimawandelanpassung beitragen.

Die Kriterien werden regelmäßig erweitert und aktualisiert. Für dieses Jahr sind etwa noch delegierte Rechtsakte in den Bereichen Landwirtschaft und Erdgas geplant[56].

[52] Entsprechend kritisch fällt die Stellungnahme der Bundesregierung zum Entwurf der KUEBLL vom 17.08.2021 aus, die unter Ziff. 9 etwa fordert „Konsistenz mit dem einschlägigen EU-Sekundärrecht“ herzustellen.

[53] Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juni 2020 über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/2088, Abl. EU Nr. L 198/13 vom 22.06.2020.

[54] Siehe Pressemitteilung vom 21.04.2021, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_1804.

[55] Entwurf, C/2021/2800 final, Delegierte Verordnung (EU) der Kommission vom 4.6.2021 zur Ergänzung der Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung der technischen Bewertungskriterien, anhand deren bestimmt wird, unter welchen Bedingungen davon auszugehen ist, dass eine Wirtschaftstätigkeit einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz oder zur Anpassung an den Klimawandel leistet, und anhand deren bestimmt wird, ob diese Wirtschaftstätigkeit erhebliche Beeinträchtigungen eines der übrigen Umweltziele vermeidet.

[56] Q&A Delegierter Rechtsakt zur EU-Klimataxonomie, 21.04.2021, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_21_1805.

D. Fazit

Mit dem „Green Deal“ hat die Kommission erstmals eine aufeinander abgestimmte und instrumentell unterfütterte Strategie für die Jahrhundertaufgabe Klimaschutz vorgelegt. Insbesondere der durch das Klimagesetz vorgegebene Rahmen und die auf Governance-Mechanismen gestützte Einhaltung der Vorgaben sind unerlässliche Bausteine für das Funktionieren der gewählten Zielarchitektur. Dennoch gilt: Eine Zielgovernance allein vermeidet als solche noch keine einzige Tonne CO_2. Dafür bedarf es einer Reihe von gut aufeinander abgestimmten Instrumenten. Mit dem Paket „Fit for 55“ hat die Kommission erste Vorschläge auf den Tisch gelegt, wie ein solcher Instrumentenbaukasten aussehen könnte, der übrigens gegen Ende des Jahres noch um Vorschläge für das sog. Gaspaket und zur Gebäudeeffizienz ergänzt werden wird.

I. Spannungsfelder anerkennen

Die Beschäftigung mit den exemplarischen Rechtsakten des „Fit for 55“-Pakets hat gezeigt, dass die EU bei der gewählten Umsetzung und angesichts der vielfältigen formellen und inhaltlichen Anforderungen auf Spannungsfelder trifft, die ihrem Wesen nach zunächst in der Natur der Sache zu liegen scheinen, deren bloße Existenz aber auch nicht dazu führen kann, dass der Gesetzgeber gänzlich passiv bleiben oder auf eine Entscheidung in die eine oder andere Richtung verzichten müsste.

So sorgt ein einheitliches europäisches Vorgehen zwar für Koordinierung und Einheitlichkeit im Binnenmarkt, allerdings sind die Gesetzgebungsverfahren und sich eventuell anschließende mitgliedstaatliche Umsetzungsprozesse vergleichsweise langwierig und es dauert meist mehrere Jahre, bis eine neue Regelung tatsächlich greift und gelebt wird.

II. Zeitnah handeln

Auch ein gestuftes Einphasen von neuen Instrumenten oder Preisniveaus, um sicherzustellen, dass die betroffenen Adressaten – wie beim CBAM oder dem ETS II – keinen Disruptionen unterliegen und erst eine Routine aufbauen können, mag nachvollziehbar und wichtig sein, kostet aber Zeit auf dem Weg zum eigentlichen „Vollprogramm“ und zum tatsächlichen Erreichen des Ziels der Klimaneutralität. Daher sollten alle Umsetzungszeiträume und Implementierungsphasen nochmals auf daraufhin geprüft werden, ob sie sich nicht doch noch beschleunigen lassen. Insbesondere bei der Erneuerbare-Energien-Richtlinie leuchtet nicht auf Anhieb ein, warum diese erst Ende 2024 umgesetzt sein muss. Dies gilt umso mehr, da die Erfahrung lehrt, dass ohnehin nicht alle Mitgliedstaaten – übrigens auch Deutschland – immer fristgemäß umsetzen.

III. Abstimmung suchen

Ablesbar ist auch, dass neue Vorkehrungen gegen Carbon Leakage im Sinne des Absicherns der internationalen Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen zum einen zwar den eigenen Klimazielen nach außen Biss verleihen mögen, dass diese zum anderen aber zu Konflikten mit internationalen Handelspartnern führen können. Dies selbst dann, wenn die Ausgestaltung seitens der Kommission ernsthaft darauf angelegt ist, den Regelwerken der WTO zu entsprechen und demnach keinen offenen Protektionismus verfolgt[57].

Naheliegend wäre hier, dass die EU die Bemühungen der WTO stärkt, nicht nur wieder zu einer nennenswerten Plattform der rechtsförmigen Streitbeilegung, sondern auch zu einem neuen Forum des koordi-

[57] Zur Vertiefung etwa *Nysten*, Eine EU CO2-Bepreisung für internationale Importe, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 52 vom 23.06.2021, abrufbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2021/06/Stiftung_Umweltenergierecht_WueBerichte_52_Hintergrundpapier_CBAM-3.pdf.

nierten Austauschs zu gemeinschaftlich anerkannten oder international standardisierten Klimaschutzinstrumenten zu werden[58]. Dabei geht es um das Finden einer gemeinsamen handelspolitischen Sprache, die Verständigung auf anerkannte Instrumente und Accountingregeln für Emissionen[59] überhaupt erst ermöglicht. Etwa: Soll es Grenzausgleichszölle nur dann geben können, wenn der jeweilige Handelsblock auch nach innen einen CO_2-Preis etabliert hat oder reicht es aus, ambitionierte Klimaschutzziele zu haben und diese lediglich mit Fördermaßnahmen und/oder Ordnungsrecht umzusetzen[60]? Auch wenn sich jenseits der WTO andere Kooperations- oder Gesprächsformate, wie etwa ein Klimaclub[61], anbahnen sollten, führt an der Klärung solcher Fragen kein Weg vorbei.

IV. Partnerschaften aufbauen

Dass die EU mit ihren Vorhaben die Erreichung der eigenen Ziele adressiert und ihre Maßnahmen primär auf eine Wirkung innerhalb des Binnenmarktes zielen, liegt in ihrer Natur, handelt es sich doch um selbst gestellte Hausaufgaben, die – wenig überraschend – am heimischen Schreibtisch gelöst werden müssen. Auffallend ist bei aller Kooperationsrhetorik und betonten Gesprächsbereitschaft allerdings, dass es in den Vorschlägen so gut wie keine materiellen Vorschriften gibt, die auf eine strukturelle Zusammenarbeit mit Schwellen- und Entwicklungsländern oder die Etablierung nachhaltiger Energiepartnerschaften mit Drittstaaten zielen. Selbst die seit Jahren bestehenden, aber brach liegenden Vorgaben für Kooperationsmechanismen in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie für EE-Projekte zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern bleiben unverändert und werden wohl auch künftig nicht mit Leben gefüllt. Zudem: Wenn die EU ein starker Zielmarkt für grünen Wasserstoff werden möchte, muss sie auch über einheitliche Mindestanforderungen eine internationale Produktstandardisierung verfolgen, die unabhängig vom späteren Einsatzpfad zur Herausbildung einer handelbaren Commodity führen kann.

Da das Paris-Ziel, auf das die EU mit ihrem Beitrag hinarbeitet, nur gemeinsam von allen Weltregionen erreicht werden kann, ist es unerlässlich, dass die EU ihren „Green Deal“ auch mit einer außen- und entwicklungspolitischen Offensive verbindet, die strategisch ausgewählte Drittstaaten aktiv und nachhaltig bei ihrer Transformation unterstützt. Als „Musterschülerin“ darf sich die EU nicht nur als Vorbild für andere empfehlen, sondern muss entsprechend ihres wirtschaftlichen Gewichts und Knowhows auch außerhalb des Binnenmarktes aktiver werden. Die für Anfang nächsten Jahres angekündigte Strategie der Kommission für eine Energieaußenpolitik der EU[62] darf daher mit Spannung erwartet werden.

V. Kohärent bleiben

Nicht zuletzt fällt auf, dass der beachtliche Partizipations- und Folgenabschätzungsaufwand in der europäischen Gesetzgebung mit den üblichen Konsultationen, dem Impact Assessment sowie den sich an die Vorschläge der Kommission anschließenden Verhandlungsrunden zwischen den Mitgliedstaaten im Rat, dem Europäischen Parlament und der Kommission (Trilog) in einem auffälligen Kontrast stehen zu den Möglichkeiten der Kommission, im

[58] Wie dies aussehen könnte, hat WTO Deputy Director-General *Alan Wolff* skizziert: https://www.wto.org/english/news_e/news21_e/ddgaw_14jan21_e.htm.

[59] Siehe etwa *Gielen/Thioye/Boshell*, CBAM needs universal adoption of methods for measuring carbon intensity, Energypost vom 31. August 2021, https://energypost.eu/cbam-needs-universal-adoption-of-methods-for-measuring-carbon-intensity/.

[60] Vgl. zur Debatte just dazu in den USA https://www.nytimes.com/2021/07/19/climate/democrats-border-carbon-tax.html.

[61] Zuletzt ins Spiel gebracht durch den Wissenschaftlichen Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Ein CO_2-Grenzausgleich als Baustein eines Klimaclubs, v. 22.02.2021 und das Konzeptpapier „Schritte zu einer Allianz für Klima, Wettbewerbsfähigkeit und Industrie – Eckpunkte eines kooperativen und offenen Klimaclubs“ von BMF, AA, BMWi, BMU und BMZ, das das Bundeskabinett am 25. August 2021 zwar nicht beschossen, aber diskutiert hat. In letzterem heißt es ganz am Ende ausdrücklich: „Vorrangig sind Maßnahmen auf WTO-Ebene, insbesondere im Rahmen der ‚Trade and Environmental Sustainability Structured Discussions (TESSD)‘“.

[62] Vgl. https://www.welt.de/wirtschaft/article233134509/Wasserstoff-aus-der-Wueste-Das-ist-Europas-neuer-Energie-Plan.html.

Rahmen der allein von ihr erlassenen Beihilfeleitlinien eine „Parallelgesetzgebung“ aufzubauen. Dies gilt gerade vor dem Hintergrund, dass die Beihilfeleitlinien trotz ihres Charakters als rein behördeninternes Recht eine nicht zu unterschätzende faktische Wirkung entfalten und viele Festlegungen im materiellen Recht der Einschränkung unterliegen, nur vorbehaltlich der Beihilfenkontrolle zu gelten.

Hier liegt es – bei einer faktischen Ohnmacht der Mitgliedstaaten – allein an der Kommission selbst, ihre legislative Rolle als Initiatorin neuer Gesetzgebung mit ihrer exekutivischen Rolle als Hüterin des Beihilfeverbotes so auszutarieren, dass in Gänze ein widerspruchsfreier und hinreichend vorhersehbarer Ordnungsrahmen besteht, der die Mitgliedstaaten in die Lage versetzt, eine zu ihren Bedürfnissen passende Politik zu betreiben, die erfolgreich auf das gemeinsame Ziel der Klimaneutralität bis 2050 einzahlt.

VI. Mehrwert einbringen und Spielräume nutzen

Nachdem Deutschland seine Klimaziele jüngst – infolge einer Nachhilfestunde beim Bundesverfassungsgericht – ambitionierter und planbarer gefasst hat, muss es diese nun ebenfalls instrumentell unterfüttern. Dafür kann und muss Deutschland auch auf ein Instrumentarium zurückgreifen, das die EU zur Verfügung stellt – vor allem die CO_2-Bepreisung, aber auch ordnungsrechtliche Vorgaben. Wichtig für die anstehenden Verhandlungen zum „Fit for 55“-Paket ist deshalb, dass Deutschland die Maxime der Kommission unterstützt, die gemachten Vorschläge nur dann zur Diskussion zu stellen, wenn zugleich ein Gegenvorschlag gemacht wird, der das gleiche Emissionssenkungspotenzial hat. Das heißt, einzelne Bausteine können nicht beliebig herausverhandelt oder blockiert werden, wenn die Lücke, die sie hinterlassen, nicht gleichwertig gefüllt wird.

Daneben hat Deutschland die Aufgabe, seine Energiewende-Erfahrungen und eigene Folgeabschätzungen fachlich einzubringen. Beispielhaft deutlich wird dies etwa bei der Frage, inwieweit es künftig verpflichtend sein soll, Herkunftsnachweise (HKN) auch für geförderten Grünstrom auszustellen. Die Kommission schlägt dies ausdrücklich vor, u.a. um Unternehmen den Zugang zu Grünstrom-PPAs zu erleichtern. Würde dies allerdings unkonditioniert auch für den Strom aus allen über das EEG geförderten Altanlagen gelten, würde der europäische HKN-Markt geflutet. Folge wäre nicht nur ein entsprechender Preisverfall, sondern auch eine Verzögerung des Übergangs aus dem Förderrahmen in den Markt, weil eine ansonsten exklusive Einnahmequelle für nicht geförderte Anlagen entfiele. Um eine solche (ungewollte) Konsequenz zu verhindern, bedarf es der Differenzierung. Hier ist Augenmaß erforderlich, das – dank ihrer stärkeren Anwendernähe – von den Mitgliedstaaten eingebracht werden muss.

Zudem wird durch die Analyse der einzelnen Rechtsakte des „Fit for 55“-Pakets klar, dass einerseits zwar die EU immer maßgeblicher dafür wird, die Instrumente auf dem Weg zur Klimaneutralität vorzugeben. Dies bedeutet andererseits aber nicht, dass Deutschland keine Gestaltungsmacht mehr hätte. Denn zur Umsetzung des Gesetzespakets ist die EU größtenteils auf die Mitgliedstaaten angewiesen. Deutschland sollte hier die bestehenden Spielräume ambitioniert ausfüllen, um die eigenen Klimaziele zu erreichen und eine führende Rolle innerhalb der EU-Mitgliedstaaten einzunehmen.

E. Anhang: Steckbriefe und Bewertungen

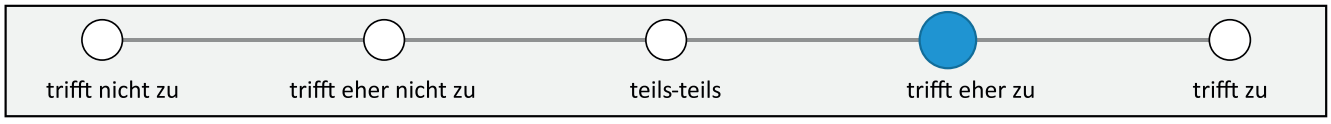
I. Europäisches Klimagesetz

Steckbrief

Kurztitel	**Europäisches Klimagesetz**
Langtitel	Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“)
Fassung	Finale Beschlussfassung vom 30.06.2021, erschienen im Amtsblatt der Europäischen Union vom 9.7.2021
Rechtsnatur	Verordnung
Modus	Neuer Rechtsakt
Gesetzgebungsverfahren	Ordentliches Verfahren (Mehrheitsbeschluss)
Inkrafttreten	29.7.2021
Umsetzung	Verordnung gilt unmittelbar
Ziel(e)	Die Verordnung etabliert den Rahmen für das Erreichen der Klimaneutralität der EU bis 2050, u.a. indem ein neues Emissionsreduktionziel für 2030 sowie Vorgaben für ein Ziel für 2040 gesetzt werden und ein entsprechender Berichts- und Kontrollmechanismus etabliert wird.
Kerninhalte	▸ Es soll bis 2050 Klimaneutralität erreicht werden, das heißt, die unionsweit geregelten Treibhausgasemissionen und deren Abbau müssen bis dahin ausgeglichen sein (Art. 2 Abs. 1). Nach 2050 werden Negativemissionen angestrebt (Art. 2 Abs. 1 a.E.). Union und Mitgliedstaaten sind verpflichtet, notwendige Maßnehmen zu treffen (Art. 2 Abs. 2) ▸ Für 2030 wird das Reduktionsziel der Nettotreibhausgasemissionen auf 55 % erhöht (Art. 4 Abs. 1 Uabs. 1). ▸ Das Zwischenziel für 2040 wird spätestens 6 Monate nach der ersten globalen Bestandsaufnahme 2023 im Rahmen des Pariser Übereinkommens von der Kommission vorgeschlagen (Art. 4 Abs. 3). Die Kommission hat zeitgleich ein indikatives Treibhausgasbudget für den Zeitraum 2030 bis 2050 zu veröffentlichen (Art. 4 Abs. 4 und 5). Zudem erfolgt eine Überprüfung der Verordnung und Berichterstattung durch die Kommission innerhalb von sechs Monaten nach jeder globalen Bestandsaufnahme (Art. 11) sowie ggf. eine Anpassung des Ziels für 2040 nach der zweiten globalen Bestandsaufnahme 2028 (Art. 4 Abs. 6). ▸ Neugründung eines europäischen wissenschaftlichen Beirats für Klimawandel, der u.a. wissenschaftliche Beratung vornimmt und Berichte über bestehende und vorgeschlagene Maßnahmen, Klimaziele und indikative Treibhausgasbudgets der Union erstellt (Art. 3). ▸ Einführung eines Berichts-, Kontroll- und Bewertungsmechanismus für die EU insgesamt sowie die einzelnen Mitgliedstaaten, eingebettet in die Vorgaben der Governance-Verordnung(Art. 6, 7 und 8).

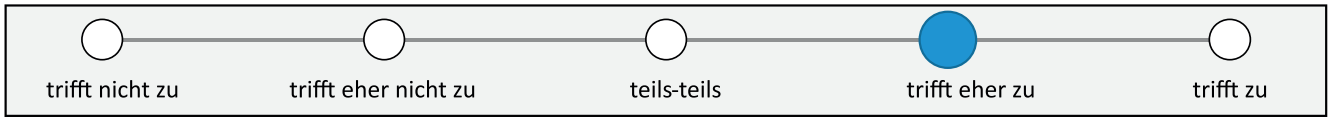
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.1 „CO2-Vermeidung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
CO2-Vermeidung	**Der Rechtsakt lässt einen signifikanten Beitrag zur CO2-Reduktion erwarten.** Der Rechtsakt trägt zur Vermeidung oder Reduktion von CO2-Emissionen bei, bspw. durch die Substitution von Energieträgern oder durch die Umstellung von Prozessen.	Verankert übergeordnete (Zwischen-)ziele. Gibt Rahmen für alle anderen Rechtsakte vor. Sieht Überwachungs-mechanismen vor (siehe „Verbindlichkeit“). Aber: Hier noch keine Instrumente für unmittelbare Emissions-minderung.



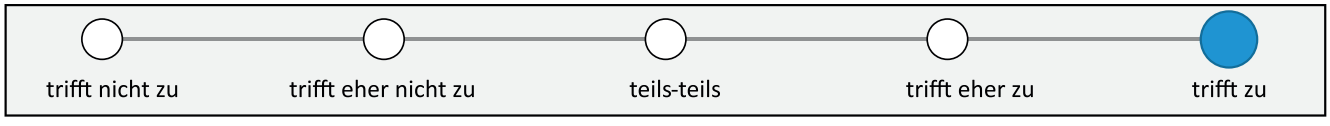
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.2 „Verbindlichkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Verbindlichkeit	**Der Rechtsakt wirkt durch verbindliche Vorschriften darauf hin, dass die gesetzten Ziele eingehalten werden.** Die EU, die Mitgliedstaaten oder sonstige Akteure werden durch konkrete Maßnahmen und Sanktionsmöglichkeiten zur Einhaltung des Ziels verpflichtet.	Die Europäische Kommission hat die Pflicht, die Maßnahmen der EU und der Mitgliedstaaten auf die Vereinbarkeit mit den Zielen in Fünfjahresintervallen zu überprüfen. Den Mitgliedstaaten werden im Zweifel Empfehlungen ausgesprochen, die diese umsetzen sollen.



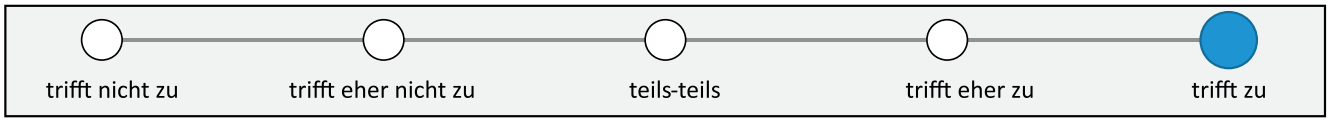
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.3 „Langfristigkeit/Nachhaltigkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Langfristigkeit/ Nachhaltigkeit	**Die CO2-Vermeidung besteht dauerhaft.** Die Umsetzung lässt eine stetige CO2-Emissionsreduktion erwarten. Es besteht ein dauerhaft sinkendes Emissionsniveau, insbesondere lässt die Maßnahme keine besondere Risikoanfälligkeit ggb. mgl. externen Störeffekten erkennen.	Ziel ist ausdrücklich eine irreversible Reduktion anthropogener Treibhausgasemissionen an den Emissionsquellen und durch das Erschließen von Senken. Für die Zeit nach 2050 werden Negativemissionen angestrebt.



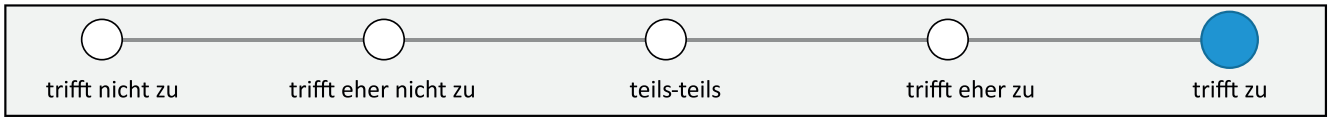
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.4 „Umsetzungsaufwand“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Umsetzungsaufwand	**Der Rechtsakt ist zeitnah und einfach umsetzbar.** Einer zeitnahen Umsetzung des Rechtsaktes stehen keine gesetzgebungstechnischen, administrativen oder sonstigen Hindernisse im Wege.	Als EU-Verordnung gilt das Klimagesetz unmittelbar und bedarf keiner weiteren Umsetzung durch die Mitgliedstaaten.



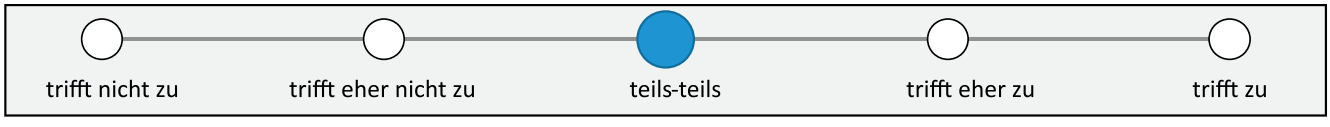
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.5 „Kohärenz und Anschlussfähigkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Kohärenz und Anschlussfähigkeit	**Der Rechtsakt ist mit bestehender Gesetzgebung kompatibel und fügt sich kohärent in die sonstige Ziel- und Gesetzesarchitektur ein.** Es bestehen keine Vorgaben- oder Zielkonflikte mit anderen Rechtsakten.	Die Europäische Kommission muss alle ihre sonstigen Rechtsakte mit den Zielen des Klimagesetzes abgleichen und darauf abstimmen. Eine enge Verzahnung mit der Klima-Governance-Verordnung ist gegeben.



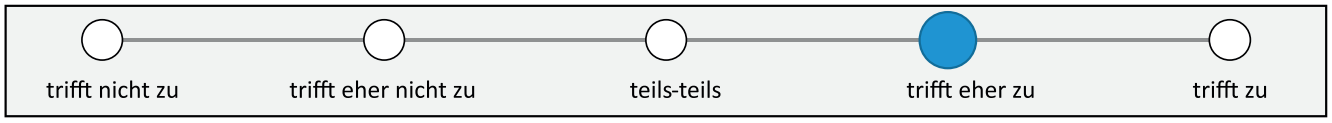
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.1 „Wettbewerbsfähigkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Wettbewerbsfähigkeit	**Der Rechtsakt verfolgt das Ziel der Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft.** Der Rechtsakt berücksichtigt die Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Unternehmen bspw. durch Carbon-Leakage-Schutz, Fördermaßnahmen zur Umstellung auf treibhausgasneutrale Produktionsprozesse, etc.	Planungssicherheit durch übergeordnete Zielsetzung, gibt Pfad für Klimaneutralität und damit Transformation der Wirtschaft vor. Aber: Hier noch keine konkreten, unternehmensspezifischen Carbon-Leakage-Instrumente oder Fördermaßnahmen.



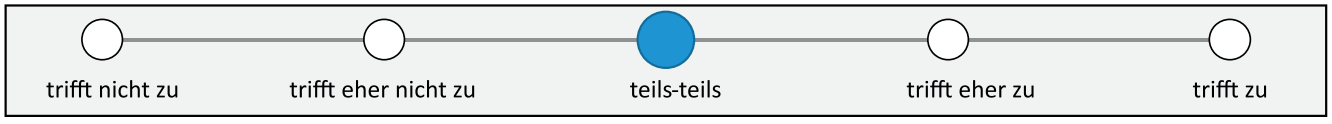
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.2 „Soziale Ausgewogenheit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Soziale Ausgewogenheit	**Der Rechtsakt trägt zur sozialen Ausgewogenheit der Transformation bei.** Der Rechtsakt führt bspw. nicht zu einer einseitigen Kostenweitergabe an Verbraucher, sondern gleicht Mehrausgaben anderweitig aus; Teilhabe und gesellschaftliche Akzeptanz werden gefördert.	Zwar können hier noch keine konkreten Maßnahmen für einen sozialen Ausgleich geregelt werden, allerdings sind breite partizipatorische Prozesse unter Einbindung aller Ebenen zur Aktivierung u.a. der Zivilgesellschaft vorgesehen.



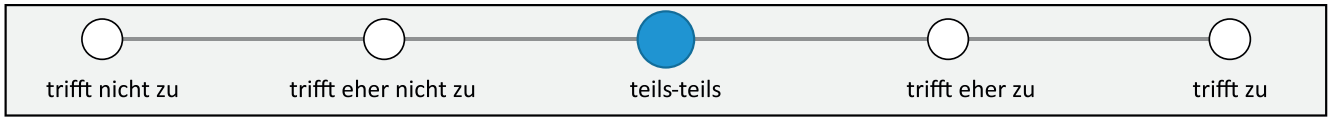
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.3 „Markt für grüne Produkte“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Markt für grüne Produkte	**Der Rechtsakt reizt einen Markt und ein Level-Playing-Field für grüne Produkte an.** Die externen Klimakosten von Produkten werden eingepreist und der THG-Fußabdruck transparent gemacht, wodurch ein Level-Playing-Field für THG-arme Produkte etabliert wird.	Als Instrument der bloßen Zielsetzung ohne konkrete Maßnahmen schafft das Klimagesetz unmittelbar keinen solchen Markt. Allerdings gibt es die Richtung vor, dass in immer stärkerem Maße nur noch diejenigen Produkte am Markt bestehen können, die zielkompatibel sind.



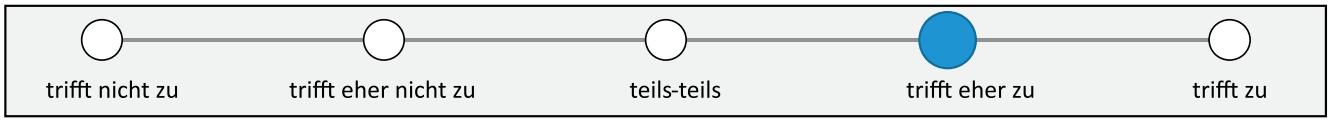
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.4 „Klimafreundliche Investitionslenkung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Klimafreundliche Investitionslenkung	**Der Rechtsakt fördert klimafreundliche Investitionen.** Kapitalströme werden in klimafreundliche Wirtschaftsbereiche und Produktionsverfahren gelenkt.	Eine direkte Investitionslenkung findet hier nicht statt, jedoch können sich Investoren an den langfristigen Zielen orientieren.



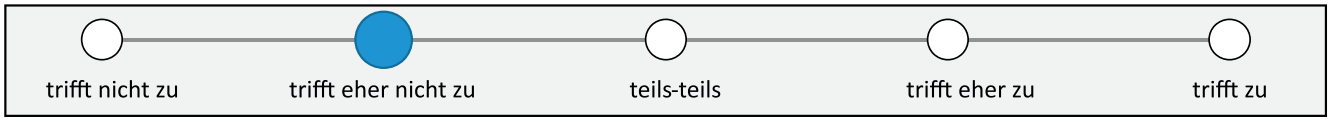
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.5 „Stärkung des (Energie-)Binnenmarktes“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Stärkung des (Energie-)binnenmarktes	**Der Rechtsakt stärkt den (Energie-)binnenmarkt.** Standards innerhalb der EU werden harmonisiert oder angeglichen, die Binnennachfrage gestärkt und die unterschiedlichen Ausgangslagen in den einzelnen Mitgliedstaaten berücksichtigt.	Durch die gemeinsamen Klimaziele existiert ein Orientierungsrahmen für alle Mitgliedstaaten, der erst durch Folgemaßnahmen zu einer Angleichung von Standards führt. Die Maßnahmen der Mitgliedstaaten werden durch die Kommission individuell bewertet.



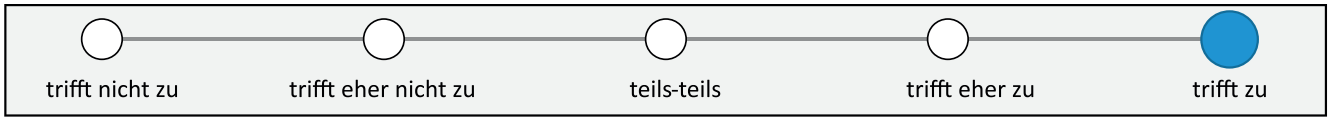
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.1 „Globale Wirkung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Globale Wirkung	**Der Rechtsakt hat einen positiven Einfluss auf die CO2-Minderung in Ländern außerhalb der EU.** Emissionsreduzierungen werden auch außerhalb der EU angereizt.	Kein unmittelbarer Einfluss, da Klimagesetz Ziele mit Wirkung innerhalb der EU vorgibt und keine internationalen Mechanismen vorsieht. Allerdings kann die EU damit ein Vorbild für andere Weltregionen sein (siehe „Vorbildwirkung“).



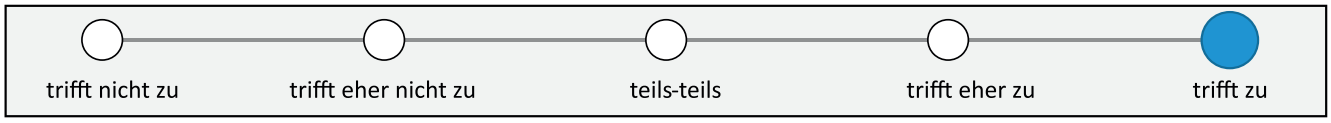
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.2 „Wirkungsspanne“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Wirkungsspanne	**Der Rechtsakt hat eine weitreichende THG-Minderungswirkung.** Der Rechtsakt zielt auf eine möglichst große Hebelwirkung und nicht nur auf eine punktuelle oder sektorspezifische Wirkung.	Das Klimagesetz zielt auf alle Sektoren ab.



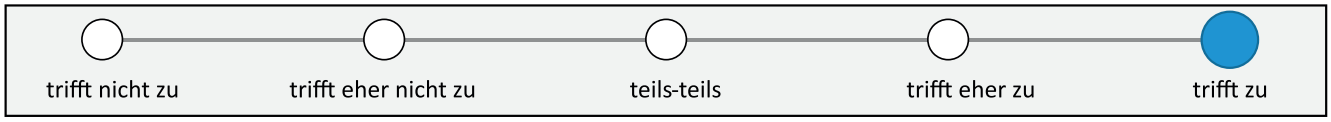
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.3 „Vorbildwirkung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Vorbildwirkung	**Der Rechtsakt hat eine Vorbildwirkung für Länder außerhalb der EU.** Mit dem Rechtsakt stärkt die EU ihre Pionierrolle in der internationalen Gemeinschaft und beweist Handlungsbereitschaft, die auch auf andere Länder ausstrahlt.	Schon mit der Debatte über die Treibhausgasneutralität bis 2050 hat die EU andere Staaten zu vergleichbaren Ambitionen veranlasst. Es erfolgt zudem eine Verknüpfung des Monitorings und der Maßnahmen mit dem Global Stocktake des Paris Abkommens.



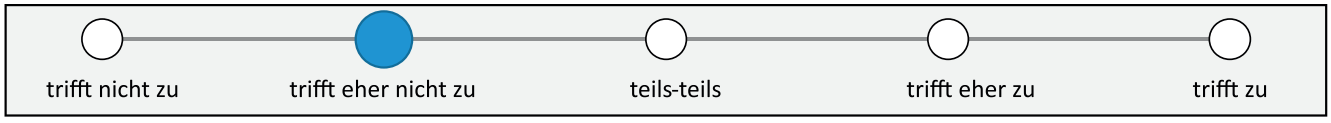
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.4 „Kompatibilität mit Freihandelsprinzipien“

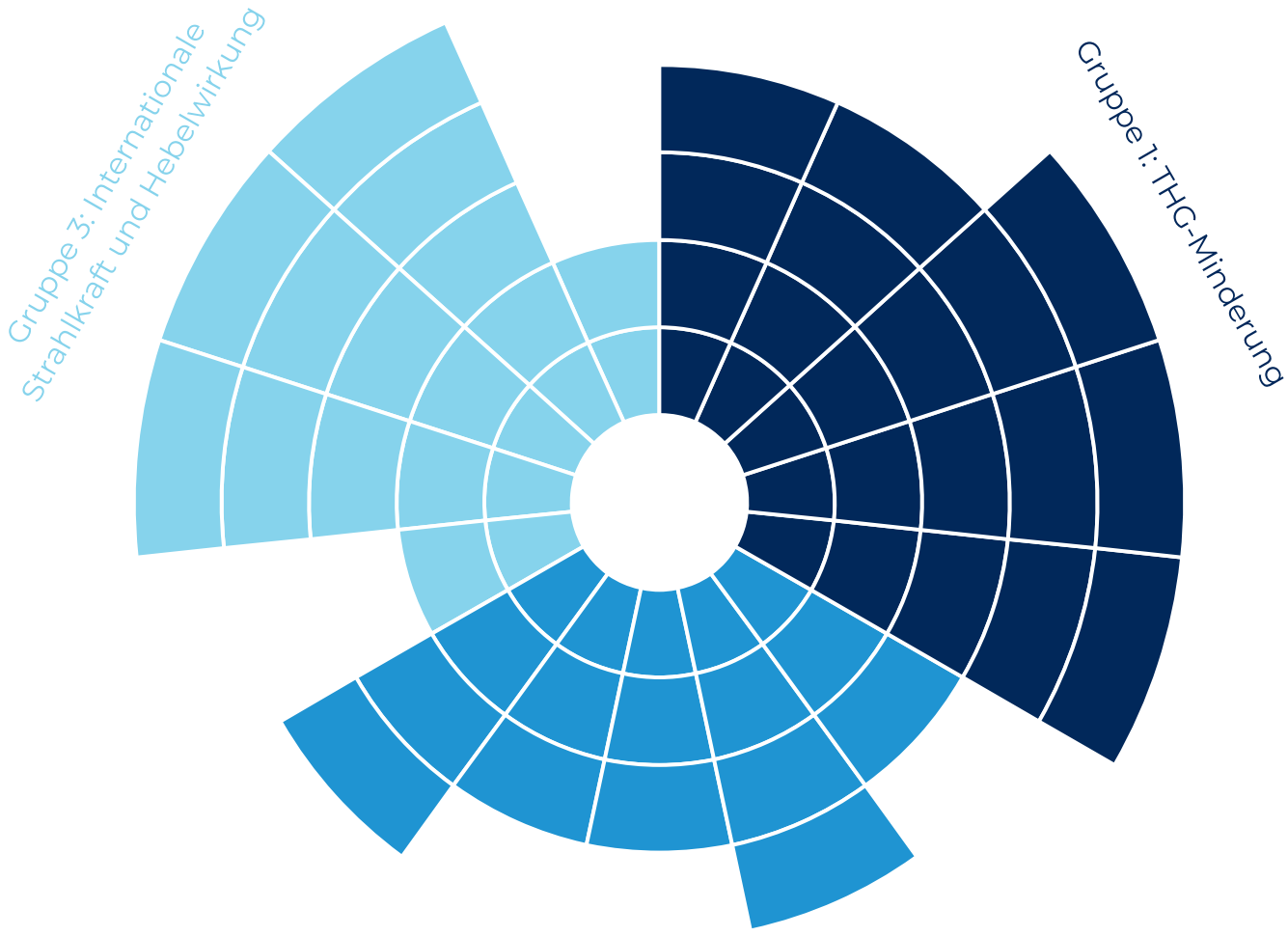
Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Kompatibilität mit Freihandelsprinzipien	**Der Rechtsakt lässt keine internationalen Handelskonflikte erwarten.** Der Rechtsakt wahrt die WTO-Regeln und ist keine protektionistische Maßnahme.	Mangels konkreter Maßnahmen sind durch das Klimagesetz an sich keine Handelsauseinandersetzungen zu erwarten.



Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.5 „Entwicklungspolitische Ziele“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Berücksichtigung entwicklungspolitischer Ziele und Stärkung von Energiepartnerschaften	**Der Rechtsakt unterstützt die entwicklungspolit. Ziele der EU und/oder stärkt ihre Energiepartnerschaften.** Der Rechtsakt berücksichtigt die Belange von Schwellen- und Entwicklungsländern und/oder fördert den Ausbau von strategischen Energiepartnerschaften mit Nicht-EU-Ländern, insbesondere in den Nachbarregionen der EU.	Jenseits der Verzahnung mit dem Paris Abkommen richtet sich das Klimagesetz nur nach innen.





Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft

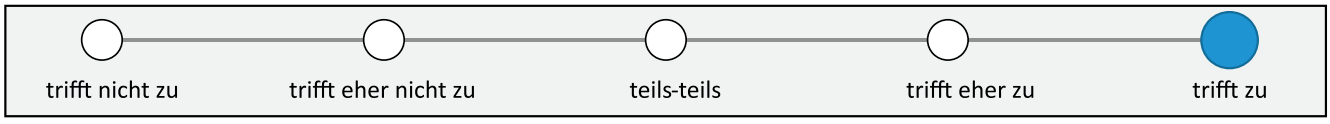
II. ETS-Richtlinie

Steckbrief

Kurztitel	**ETS-Richtlinie**
Langtitel	Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union, Decision (EU) 2015/1814 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and Regulation (EU) 2015/757, COM(2021) 551 final
Fassung	Vorschlag der KOM vom 14. Juli 2021
Rechtsnatur	Richtlinie
Modus	Änderung bestehender Rechtsakte
Gesetzgebungsverfahren	Ordentliches Verfahren (Mehrheitsbeschluss)
Inkrafttreten	20 Tage nach Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union
Umsetzung	Muss von den Mitgliedstaaten erst noch umgesetzt werden bis spätestens 31.12.2023; in D Anpassung des TEHG und des BEHG
Ziel(e)	Die Richtlinie wird an die Klimaziele der EU angepasst, bis 2030 mindestens 55 % der Nettotreibhausgasemissionen ggb. 1990 einzusparen und bis 2050 klimaneutral zu sein, wobei dies in einer kosteneffizienten und einheitlichen Weise erfolgen soll, die die Notwendigkeiten einer fairen Transformation einerseits und den Minderungsbeitrag aller Sektoren andererseits berücksichtigt.
Kerninhalte	▸ Reform des bisherigen ETS ▹ Die Zertifikate werden jährlich um 4,2 % statt 2,2 % verringert (Art. 9). ▹ Der maritime Schifffahrtssektor wird über eine Einführungsphase 2023 bis 2026 stufenweise einbezogen (Art. 3a, Annex I). ▹ Unternehmen, die Energieaudits nicht umsetzen, wird die freie Allokation um 25% gekürzt (Art. 10a Abs. 1 Uabs. 3). ▹ Stufenweises Ausphasen der freien Allokation 2026 bis 2034 um jährlich 10% für Sektoren, die vom CBAM abgedeckt sind (Art. 10a Abs. 1a). ▸ Neuer ETS II für Wärme und Verkehr (Art. 30a-30i) ▹ Adressaten sind die Inverkehrbringer von Kraft- und Heizstoffen (Upstream-Ansatz) (Art. 30b, Annex III). ▹ In der Einführungsphase müssen die Unternehmen über eine Genehmigung zur Emission von THG verfügen und ihre Emissionen für die Jahre 2024 und 2025 melden (Art. 30b und 30f). ▹ Zertifikate müssen erst ab 2026 erworben und abgegeben werden (Art. 30c, 30d und 30e). ▹ Die jährlich auszugebenden Zertifikate werden grds. um 5,15% (ab 2026) bzw. 5,43% (ab 2028) verringert (Art. 30c). ▹ Die Marktstabilitätsreserve soll Preisschocks verhindern (Art. 30h). ▹ Klima-Sozialfonds soll zugunsten vulnerabler Haushalte sowie Emissionsreduktionen im Straßenverkehrs- und Gebäudesektor im Zeitraum 2025 bis 2032 etabliert werden (Art. 30d). ▸ Verwendung der Einnahmen ▹ Die Mitgliedstaaten müssen ihre Mittel ausschließlich für Klimamaßnahmen aufwenden (Art. 10). ▹ Der Innovationsfonds (Art. 10 Abs. 8) und der Modernisierungsfonds (Art. 10d Abs. 1, Art. 10 Abs. 1 Uabs. 3) werden aufgestockt.

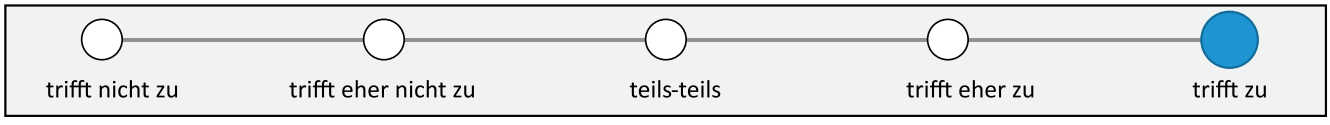
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.1 „CO2-Vermeidung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
CO2-Vermeidung	**Der Rechtsakt lässt einen signifikanten Beitrag zur CO2-Reduktion erwarten.** Der Rechtsakt trägt zur Vermeidung oder Reduktion von CO2-Emissionen bei, bspw. durch die Substitution von Energieträgern oder durch die Umstellung von Prozessen.	Die jährliche Verringerung der Zertifikate im ETS I um 4,2 % und im ETS II um 5,15 bzw. 5,43 % führt zu einer konkret messbaren Emissionsminderung.



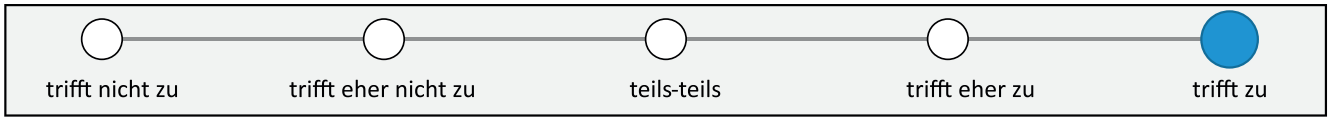
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.2 „Verbindlichkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Verbindlichkeit	**Der Rechtsakt wirkt durch verbindliche Vorschriften darauf hin, dass die gesetzten Ziele eingehalten werden.** Die EU, die Mitgliedstaaten oder sonstige Akteure werden durch konkrete Maßnahmen und Sanktionsmöglichkeiten zur Einhaltung des Ziels verpflichtet.	Die Abgabe des bepreisten Zertifikats ist zwingend vorgeschrieben.



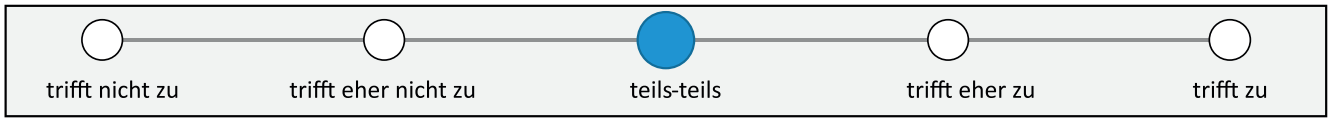
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.3 „Langfristigkeit/Nachhaltigkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Langfristigkeit/ Nachhaltigkeit	**Die CO2-Vermeidung besteht dauerhaft.** Die Umsetzung lässt eine stetige CO2-Emissionsreduktion erwarten. Es besteht ein dauerhaft sinkendes Emissionsniveau, insbesondere lässt die Maßnahme keine besondere Risikoanfälligkeit ggb. mgl. externen Störeffekten erkennen.	Der ETS vollzieht ein konkretes Minderungsbudget durch die Anwendung des linearen Reduktionsfaktors. Störeffekte können durch den Mechanismus der Marktstabilitätsreserve (MSR) aufgefangen werden.



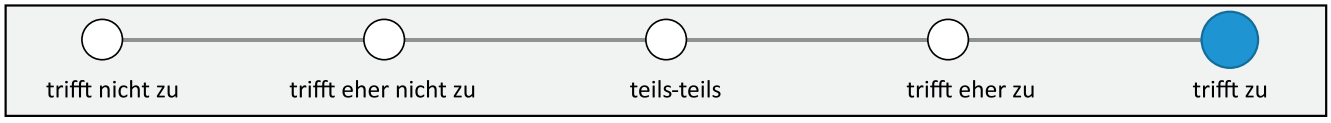
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.4 „Umsetzungsaufwand“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Umsetzungsaufwand	**Der Rechtsakt ist zeitnah und einfach umsetzbar.** Einer zeitnahen Umsetzung des Rechtsaktes stehen keine gesetzgebungstechnischen, administrativen oder sonstigen Hindernisse im Wege.	Als Richtlinie muss der Rechtsakt erst noch durch die Mitgliedstaaten umgesetzt werden. Für den ETS II greift nach einer Einführungsphase das eigentliche Preissignal erst ab 2026. Die Anschlussfähigkeit des ETS II an das BEHG muss erst noch sichergestellt werden.



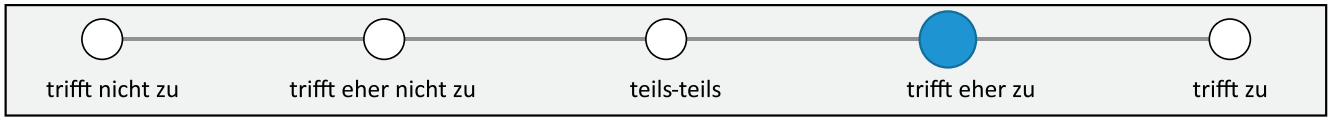
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.5 „Kohärenz und Anschlussfähigkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Kohärenz und Anschlussfähigkeit	**Der Rechtsakt ist mit bestehender Gesetzgebung kompatibel und fügt sich kohärent in die sonstige Ziel- und Gesetzesarchitektur ein.** Es bestehen keine Vorgaben- oder Zielkonflikte mit anderen Rechtsakten.	Es handelt sich um eine Reform des schon bestehenden ETS bzw. um die Schaffung eines neuen ETS für Wärme und Verkehr, der sich aber an den bestehenden Strukturen ausrichtet. Der ETS soll auch künftig das wichtigste Instrument zur Erreichung des EU-Klimaziels sein.



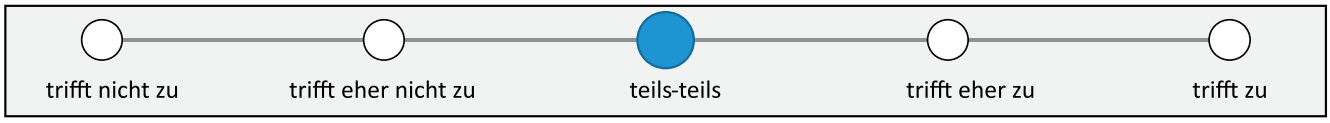
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.1 „Wettbewerbsfähigkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Wettbewerbsfähigkeit	**Der Rechtsakt verfolgt das Ziel der Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft.** Der Rechtsakt berücksichtigt die Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Unternehmen bspw. durch Carbon-Leakage-Schutz, Fördermaßnahmen zur Umstellung auf treibhausgasneutrale Produktionsprozesse, etc.	Die freie Allokation für Industriezweige, die carbon leakage gefährdet sind, wird fortgesetzt, allerdings konditioniert hinsichtlich der tatsächlichen Umsetzung von Effizienzmaßnahmen. Der CBAM flankiert den ETS nach außen. Über einen Innovationsfonds werden Maßnahmen zur Treibhausgasminderung gefördert.



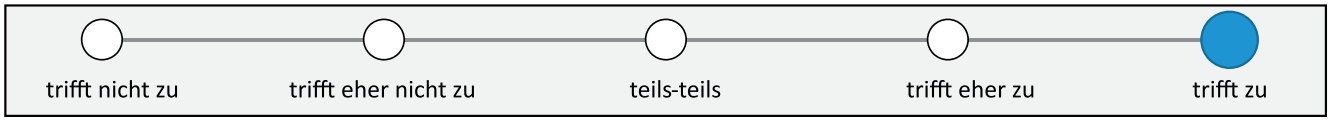
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.2 „Soziale Ausgewogenheit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Soziale Ausgewogenheit	**Der Rechtsakt trägt zur sozialen Ausgewogenheit der Transformation bei.** Der Rechtsakt führt bspw. nicht zu einer einseitigen Kostenweitergabe an Verbraucher, sondern gleicht Mehrausgaben anderweitig aus; Teilhabe und gesellschaftliche Akzeptanz werden gefördert.	Der ETS führt in den betroffenen Sektoren zu einem Anstieg der Endverbraucherpreise für fossil hergestellte Produkte. Allerdings wird der neue ETS II mit einem Sozialfonds flankiert. Auch gibt es einen Mechanismus gegen Preisschocks. Es besteht Spielraum für ergänzende mitgliedstaatl. Maßnahmen.



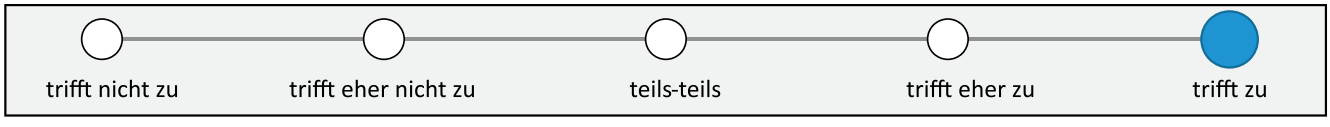
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.3 „Markt für grüne Produkte“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Markt für grüne Produkte	**Der Rechtsakt reizt einen Markt und ein Level-Playing-Field für grüne Produkte an.** Die externen Klimakosten von Produkten werden eingepreist und der THG-Fußabdruck transparent gemacht, wodurch ein Level-Playing-Field für THG-arme Produkte etabliert wird.	Durch die Bepreisung von CO2 stellt der ETS einen starken Anreiz dar, Energie immer CO2-ärmer zu produzieren. Externe Kosten werden internalisiert, sodass die Emissionsfreiheit erneuerbarer Energien preislich sichtbar wird.



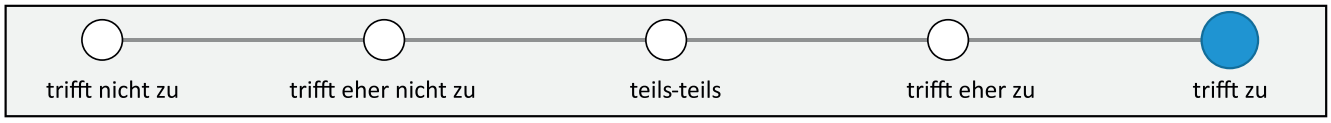
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.4 „Klimafreundliche Investitionslenkung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Klimafreundliche Investitionslenkung	**Der Rechtsakt fördert klimafreundliche Investitionen.** Kapitalströme werden in klimafreundliche Wirtschaftsbereiche und Produktionsverfahren gelenkt.	Die Bepreisung von CO2 lenkt Investitionen in klimafreundlichere Energieerzeugung und Produktionsverfahren.



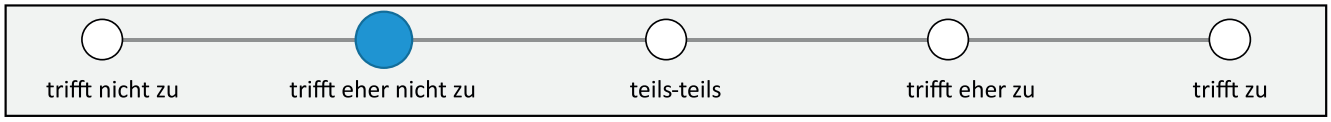
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.5 „Stärkung des (Energie-)Binnenmarktes“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Stärkung des (Energie-)binnenmarktes	**Der Rechtsakt stärkt den (Energie-)binnenmarkt.** Standards innerhalb der EU werden harmonisiert oder angeglichen, die Binnennachfrage gestärkt und die unterschiedlichen Ausgangslagen in den einzelnen Mitgliedstaaten berücksichtigt.	Der ETS gilt EU-weit und sorgt im gesamten Binnenmarkt für ein einheitliches Preissignal jeweils in seinen beiden Segmenten. Der Modernisation Fund kommt Mitgliedstaaten mit einem BSP von unter 65% des EU-Durchschnitts zugute.



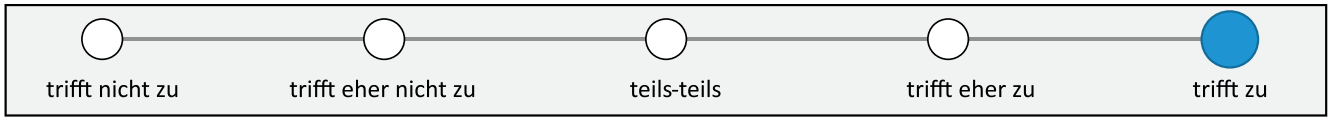
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.1 „Globale Wirkung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Globale Wirkung	**Der Rechtsakt hat einen positiven Einfluss auf die CO2-Minderung in Ländern außerhalb der EU.** Emissionsreduzierungen werden auch außerhalb der EU angereizt.	Der ETS zielt allein auf die Mitgliedstaaten der EU und ihre Emissionsminderung ab. Emissionsminderungen außerhalb der EU werden erst durch den flankierenden CBAM angereizt.



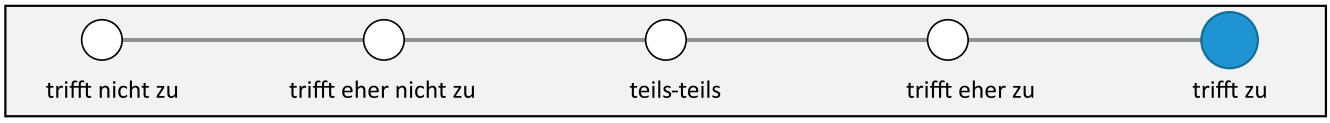
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.2 „Wirkungsspanne“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Wirkungsspanne	**Der Rechtsakt hat eine weitreichende THG-Minderungswirkung.** Der Rechtsakt zielt auf eine möglichst große Hebelwirkung und nicht nur auf eine punktuelle oder sektorspezifische Wirkung.	Der ETS I und II deckt nunmehr fast alle emissionsintensiven Sektoren ab: Stromerzeugung, Industrie sowie Wärme und Verkehr/Transport.



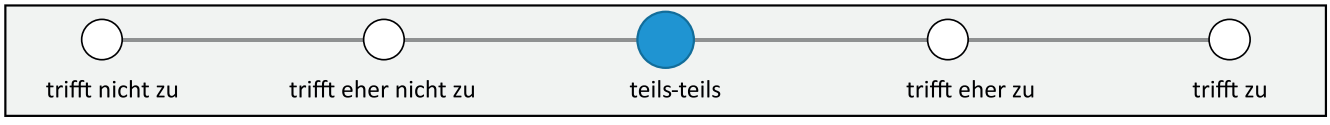
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.3 „Vorbildwirkung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Vorbildwirkung	**Der Rechtsakt hat eine Vorbildwirkung für Länder außerhalb der EU.** Mit dem Rechtsakt stärkt die EU ihre Pionierrolle in der internationalen Gemeinschaft und beweist Handlungsbereitschaft, die auch auf andere Länder ausstrahlt.	Mit dem erweiterten ETS unterstreicht die EU, dass sie die Bepreisung von CO2 für ein effektives multisektorales Instrument der Emissionsminderung hält, das im großen Maßstab umsetzbar ist. Dies stärkt die Bemühungen um eine Einführung vergleichbarer Systeme in anderen Weltregionen, etwa in China.



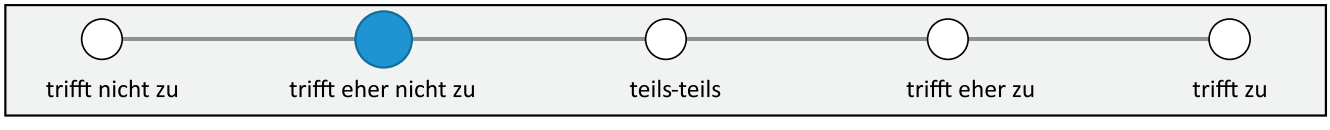
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.4 „Kompatibilität mit Freihandelsprinzipien“

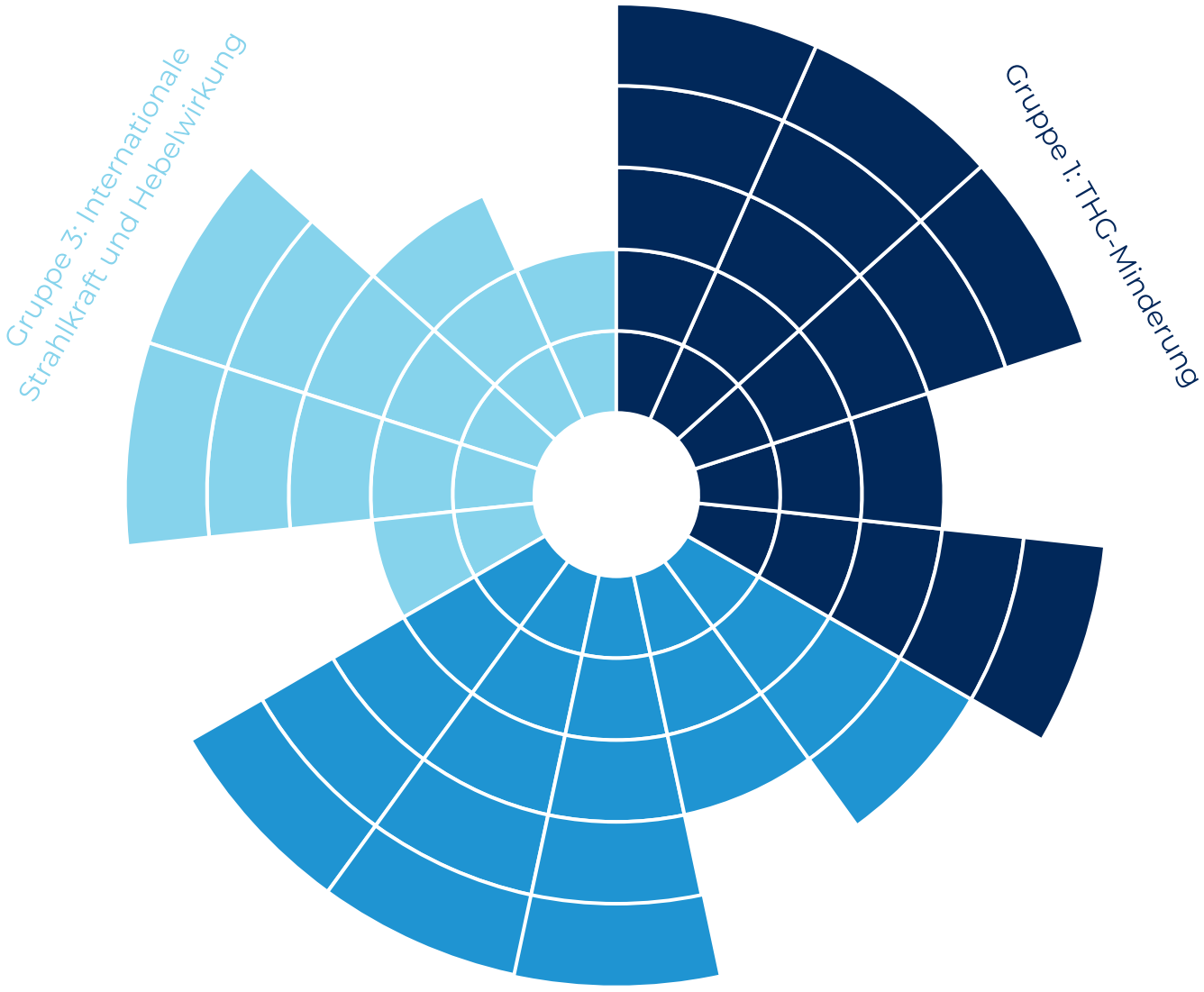
Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Kompatibilität mit Freihandelsprinzipien	**Der Rechtsakt lässt keine internationalen Handelskonflikte erwarten.** Der Rechtsakt wahrt die WTO-Regeln und ist keine protektionistische Maßnahme.	Die freie Allokation in Verbindung mit dem ETS begleitenden CBAM kann zu einer Diskussion führen, inwiefern es sich dabei um unzulässige Exportsubventionen handelt.



Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.5 „Entwicklungspolitische Ziele“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Berücksichtigung entwicklungspolitischer Ziele und Stärkung von Energiepartnerschaften	**Der Rechtsakt unterstützt die entwicklungspolit. Ziele der EU und/oder stärkt ihre Energiepartnerschaften.** Der Rechtsakt berücksichtigt die Belange von Schwellen- und Entwicklungsländern und/oder fördert den Ausbau von strategischen Energiepartnerschaften mit Nicht-EU-Ländern, insbesondere in den Nachbarregionen der EU.	Der ETS richtet sich allein an die Mitgliedstaaten der EU. Nicht-Mitglieder der EU können sich dem ETS aber anschließen.




Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Gruppe 1: THG-Minderung
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft

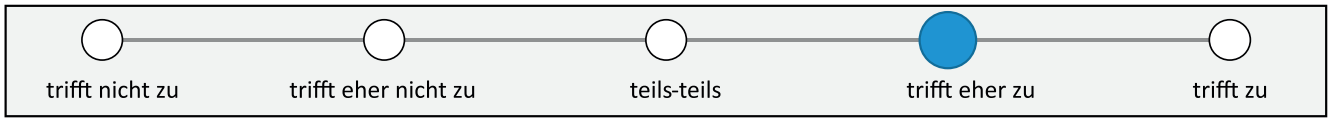
III. CBAM-Verordnung

Steckbrief

Kurztitel	**CBAM**
Langtitel	Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a carbon border adjustment mechanism, COM(2021) 564 final
Fassung	Vorschlag der KOM vom 14. Juli 2021
Rechtsnatur	Verordnung
Modus	Neuer Rechtsakt
Gesetzgebungsverfahren	Ordentliches Verfahren (Mehrheitsbeschluss)
Inkrafttreten	20 Tage nach Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union, Anwendung ab 1.1.2023
Umsetzung	Verordnung gilt unmittelbar; Verwaltung erfolgt aber weitgehend über die Mitgliedstaaten; konkrete Umsetzung in D noch offen, vermutlich über DEHSt und Zoll
Ziel(e)	Im Licht der erhöhten Klimaschutzambitionen der EU verfolgt der CBAM das übergreifende Ziel, den Klima-wandel zu adressieren, indem Treibhausgasemissionen nicht nur in der EU, sondern auch global vermieden werden sollen.
Kerninhalte	▸ Importeure sind verpflichtet, Zertifikate abzugeben, deren Preis sich am wöchentlichen Durchschnitt des ETS-Preises orientiert (Art. 21 Abs. 1). ▸ Es ist eine Einführungsphase mit Datenmeldepflichten zwischen 2023 und 2025 geplant; die Zahlungspflicht entsteht erst ab 2026 (Art. 36 Abs. 3). ▸ Es werden nur Zement, Elektrizität, Stahl und Eisen, Aluminium sowie Dünger umfasst (Annex I). ▸ Wer im Herkunftsland schon einer CO2-Bepreisung unterliegt, bekommt eine Rückerstattung (Art. 9 Abs. 1). ▸ Die tatsächlichen „embedded emissions“ der Produkte sind darzulegen, sonst erfolgt ein Ausweichen auf „default values“; bei Strom ist es umgekehrt (Art. 7, 8). ▸ Keine spezifische Klausel für Schwellen- und Entwicklungsländer. ▸ Ab 2026 gestuftes Ausphasen der freien Allokation über zehn Jahre für die vom CBAM abgedeckten Branchen. Bis zur vollständigen Abschaffung der freien Allokation gilt der CBAM nur für den Teil der Emissionen, für die keine kostenlosen Zertifikate im Rahmen des ETS zugeteilt werden (Art. 1 Abs. 3, Art. 31 i.V.m. Art. 10a ETS-RL). ▸ Die Einnahmen sollen als potenzielle EU-Eigenmittel zum EU-Haushalt beitragen.

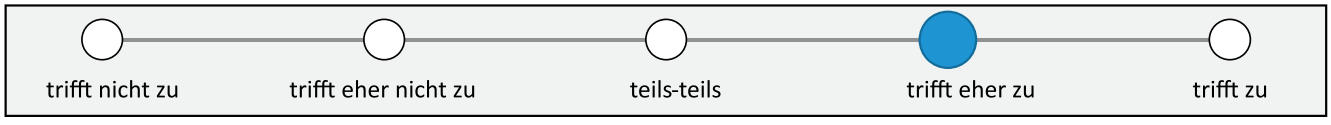
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.1 „CO2-Vermeidung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
CO2-Vermeidung	**Der Rechtsakt lässt einen signifikanten Beitrag zur CO2-Reduktion erwarten.** Der Rechtsakt trägt zur Vermeidung oder Reduktion von CO2-Emissionen bei, bspw. durch die Substitution von Energieträgern oder durch die Umstellung von Prozessen.	Anders als beim „echten“ ETS gibt es hier kein globales Cap, sondern nur eine sich nach der CO2-Intensität richtende Zahlungspflicht für Importe. Durch die CO2-Bepreisung gibt es aber einen Anreiz, im Produktionsprozess CO2-Emissionen zu vermeiden.



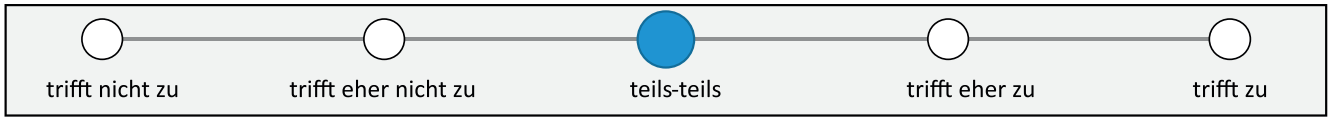
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.2 „Verbindlichkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Verbindlichkeit	**Der Rechtsakt wirkt durch verbindliche Vorschriften darauf hin, dass die gesetzten Ziele eingehalten werden.** Die EU, die Mitgliedstaaten oder sonstige Akteure werden durch konkrete Maßnahmen und Sanktionsmöglichkeiten zur Einhaltung des Ziels verpflichtet.	Die Abgabe des bepreisten Zertifikats ist Importvoraussetzung und hat damit einen stark verbindlichen Charakter. Als nach außen gerichtetes Instrument des Carbon Leakage Schutzes dient es als solches aber eher der industriepolitischen Absicherung der Zielsetzung nach innen.



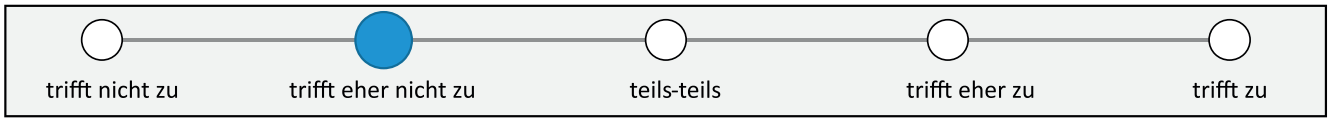
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.3 „Langfristigkeit/Nachhaltigkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Langfristigkeit/ Nachhaltigkeit	**Die CO2-Vermeidung besteht dauerhaft.** Die Umsetzung lässt eine stetige CO2-Emissionsreduktion erwarten. Es besteht ein dauerhaft sinkendes Emissionsniveau, insbesondere lässt die Maßnahme keine besondere Risikoanfälligkeit ggb. mgl. externen Störeffekten erkennen.	Ein konkretes Minderungsbudget ist mit dem Instrument nicht verbunden. Durch die preisliche Kopplung an den ETS sind aber stetige Emissionsminderungen bei den Adressaten zu erwarten. Als außenhandelspolitisches Instrument ist der CBAM den Risiken mgl. Verwerfungen an den Weltmärkten ausgesetzt.



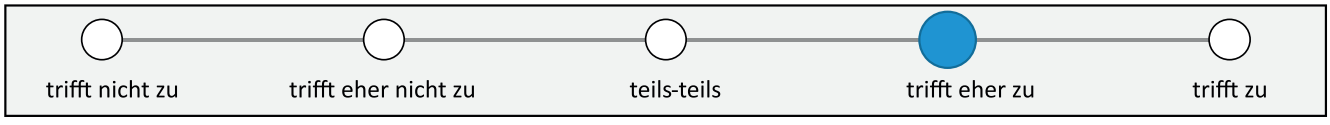
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.4 „Umsetzungsaufwand“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Umsetzungsaufwand	**Der Rechtsakt ist zeitnah und einfach umsetzbar.** Einer zeitnahen Umsetzung des Rechtsaktes stehen keine gesetzgebungstechnischen, administrativen oder sonstigen Hindernisse im Wege.	Als EU-Verordnung gilt der CBAM zwar unmittelbar, allerdings muss durch die Mitgliedstaaten erst der Verwaltungsunterbau geschaffen werden. Nach einer Einführungsphase 2023-2025 ohne Zahlungspflichten greift das eigentliche Preissignal erst ab 2026.



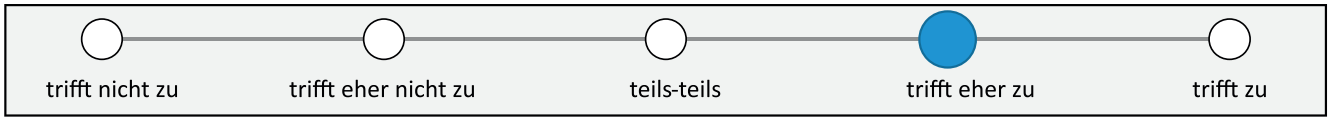
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.5 „Kohärenz und Anschlussfähigkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Kohärenz und Anschlussfähigkeit	**Der Rechtsakt ist mit bestehender Gesetzgebung kompatibel und fügt sich kohärent in die sonstige Ziel- und Gesetzesarchitektur ein.** Es bestehen keine Vorgaben- oder Zielkonflikte mit anderen Rechtsakten.	Es handelt sich um ein komplett neues Instrument. Es dient aber der Absicherung der EU-Ziele und Politiken im internationalen Wettbewerb und lehnt sich in der Bepreisung und Verwaltung an den ETS an. Bepreisungssysteme in Ländern außerhalb der EU werden berücksichtigt.



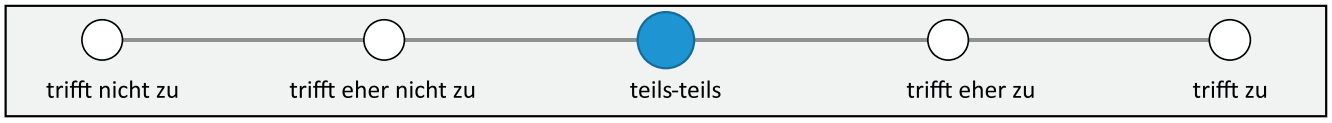
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.1 „Wettbewerbsfähigkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Wettbewerbsfähigkeit	**Der Rechtsakt verfolgt das Ziel der Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft.** Der Rechtsakt berücksichtigt die Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Unternehmen bspw. durch Carbon-Leakage-Schutz, Fördermaßnahmen zur Umstellung auf treibhausgasneutrale Produktionsprozesse, etc.	Der CBAM zielt importseitig auf einen Carbon Leakage Schutz ab und dient damit dem Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit. Exportseitig soll die freie Allokation von ETS-Zertifikaten zunächst weiterlaufen, ab 2026 aber bis 2035 stufenweise ausgephast werden.



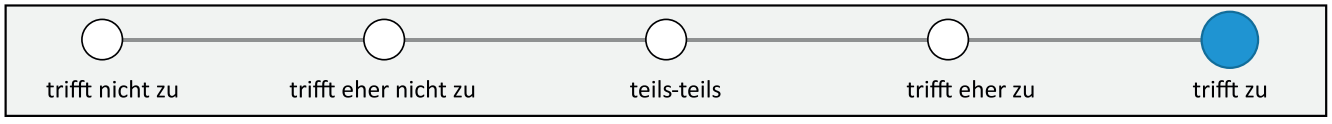
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.2 „Soziale Ausgewogenheit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Soziale Ausgewogenheit	**Der Rechtsakt trägt zur sozialen Ausgewogenheit der Transformation bei.** Der Rechtsakt führt bspw. nicht zu einer einseitigen Kostenweitergabe an Verbraucher, sondern gleicht Mehrausgaben anderweitig aus; Teilhabe und gesellschaftliche Akzeptanz werden gefördert.	Der CBAM mag zu einem Anstieg der Endverbraucherpreise bei den betroffenen importierten Produkten führen. Allerdings sichert er mit der internationalen Wettbewerbsfähigkeit auch Arbeitsplätze in der EU, die sonst abwandern könnten.



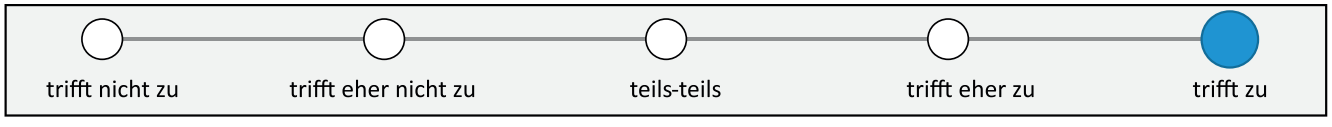
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.3 „Markt für grüne Produkte“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Markt für grüne Produkte	**Der Rechtsakt reizt einen Markt und ein Level-Playing-Field für grüne Produkte an.** Die externen Klimakosten von Produkten werden eingepreist und der THG-Fußabdruck transparent gemacht, wodurch ein Level-Playing-Field für THG-arme Produkte etabliert wird.	Durch die Bepreisung von CO2 bietet der CBAM für die betroffenen Importeure einen Anreiz, ihre Produkte immer CO2-ärmer zu produzieren. Insbesondere wird der CO2-Fußabdruck eines Produktes sichtbar durch den Nachweis der Emissionsintensität.



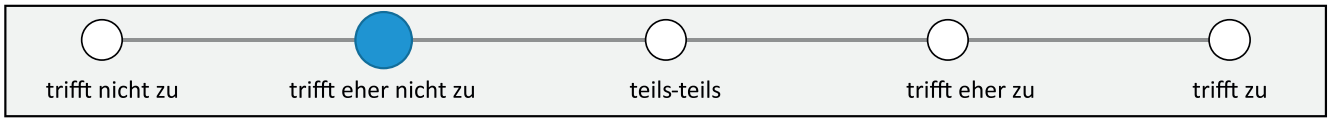
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.4 „Klimafreundliche Investitionslenkung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Klimafreundliche Investitionslenkung	**Der Rechtsakt fördert klimafreundliche Investitionen.** Kapitalströme werden in klimafreundliche Wirtschaftsbereiche und Produktionsverfahren gelenkt.	Eine Bepreisung von CO2 auf importierte Güter dürfte zu Investitionen in klimafreundlichere Produktionsverfahren führen, insbesondere, da die EU ein großer Nachfragemarkt ist.



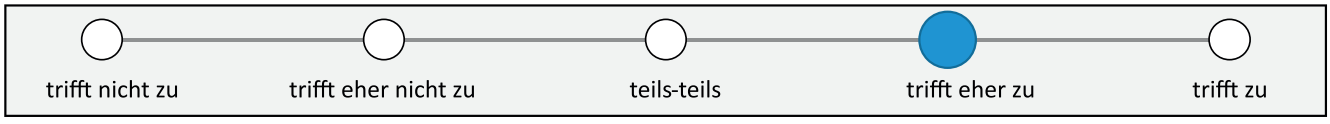
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.5 „Stärkung des (Energie-)Binnenmarktes“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Stärkung des (Energie-)binnenmarktes	**Der Rechtsakt stärkt den (Energie-)binnenmarkt.** Standards innerhalb der EU werden harmonisiert oder angeglichen, die Binnennachfrage gestärkt und die unterschiedlichen Ausgangslagen in den einzelnen Mitgliedstaaten berücksichtigt.	Das Instrument richtet sich an Akteure außerhalb des EU-Binnenmarktes. Es stärkt aber die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen in der EU, die den Regeln des Binnenmarktes unterliegen.



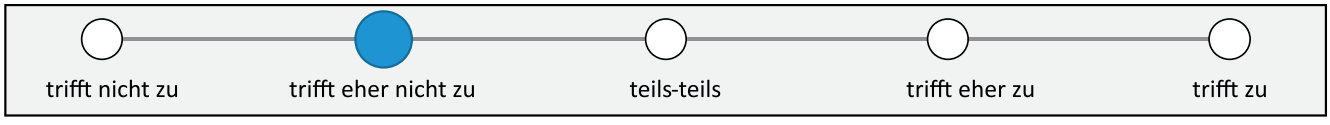
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.1 „Globale Wirkung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Globale Wirkung	**Der Rechtsakt hat einen positiven Einfluss auf die CO2-Minderung in Ländern außerhalb der EU.** Emissionsreduzierungen werden auch außerhalb der EU angereizt.	Der CBAM zielt allein auf Produzenten in Ländern außerhalb der EU und reizt dort Emissionsminderungen an. Die Möglichkeit einer bloßen Umschichtung („Reshuffling“) von Emissionen besteht aber.



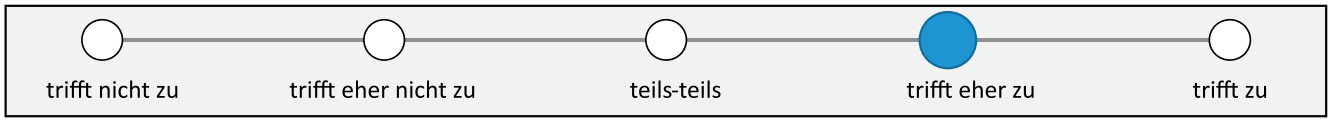
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.2 „Wirkungsspanne“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Wirkungsspanne	**Der Rechtsakt hat eine weitreichende THG-Minderungswirkung.** Der Rechtsakt zielt auf eine möglichst große Hebelwirkung und nicht nur auf eine punktuelle oder sektorspezifische Wirkung.	Der CBAM soll in einer ersten Phase vorerst nur auf Zement, Elektrizität, Dünger, Eisen und Stahl sowie Aluminium angewendet werden.



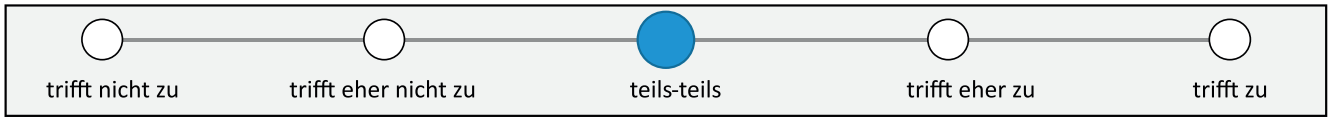
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.3 „Vorbildwirkung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Vorbildwirkung	**Der Rechtsakt hat eine Vorbildwirkung für Länder außerhalb der EU.** Mit dem Rechtsakt stärkt die EU ihre Pionierrolle in der internationalen Gemeinschaft und beweist Handlungsbereitschaft, die auch auf andere Länder ausstrahlt.	Mit dem CBAM betritt die EU international Neuland und beweist, dass sie ihrer Klimapolitik auch nach außen Biss zu verleihen bereit ist. Andere Länder werden nicht umhinkommen, sich dazu zu verhalten. Handelspolitisch unumstritten ist er allerdings nicht.



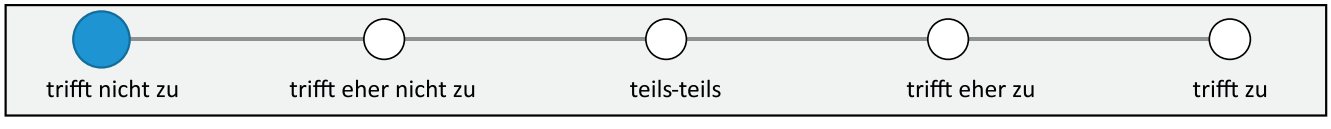
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.4 „Kompatibilität mit Freihandelsprinzipien“

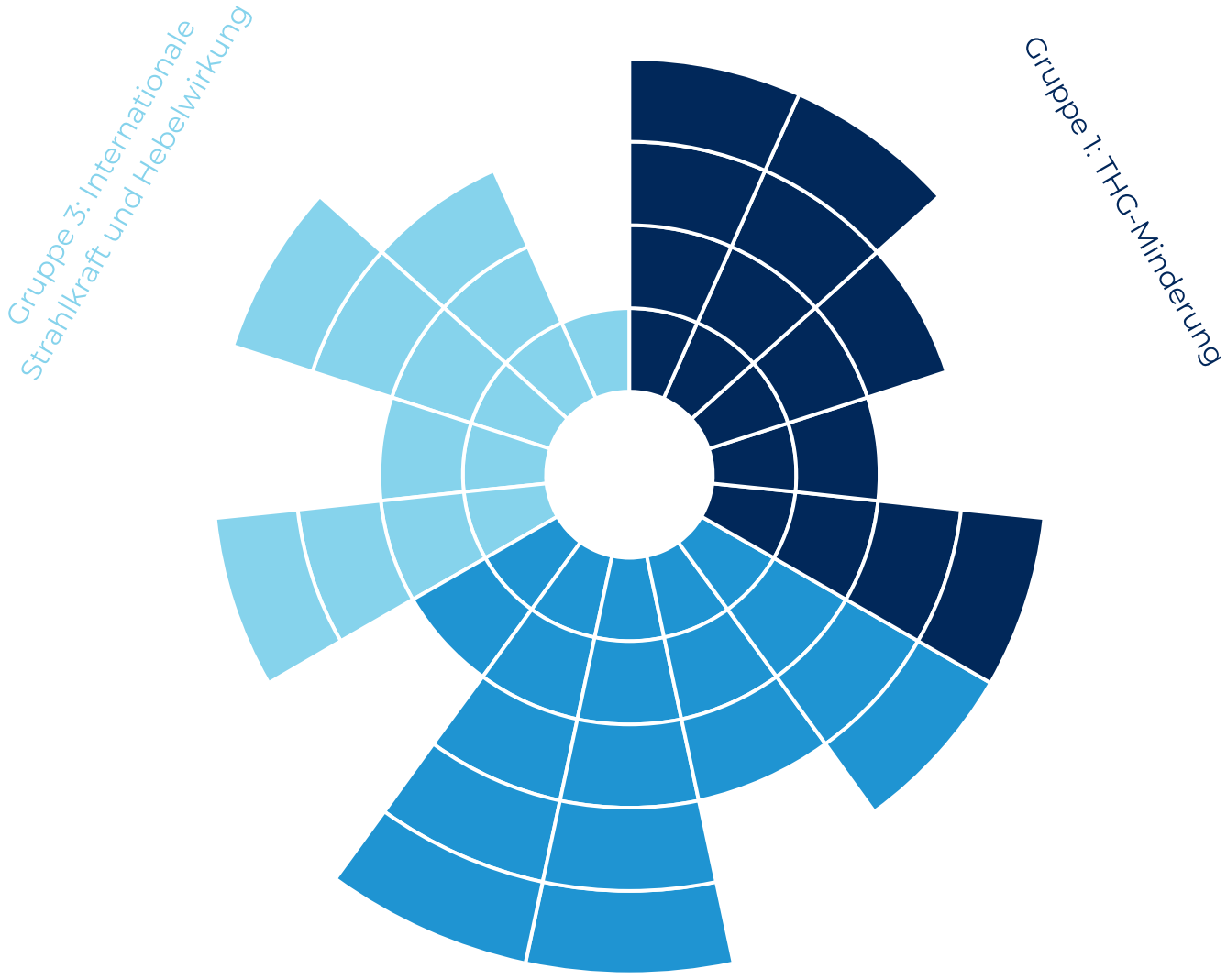
Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Kompatibilität mit Freihandelsprinzipien	**Der Rechtsakt lässt keine internationalen Handelskonflikte erwarten.** Der Rechtsakt wahrt die WTO-Regeln und ist keine protektionistische Maßnahme.	Der CBAM ist zwar auf WTO-Kompatibilität angelegt. Dies bedeutet aber nicht automatisch, dass es darüber keine handelsrechtlichen Streitigkeiten geben muss.



Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.5 „Entwicklungspolitische Ziele“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Berücksichtigung entwicklungspolitischer Ziele und Stärkung von Energiepartnerschaften	**Der Rechtsakt unterstützt die entwicklungspolit. Ziele der EU und/oder stärkt ihre Energiepartnerschaften.** Der Rechtsakt berücksichtigt die Belange von Schwellen- und Entwicklungsländern und/oder fördert den Ausbau von strategischen Energiepartnerschaften mit Nicht-EU-Ländern, insbesondere in den Nachbarregionen der EU.	Der CBAM enthält keine Sonderklausel für Schwellen- und Entwicklungsländer und auch keinen Fonds für diese. Spezifische Partnerschaften der intensiveren Zusammenarbeit sind bisher nicht erkennbar. Erwähnt werden lediglich die Bereitschaft zu Kooperationen und technische Unterstützung.




Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Gruppe 1: THG-Minderung
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft

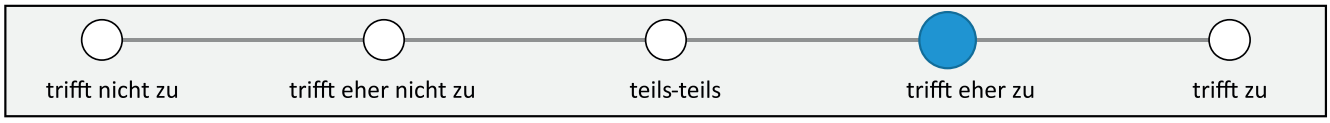
IV. Energiesteuerrichtlinie

Steckbrief

Kurztitel	**Energy Taxation Directive (ETD) bzw. Energiesteuer-RL**
Langtitel	Proposal for a Council Directive restructuring the Union framework for the taxation of energy products and electricity, COM(2021) 563 final
Fassung	Vorschlag der KOM vom 14. Juli 2021
Rechtsnatur	Richtlinie des Rates
Modus	Neufassung eines bestehenden Rechtsaktes („Recast“)
Gesetzgebungsverfahren	Besonderes Gesetzgebungsverfahren (Einstimmigkeit im Rat, nur Beteiligung des Europäischen Parlaments)
Inkrafttreten	20 Tage nach Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union, Anwendung ab 1.1.2023
Umsetzung	Muss von den Mitgliedstaaten erst noch umgesetzt werden bis spätestens 31.12.2022; in D Änderung des EnergieStG und des StromStG
Ziel(e)	Unter Berücksichtigung des EU-Ziels für 2030 und des Ziels der Klimaneutralität bis 2050 soll der Binnenmarkt erhalten und weiterentwickelt werden, indem Umfang und Struktur der Steuersätze angepasst und Steuerermäßigungen rationalisiert werden ohne den Mitgliedstaaten die Einnahmemöglichkeiten für ihre Haushalte zu beschneiden.
Kerninhalte	▸ Vereinheitlichung der Bezugsgröße: „net calorific value“, also Angabe immer in GJ (Art. 1 Abs. 2). ▸ Die Mindeststeuersätze sind gestaffelt nach „environmental performance“, insbesondere THG-Intensität (Art. 4, Annex 1) ▸ Das Verhältnis der Staffelung muss auch beim Hinausgehen über die Mindestbesteuerung gewahrt bleiben (Art. 5 Abs. 1, Art. 20 Abs. 1). ▸ Strom soll immer zu den am günstigsten besteuerten Energieträgern gehören (Art. 5 Abs. 1). ▸ Entfall der Vollbefreiung für Kerosin im Flugverkehr und Schweröl im Schiffsverkehr (Art. 14, 15). ▸ Aufhebung der Unterscheidung in gewerblicher/nicht-gewerblicher Verbrauch (Art. 7 mit entsprechenden Streichungen) ▸ Privilegierungen möglich u.a. für erneuerbare Energieträger (Art. 16)

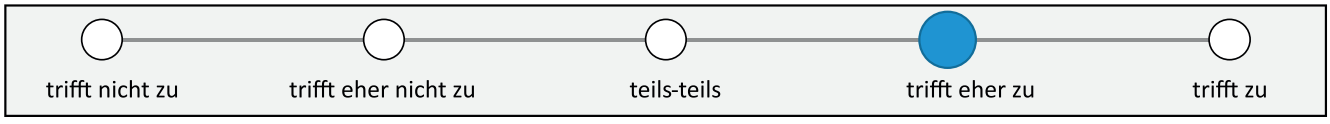
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.1 „CO2-Vermeidung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
CO2-Vermeidung	**Der Rechtsakt lässt einen signifikanten Beitrag zur CO2-Reduktion erwarten.** Der Rechtsakt trägt zur Vermeidung oder Reduktion von CO2-Emissionen bei, bspw. durch die Substitution von Energieträgern oder durch die Umstellung von Prozessen.	Da 75% der THG-Emissionen in der EU auf den Energiesektor entfallen, trägt die höhere Besteuerung von fossilen Energieträgern zur CO2-Vermeidung bei. Eine direkte gesteuerte Minderung wie beim ETS ist dies allerdings nicht, auch muss das Preissignal nicht so deutlich ausfallen wie im ETS.



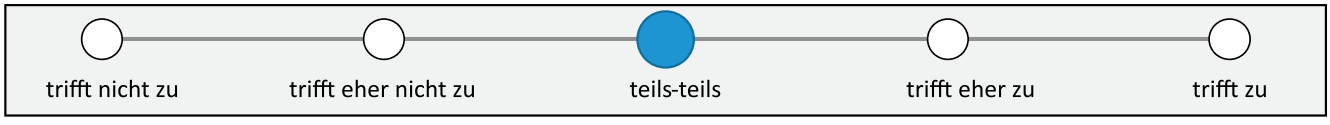
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.2 „Verbindlichkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Verbindlichkeit	**Der Rechtsakt wirkt durch verbindliche Vorschriften darauf hin, dass die gesetzten Ziele eingehalten werden.** Die EU, die Mitgliedstaaten oder sonstige Akteure werden durch konkrete Maßnahmen und Sanktionsmöglichkeiten zur Einhaltung des Ziels verpflichtet.	Die Mitgliedstaaten müssen die Mindeststeuersätze und ihren Abstands zueinander zwingend einhalten . Spezifische THG-Minderungsziele enthält die Richtlinie aber nicht.



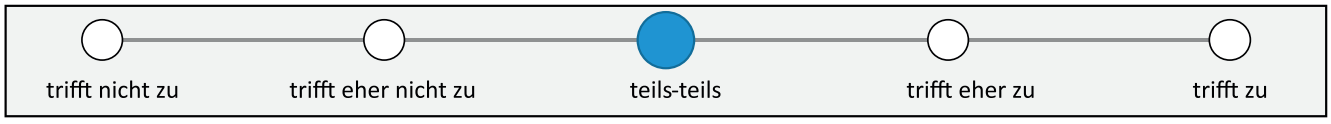
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.3 „Langfristigkeit/Nachhaltigkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Langfristigkeit/ Nachhaltigkeit	**Die CO2-Vermeidung besteht dauerhaft.** Die Umsetzung lässt eine stetige CO2-Emissionsreduktion erwarten. Es besteht ein dauerhaft sinkendes Emissionsniveau, insbesondere lässt die Maßnahme keine besondere Risikoanfälligkeit ggb. mgl. externen Störeffekten erkennen.	Die vorgeschriebenen Mindeststeuersätze müssen dauerhaft eingehalten werden. Den Mitgliedstaaten steht es aber frei, gewählte höhere Steuersätze wieder auf den Mindeststeuersatz abzusenken. Die Stufung nach der „environmental performance“ muss aber immer beibehalten werden.



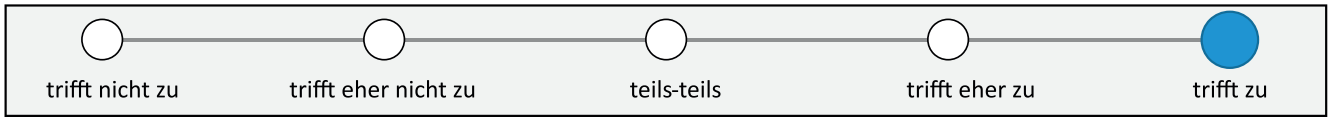
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.4 „Umsetzungsaufwand“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Umsetzungsaufwand	**Der Rechtsakt ist zeitnah und einfach umsetzbar.** Einer zeitnahen Umsetzung des Rechtsaktes stehen keine gesetzgebungstechnischen, administrativen oder sonstigen Hindernisse im Wege.	Die Richtlinie gilt nicht unmittelbar und muss von den Mitgliedstaaten erst in nationales Recht umgesetzt werden – vergleichsweise schnell bis zum 31.12.2022. Die nationalen Trägergesetze sind schon vorhanden. Die Verabschiedung im Rat setzt allerdings Einstimmigkeit voraus, was eine hohe Hürde für den Rechtsakt an sich ist.



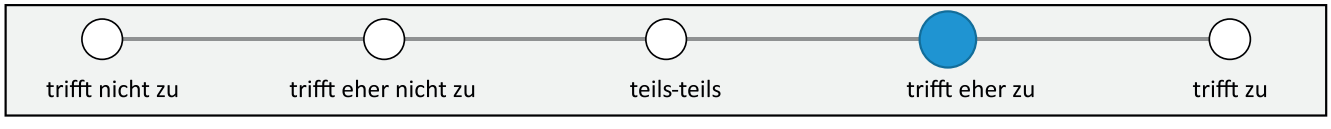
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.5 „Kohärenz und Anschlussfähigkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Kohärenz und Anschlussfähigkeit	**Der Rechtsakt ist mit bestehender Gesetzgebung kompatibel und fügt sich kohärent in die sonstige Ziel- und Gesetzesarchitektur ein.** Es bestehen keine Vorgaben- oder Zielkonflikte mit anderen Rechtsakten.	Die Novellierung ändert die schon bestehende Richtlinie. Sie reflektiert die Festlegungen anderer Rechtsakte und passt die energiesteuerlichen Vorgaben an das 2030er Ziel an.



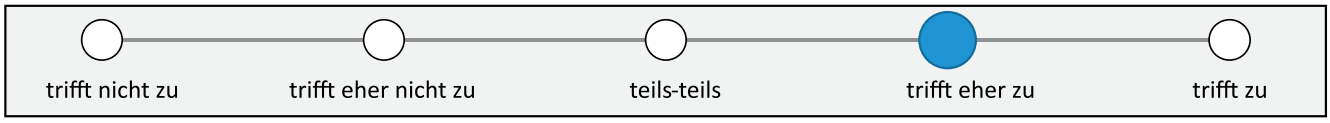
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.1 „Wettbewerbsfähigkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Wettbewerbsfähigkeit	**Der Rechtsakt verfolgt das Ziel der Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft.** Der Rechtsakt berücksichtigt die Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Unternehmen bspw. durch Carbon-Leakage-Schutz, Fördermaßnahmen zur Umstellung auf treibhausgasneutrale Produktionsprozesse, etc.	Sondertatbestände für den gewerblichen/industriellen Energieverbrauch werden gestrichen. Es besteht aber die Möglichkeit, energieintensive Unternehmen zu privilegieren, wenn sie sich zu Effizienzanstrengungen verpflichten.



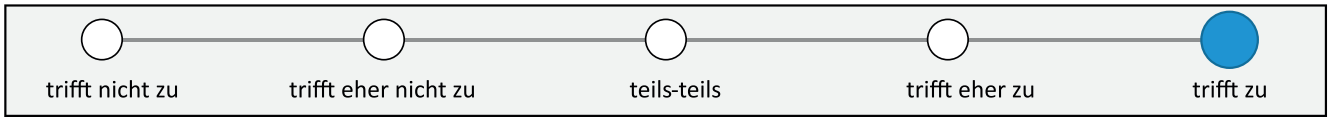
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.2 „Soziale Ausgewogenheit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Soziale Ausgewogenheit	**Der Rechtsakt trägt zur sozialen Ausgewogenheit der Transformation bei.** Der Rechtsakt führt bspw. nicht zu einer einseitigen Kostenweitergabe an Verbraucher, sondern gleicht Mehrausgaben anderweitig aus; Teilhabe und gesellschaftliche Akzeptanz werden gefördert.	Der Rechtsakt kann zu einer Verteuerung der Endverbraucherpreise für fossile Energieträger führen. Ausnahmen für vulnerable Haushalte und für die Besteuerung von Energieträgern zu Heizzwecken sind möglich. Die Einführung des vollen Mindeststeuersatzes für Kraft- und Heizstoffe erfolgt zeitlich gestaffelt.



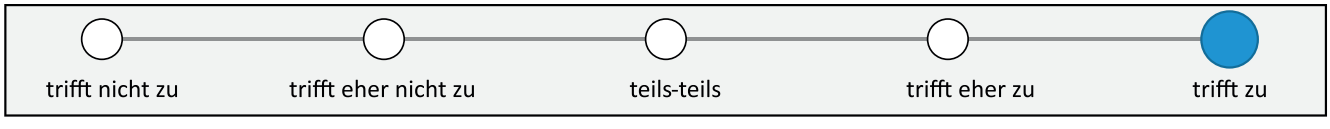
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.3 „Markt für grüne Produkte“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Markt für grüne Produkte	**Der Rechtsakt reizt einen Markt und ein Level-Playing-Field für grüne Produkte an.** Die externen Klimakosten von Produkten werden eingepreist und der THG-Fußabdruck transparent gemacht, wodurch ein Level-Playing-Field für THG-arme Produkte etabliert wird.	Die Ausrichtung an der „environmental performance“ und die Möglichkeit der Privilegierung von EE führen zu einer Verteuerung fossiler Produkte und befördern den Absatz klimafreundlicher erzeugter Energieträger.



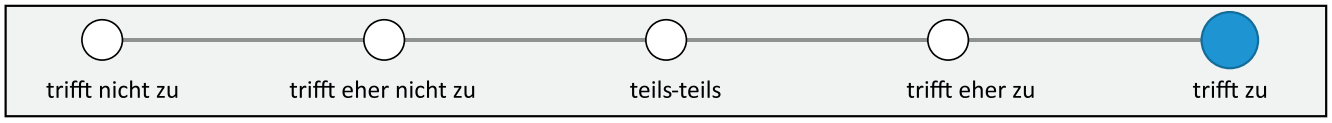
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.4 „Klimafreundliche Investitionslenkung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Klimafreundliche Investitionslenkung	**Der Rechtsakt fördert klimafreundliche Investitionen.** Kapitalströme werden in klimafreundliche Wirtschaftsbereiche und Produktionsverfahren gelenkt.	Durch die Verteuerung fossiler Energieträger, die Abschaffung entsprechender Privilegien und die Möglichkeit, EE steuerlich zu vergünstigen, werden Investments in fossile unattraktiver.



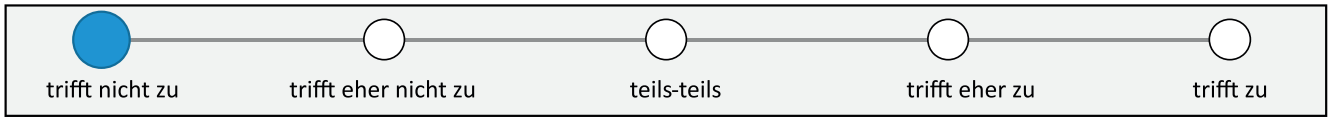
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.5 „Stärkung des (Energie-)Binnenmarktes“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Stärkung des (Energie-)binnenmarktes	**Der Rechtsakt stärkt den (Energie-)binnenmarkt.** Standards innerhalb der EU werden harmonisiert oder angeglichen, die Binnennachfrage gestärkt und die unterschiedlichen Ausgangslagen in den einzelnen Mitgliedstaaten berücksichtigt.	Durch die Anpassung der veralteten Mindeststeuersätze aus 2003 wird ein „race to the bottom“ bei der Energiebesteuerung unwahrscheinlicher und der Binnenmarkt gestärkt. Zugleich behalten die Mitgliedstaaten einen weiten Umsetzungsspielraum.



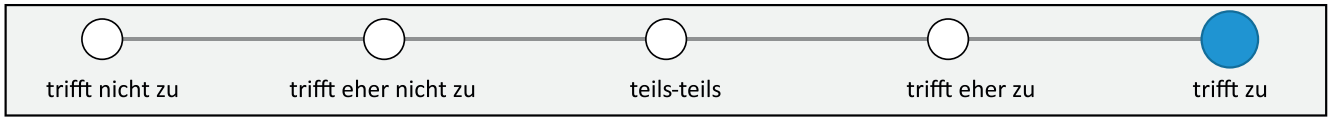
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.1 „Globale Wirkung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Globale Wirkung	**Der Rechtsakt hat einen positiven Einfluss auf die CO2-Minderung in Ländern außerhalb der EU.** Emissionsreduzierungen werden auch außerhalb der EU angereizt.	Der Rechtsakt richtet sich primär nach innen auf den Binnenmarkt. Effekte außerhalb der EU sind nicht ausgeschlossen, aber nicht intendiert.



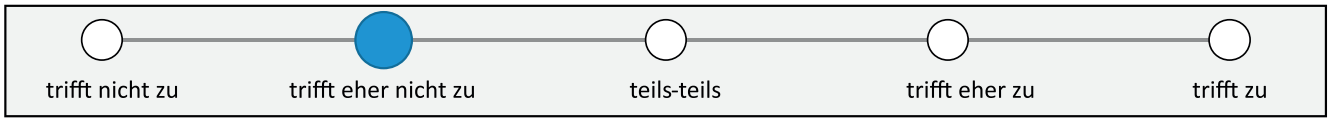
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.2 „Wirkungsspanne“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Wirkungsspanne	**Der Rechtsakt hat eine weitreichende THG-Minderungswirkung.** Der Rechtsakt zielt auf eine möglichst große Hebelwirkung und nicht nur auf eine punktuelle oder sektorspezifische Wirkung.	Der Rechtsakt beinhaltet Vorschriften für alle drei Sektoren: Strom, Wärme und Verkehr.



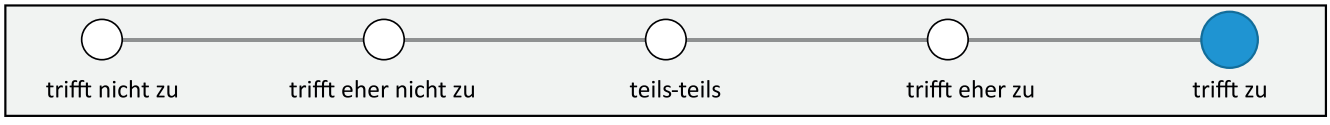
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.3 „Vorbildwirkung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Vorbildwirkung	**Der Rechtsakt hat eine Vorbildwirkung für Länder außerhalb der EU.** Mit dem Rechtsakt stärkt die EU ihre Pionierrolle in der internationalen Gemeinschaft und beweist Handlungsbereitschaft, die auch auf andere Länder ausstrahlt.	Die Ausrichtung der Energiebesteuerung an der „environmental performance“ mag eine marginale Ausstrahlung auf andere Länder haben. Zentrales Bepreisungsinstrument ist aber der ETS, der international eine höhere Aufmerksamkeit hervorrufen mag.



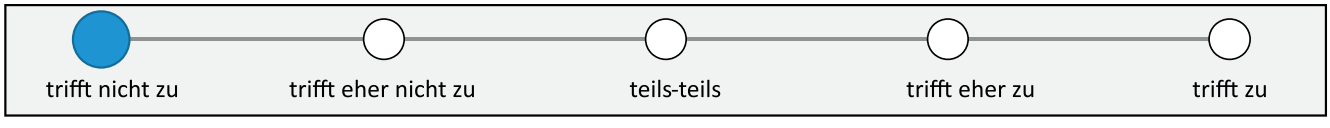
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.4 „Kompatibilität mit Freihandelsprinzipien“

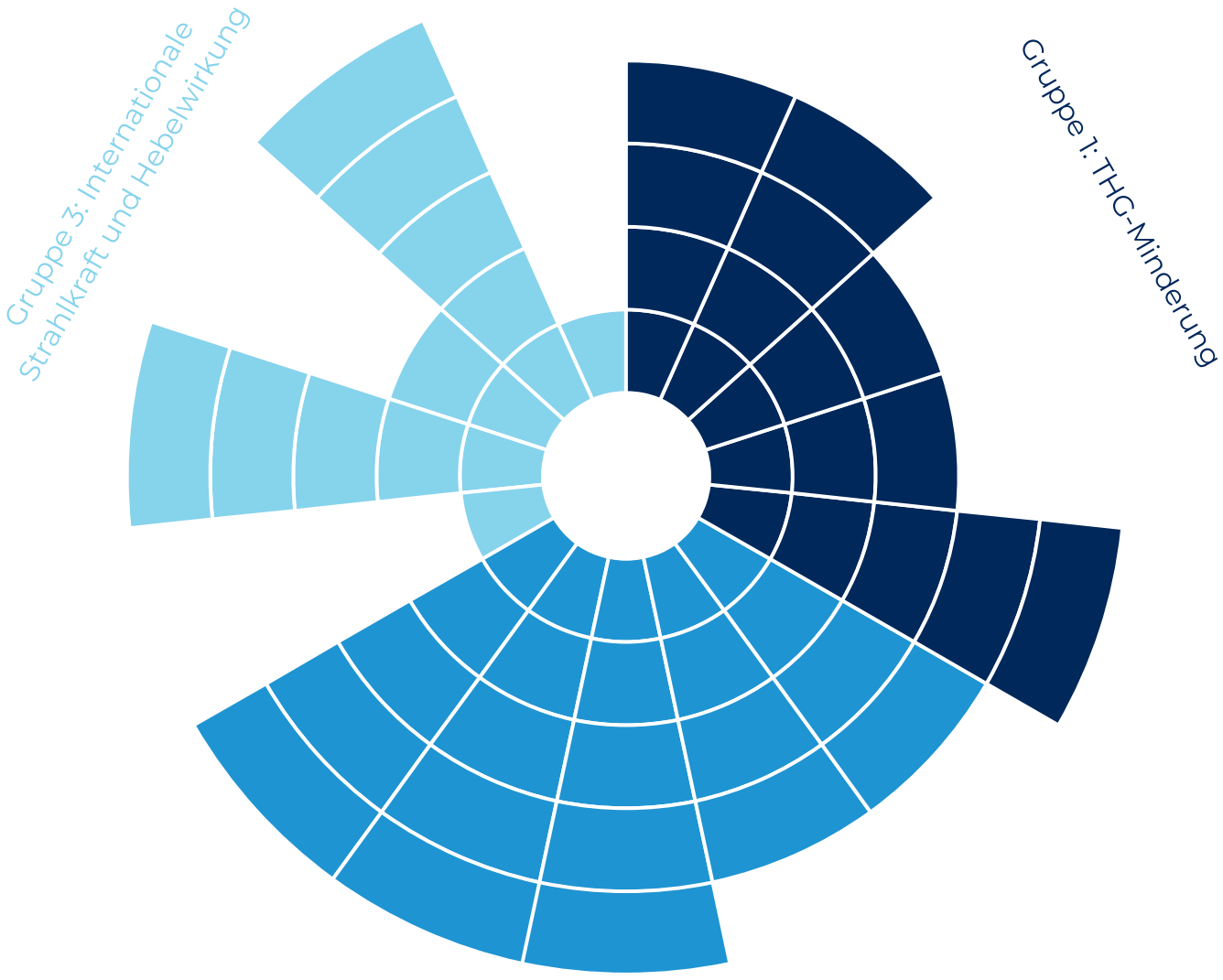
Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Kompatibilität mit Freihandelsprinzipien	**Der Rechtsakt lässt keine internationalen Handelskonflikte erwarten.** Der Rechtsakt wahrt die WTO-Regeln und ist keine protektionistische Maßnahme.	Handelsrechtliche Konfliktkonstellationen sind nicht zu erwarten, da die Besteuerung allein auf den Binnenmarkt zielt und alle Produkte (auch importierte) anhand derselben Methodik besteuert werden.



Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.5 „Entwicklungspolitische Ziele“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Berücksichtigung entwicklungspolitischer Ziele und Stärkung von Energiepartnerschaften	**Der Rechtsakt unterstützt die entwicklungspolit. Ziele der EU und/oder stärkt ihre Energiepartnerschaften.** Der Rechtsakt berücksichtigt die Belange von Schwellen- und Entwicklungsländern und/oder fördert den Ausbau von strategischen Energiepartnerschaften mit Nicht-EU-Ländern, insbesondere in den Nachbarregionen der EU.	Als reines Instrument für den Binnenmarkt berücksichtigt die Energiebesteuerung die Belange von Schwellen- und Entwicklungsländern naturgemäß nicht.




Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Gruppe 1: THG-Minderung
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft

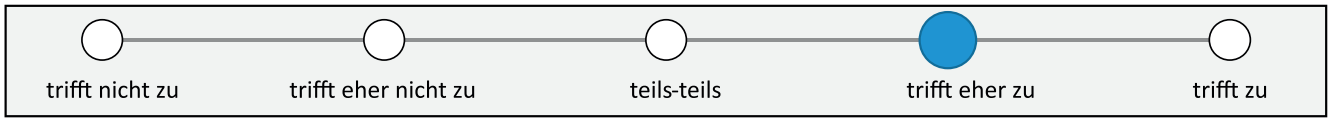
V. Erneuerbare-Energien-Richtlinie

Steckbrief

Kurztitel	**Renewable Energy Directive (RED III)**
Langtitel	Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652, COM(2021) 557 final
Fassung	Vorschlag der KOM vom 14. Juli 2021
Rechtsnatur	Richtlinie
Modus	Änderung eines bestehenden Rechtsaktes
Gesetzgebungsverfahren	Ordentliches Verfahren (Mehrheitsbeschluss)
Inkrafttreten	20 Tage nach Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union
Umsetzung	Muss von den Mitgliedstaaten erst noch umgesetzt werden bis spätestens 31.12.2024, in D u.a. Anpassung des EEG und GEG
Ziel(e)	Die Erreichung des Ziels, bis 2030 in einer kostensparenden und nachhaltigen Weise mindestens 55 % der Treibhausgasemissionen einzusparen, soll erreicht werden durch eine ausreichende Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils am Endenergieverbrauch, eine stärkere Integration des Energiesystems mittels einer stärkeren Elektrifizierung basierend auf erneuerbaren Energien, das Schaffen eines level playing field für alle innovativen erneuerbaren Energieträger und solche mit niedrigen Emissionen und durch das Voranbringen innovativer erneuerbarer Kraftstoffe wie etwa Wasserstoff.
Kerninhalte	▸ Neues Globalziel: 40 % EE-Anteil am Bruttoenergieverbrauch in 2030 statt bisher 32 % (Art. 3 Abs. 1). ▸ Verkehr: Reduktion der THG-Intensität um min. 13 % bis 2030 in jedem Mitgliedstaat (Art. 25 Abs. 1). ▸ Gebäude: Indikatives Ziel für die Mitgliedstaaten zur Erreichung eines Erneuerbaren-Anteil von 49 % der EU in 2030 (Art. 15a). ▸ Indikatives Ziel einer jährlichen Erhöhung des EE-Anteils bei Wärme/Kälte um 1,1 % (Art. 23 Abs. 1). ▸ Indikatives Ziel einer jährlichen Erhöhung von EE in Fernwärme/-kälte um 2,1 % (Art. 24 Abs. 4). ▸ Indikatives EE-Ziel der Mitgliedstaaten für die Industrie mit einer jährl. Steigerung von min. 1,1 % bis 2030 und 50 % EE-Anteil am industriellen Wasserstoffeinsatz bis 2030 (Art. 22a Abs. 1). ▸ Herkunftsnachweise soll es auch für geförderten Grünstrom geben, u.a. um PPA voranzubringen (Art. 19 Abs. 2 Uabs. 1, Uabs. 5, Abs. 8 lit. b). ▸ Methodik für EE-Einsatz in Industrieprodukten (Art. 22a Abs. 2) ▸ Stärkung von Verbraucherrechten und Pflicht zur Berücksichtigung vulnerabler Haushalte (Art. 23 Abs. 4). ▸ Verpflichtung zu grenzüberschreitenden Projekten (Art. 9 Abs. 1a) und gemeinsamer Offshore-Planung (Art. 9 Abs. 7a).

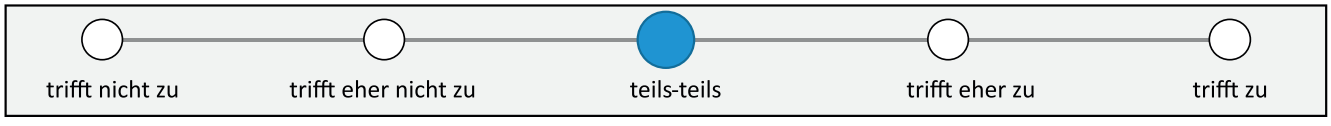
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.1 „CO2-Vermeidung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
CO2-Vermeidung	**Der Rechtsakt lässt einen signifikanten Beitrag zur CO2-Reduktion erwarten.** Der Rechtsakt trägt zur Vermeidung oder Reduktion von CO2-Emissionen bei, bspw. durch die Substitution von Energieträgern oder durch die Umstellung von Prozessen.	Da 75% der THG-Emissionen in der EU auf den Energiesektor entfallen, trägt der forcierte Ausbau und Einsatz von erneuerbaren Energien (siehe Global- und Unterziele) wesentlich zur CO2-Vermeidung bei. Eine direkte gesteuerte Mengenminderung wie beim ETS ist dies allerdings nicht.



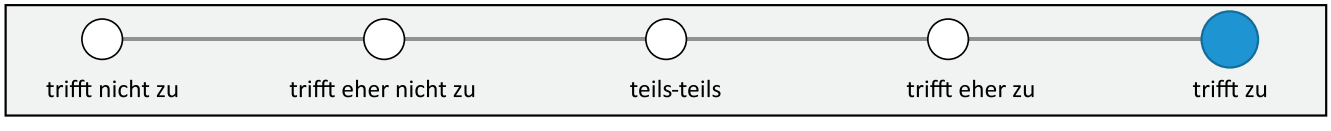
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.2 „Verbindlichkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Verbindlichkeit	**Der Rechtsakt wirkt durch verbindliche Vorschriften darauf hin, dass die gesetzten Ziele eingehalten werden.** Die EU, die Mitgliedstaaten oder sonstige Akteure werden durch konkrete Maßnahmen und Sanktionsmöglichkeiten zur Einhaltung des Ziels verpflichtet.	Die Mitgliedstaaten haben zwar kein verbindliches nationales EE-Ziel, allerdings gibt es teils Unterziele, die von den Mitgliedstaaten eingehalten werden müssen. Auch müssen sie immerhin ihre eigenen Beiträge benennen. Bei Nichtumsetzung der Richtlinie greift der Sanktionsmechanismus der Governance-Verordnung.



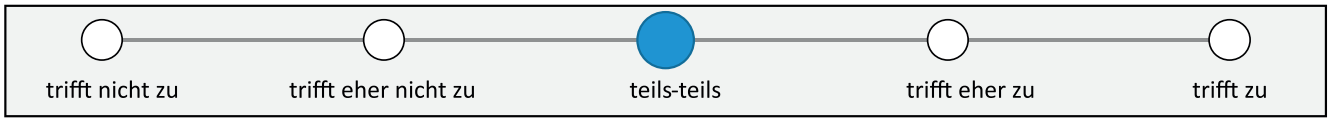
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.3 „Langfristigkeit/Nachhaltigkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Langfristigkeit/ Nachhaltigkeit	**Die CO2-Vermeidung besteht dauerhaft.** Die Umsetzung lässt eine stetige CO2-Emissionsreduktion erwarten. Es besteht ein dauerhaft sinkendes Emissionsniveau, insbesondere lässt die Maßnahme keine besondere Risikoanfälligkeit ggb. mgl. externen Störeffekten erkennen.	Durch die ambitioniertere Zielsetzung für EE kann von einer wachsenden und dauerhaften Substitution fossiler Energieträger ausgegangen werden.



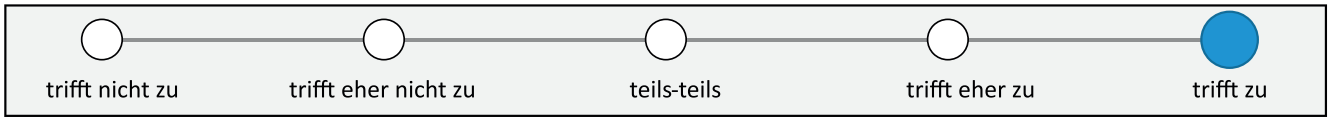
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.4 „Umsetzungsaufwand“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Umsetzungsaufwand	**Der Rechtsakt ist zeitnah und einfach umsetzbar.** Einer zeitnahen Umsetzung des Rechtsaktes stehen keine gesetzgebungstechnischen, administrativen oder sonstigen Hindernisse im Wege.	Als Richtlinie gilt die RED III nicht unmittelbar, sondern muss von den Mitgliedstaaten noch in nationales Recht umgesetzt werden – und zwar erst bis zum 31.12.2024. Die nationalen Trägergesetze sind schon vorhanden.



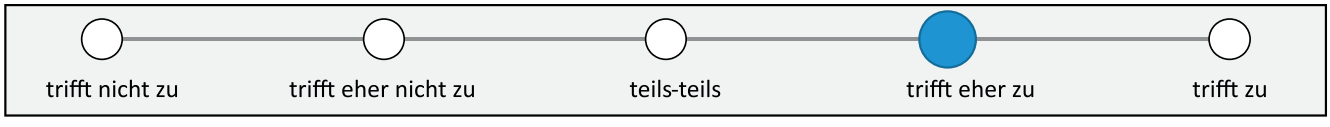
Gruppe 1: THG-Minderung
Bewertungsmerkmal 1.5 „Kohärenz und Anschlussfähigkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Kohärenz und Anschlussfähigkeit	**Der Rechtsakt ist mit bestehender Gesetzgebung kompatibel und fügt sich kohärent in die sonstige Ziel- und Gesetzesarchitektur ein.** Es bestehen keine Vorgaben- oder Zielkonflikte mit anderen Rechtsakten.	Die RED III ändert punktuell die schon bestehende Richtlinie und lässt diese in ihrer Struktur unangetastet. Sie reflektiert die Festlegungen anderer Rechtsakte und ist mit der Governance-Verordnung verschränkt.



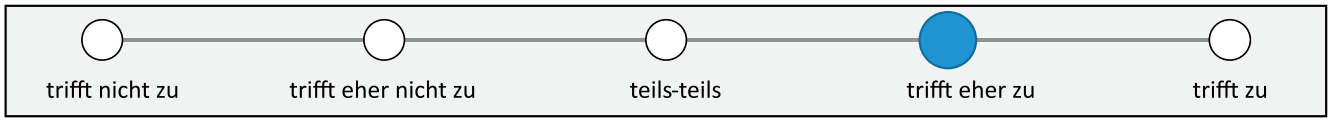
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.1 „Wettbewerbsfähigkeit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Wettbewerbsfähigkeit	**Der Rechtsakt verfolgt das Ziel der Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft.** Der Rechtsakt berücksichtigt die Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Unternehmen bspw. durch Carbon-Leakage-Schutz, Fördermaßnahmen zur Umstellung auf treibhausgasneutrale Produktionsprozesse, etc.	Ein neu eingefügter Artikel widmet sich spezifisch dem Einsatz von EE in der Industrie. Industrielle Verbraucher können vom stärkerem EE-Ausbau profitieren, etwa über die Forcierung von PPAs.



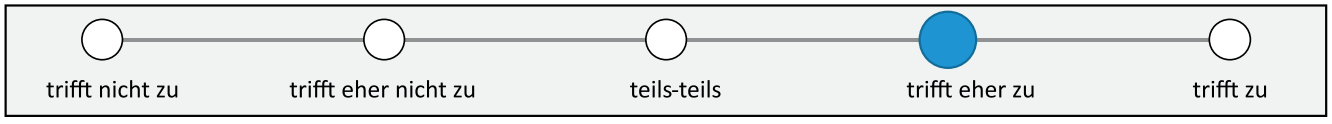
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.2 „Soziale Ausgewogenheit“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Soziale Ausgewogenheit	**Der Rechtsakt trägt zur sozialen Ausgewogenheit der Transformation bei.** Der Rechtsakt führt bspw. nicht zu einer einseitigen Kostenweitergabe an Verbraucher, sondern gleicht Mehrausgaben anderweitig aus; Teilhabe und gesellschaftliche Akzeptanz werden gefördert.	Der Rechtsakt stärkt Verbraucherrechte und verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Berücksichtigung der Situation vulnerabler Haushalte insbesondere im Wärmesektor.



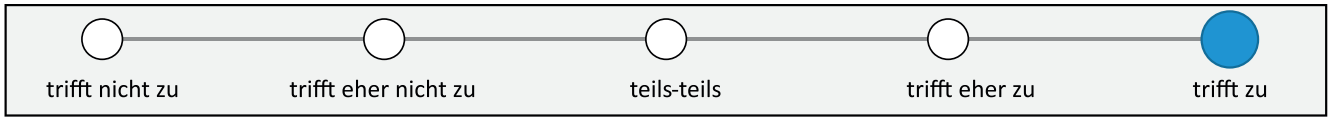
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.3 „Markt für grüne Produkte“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Markt für grüne Produkte	**Der Rechtsakt reizt einen Markt und ein Level-Playing-Field für grüne Produkte an.** Die externen Klimakosten von Produkten werden eingepreist und der THG-Fußabdruck transparent gemacht, wodurch ein Level-Playing-Field für THG-arme Produkte etabliert wird.	Es gibt eine Methodik für die Sichtbarmachung des EE-Anteils in Industrieprodukten. Die Ausstellung von HKN auch für geförderten Grünstrom wird verpflichtend.



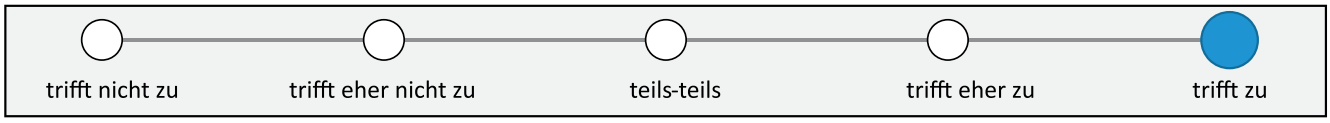
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.4 „Klimafreundliche Investitionslenkung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Klimafreundliche Investitionslenkung	**Der Rechtsakt fördert klimafreundliche Investitionen.** Kapitalströme werden in klimafreundliche Wirtschaftsbereiche und Produktionsverfahren gelenkt.	Der Rechtsakt forciert ausschließlich Investitionen in EE, verstärkt auch im Wärme- und Verkehrssektor.



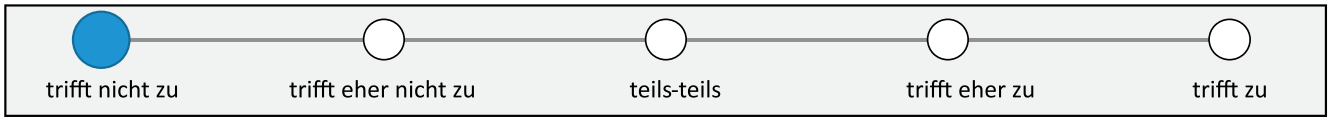
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft
Bewertungsmerkmal 2.5 „Stärkung des (Energie-)Binnenmarktes“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Stärkung des (Energie-)binnenmarktes	**Der Rechtsakt stärkt den (Energie-)binnenmarkt.** Standards innerhalb der EU werden harmonisiert oder angeglichen, die Binnennachfrage gestärkt und die unterschiedlichen Ausgangslagen in den einzelnen Mitgliedstaaten berücksichtigt.	Durch eine EU-weite Harmonisierung der Vorschriften zum EE-Ausbau und –Einsatz wird der Binnenmarkt weiter integriert. Grezüberschreitende Pilotprojekte und eine gemeiname Offshoreplanung werden verbindlich.



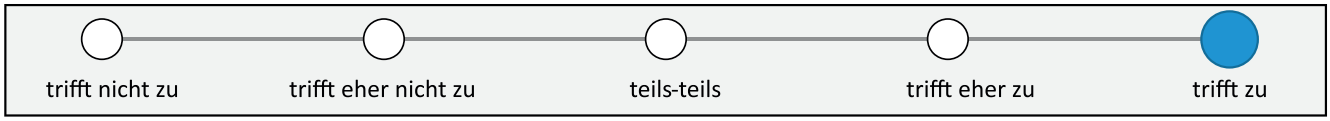
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.1 „Globale Wirkung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Globale Wirkung	**Der Rechtsakt hat einen positiven Einfluss auf die CO2-Minderung in Ländern außerhalb der EU.** Emissionsreduzierungen werden auch außerhalb der EU angereizt.	Der Rechtsakt richtet sich primär nach innen auf den Binnenmarkt. Die bisher ungenutzten Instrumente für Kooperationen mit Drittstaaten bleiben unverändert.



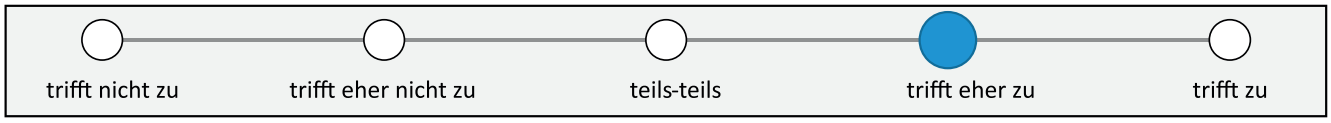
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.2 „Wirkungsspanne“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Wirkungsspanne	**Der Rechtsakt hat eine weitreichende THG-Minderungswirkung.** Der Rechtsakt zielt auf eine möglichst große Hebelwirkung und nicht nur auf eine punktuelle oder sektorspezifische Wirkung.	Der Rechtsakt beinhaltet Vorschriften für die Sektoren: Strom, Wärme Verkehr und Industrie.



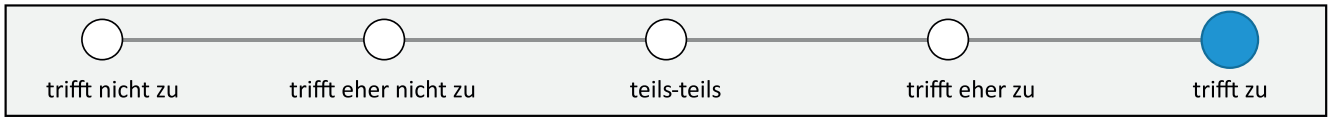
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.3 „Vorbildwirkung“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Vorbildwirkung	**Der Rechtsakt hat eine Vorbildwirkung für Länder außerhalb der EU.** Mit dem Rechtsakt stärkt die EU ihre Pionierrolle in der internationalen Gemeinschaft und beweist Handlungsbereitschaft, die auch auf andere Länder ausstrahlt.	Die Zielsetzung eines EE-Anteils von 40% am Bruttoenergieverbrauch in 2030 ist ambitionierter als das bisherige Ziel und mag eine Ausstrahlung auf andere Länder haben.



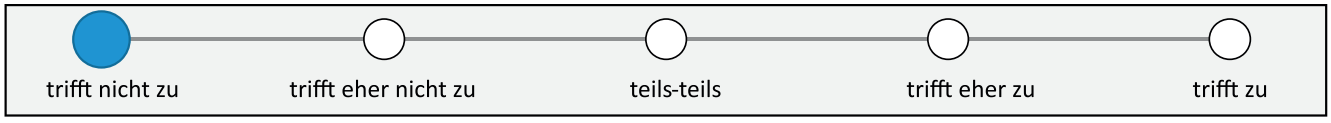
Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.4 „Kompatibilität mit Freihandelsprinzipien“

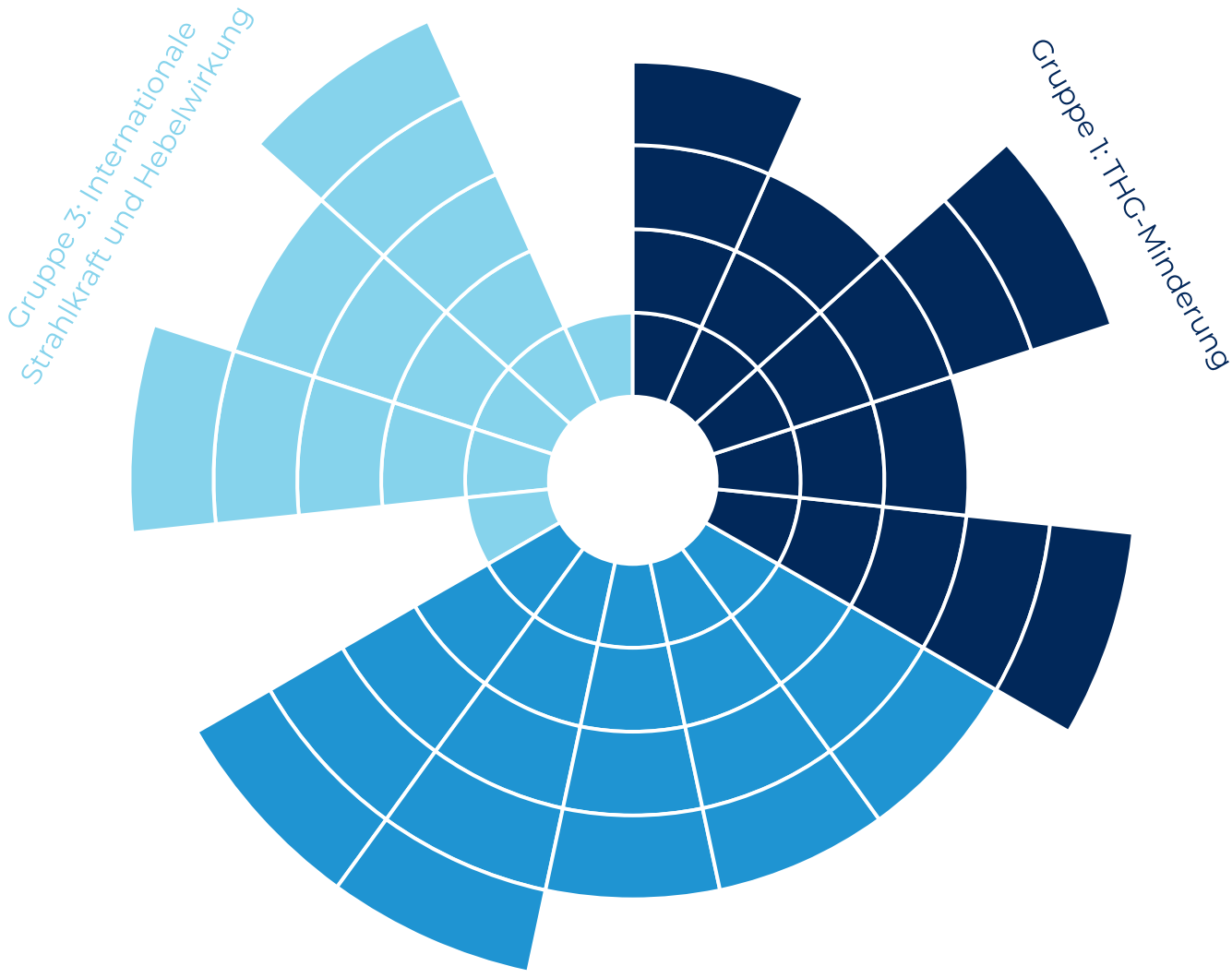
Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Kompatibilität mit Freihandelsprinzipien	**Der Rechtsakt lässt keine internationalen Handelskonflikte erwarten.** Der Rechtsakt wahrt die WTO-Regeln und ist keine protektionistische Maßnahme.	Typische Konfliktkonstellationen zwischen EE-Förderung und WTO-Recht wie etwa local content-Regelungen oder verpflichtende Standards beinhaltet die RED III nicht.



Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Bewertungsmerkmal 3.5 „Entwicklungspolitische Ziele“

Bewertungsmerkmal	Bewertungsthese	Begründung
Berücksichtigung entwicklungspolitischer Ziele und Stärkung von Energiepartnerschaften	**Der Rechtsakt unterstützt die entwicklungspolit. Ziele der EU und/oder stärkt ihre Energiepartnerschaften.** Der Rechtsakt berücksichtigt die Belange von Schwellen- und Entwicklungsländern und/oder fördert den Ausbau von strategischen Energiepartnerschaften mit Nicht-EU-Ländern, insbesondere in den Nachbarregionen der EU.	Jenseits der schon bisher möglichen, aber ungenutzt gebliebenen Kooperationen mit Drittländern beinhaltet die RED III keine Neuerungen in Bezug auf Drittländer.




Gruppe 3: Internationale Strahlkraft und Hebelwirkung
Gruppe 1: THG-Minderung
Gruppe 2: Erhalt der sozialen Marktwirtschaft

Kontakt
Stiftung Umweltenergierecht
Friedrich-Ebert-Ring 9
97072 Würzburg

T: +49 931 794077-0
F: +49 931 7940 77-29

info@stiftung-umweltenergierecht.de
www.stiftung-umweltenergierecht.de

Entstanden im Rahmen des Vorhabens:
„dena Leitstudie – Aufbruch Klimaneutralität“

Impressum

Herausgeber:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren:

Stiftung Umweltenergierecht (SUER)
Dr. Hartmut Kahl
Dr. Markus Kahles
Johanna Kamm
Hannah Scheuing

Stand:
10/2021

Bitte zitieren als:
Stiftung Umweltenergierecht (SUER) (2021). Wirtschaft und Europa auf dem Weg zur Klimaneutralität – Der Green Deal der EU und seine Bedeutung für Deutschlands Energiewende. Begleitung des Querschnittmoduls Wirtschaft und Europa. Gutachten im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Wuppertal Institut

dena
Deutsche Energie-Agentur

Gutachten im Rahmen der
dena-LEITSTUDIE AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT

Gesellschaftliche Implikationen einer klimaneutralen Entwicklung

Begleitung des Querschnittsmoduls Transformation

Gutachterbericht | Oktober 2021

Gutachten im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität

Gesellschaftliche Implikationen einer klimaneutralen Entwicklung

Begleitung des
Querschnittsmoduls „Transformation“

Johannes Venjakob,
Annika Tönjes,
Manfred Fischedick

Wuppertal Institut

Dieser Bericht ist Ergebnis des Querschnittmoduls „Transformation“, welches im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) im Rahmen der Erarbeitung der Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität durchgeführt wurde.

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

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:
Wuppertal Institut (2021). Gesellschaftliche Implikationen einer klimaneutralen Entwicklung. Begleitung des Querschnittsmoduls Transformation. Gutachten im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Projektlaufzeit: August 2020 –Oktober 2021

Projektkoordination:
Dr. Johannes Venjakob
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Abteilung Zukünftige Energie- und Industriesysteme
Forschungsbereich Strukturwandel und Innovation

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH:
Annika Tönjes
Prof. Dr. Manfred Fischedick

Katja Witte, Kapitel Akzeptanz und Partizipation

Thorsten Koska, Kapitel Ein neues Mobilitätsselbstverständnis als Baustein eines klimaneutralen Verkehrssektors

Anja Bierwirth, Kapitel Gesellschaftliche Perspektiven auf klimaneutrales Wohnen

unter Mitarbeit von

Kirsten Ewert, Marvin Ewert, Tobias Lechtenböhmer

Weitere Mitarbeitende:
Pascal Hader, Deutsche Energie-Agentur, Kapitel Akzeptanz und Partizipation

Impressum

Herausgeber:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Ansprechperson:
Dr. Johannes Venjakob
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Abteilung Zukünftige Energie- und Industriesysteme
Forschungsbereich Strukturwandel und InnovationDöppersberg 19
42103 Wuppertal

Tel: +49-202-2492-102
johannes.venjakob@wupperinst.org

Stand:
Oktober 2021

Dieses Werk steht unter der Lizenz „Creative Commons Attribution 4.0 International“ (CC BY 4.0).
Der Lizenztext ist abrufbar unter: https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis **4**

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen **6**

Abbildungsverzeichnis **7**

1 Einleitung **8**

1.1 Zum Grundverständnis von Transformationsforschung 8
1.2 Die Rolle des Querschnittmoduls „Transformation“ in der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität 9
1.3 Thematische Schwerpunktsetzung im Querschnittsmodul „Transformation“ 11

2 Akzeptanz und Partizipation **14**

2.1 Problemaufriss und Akzeptanzbegriff 14
2.2 Die Akzeptanz erneuerbarer Energien und die Relevanz in der dena-Leitstudie 17
2.3 An welchen weiteren Themenfeldern der dena-Leitstudie spielt die Akzeptanz eine Rolle? 18
2.4 Welche Ansatzpunkte gibt es zur Steigerung der Akzeptanz? Welche Rolle spielt hier die ökonomische Partizipation? 20
2.5 Welche Empfehlungen ergeben sich hieraus? 22

3 Ein neues Mobilitätsselbstverständnis als Baustein eines klimaneutralen Verkehrssektors **24**

3.1 Problemaufriss 24
3.2 Baustein: Förderung von Mikromobilität und Sharing-Angeboten 27

3.2.1 Beschreibung 27
3.2.2 Konkrete Maßnahmen 28
3.2.3 Notwendige Rahmenbedingungen 28
3.2.4 Herausforderungen 29
3.2.5 Gute Beispiele 29

3.3 Baustein: Integrierte Verkehrs- und Siedlungspolitik / Flächengerechtigkeit im Urbanen Raum 31

3.3.1 Beschreibung 31
3.3.2 Konkrete Maßnahmen 31
3.3.3 Notwendige Rahmenbedingungen 32
3.3.4 Herausforderungen 32
3.3.5 Gute Beispiele 33

4 Gesellschaftliche Perspektiven auf klimaneutrales Wohnen **34**

4.1 Problemaufriss 34
4.2 Baustein: Gutes Leben in der Stadt und auf dem Land 36

4.2.1 Beschreibung 36
4.2.2 Konkrete Maßnahmen 38
4.2.3 Notwendige Rahmenbedingungen 39
4.2.4 Herausforderungen 39
4.2.5 Gute Beispiele 39

4.3 Baustein: Alternative Wohn- und Nutzungskonzepte 40

4.3.1 Beschreibung 40
4.3.2 Konkrete Maßnahmen 41
4.3.3 Notwendige Rahmenbedingungen 42
4.3.4 Herausforderungen 42

4.4 Gute Beispiele 42

4.4.1 Baustein: Energetische Bestandssanierung vorantreiben 42
4.4.2 Beschreibung 42
4.4.3 Konkrete Maßnahmen 44
4.4.4 Notwendige Rahmenbedingungen 44
4.4.5 Herausforderungen 44
4.4.6 Gute Beispiele 45

5 Zusammenfassung der Ergebnisse und Fazit 46

5.1 Akzeptanz und Partizipation 46
5.2 Ein neues Mobilitätsselbstverständnis als Baustein eines klimaneutralen Verkehrssektors 47
5.3 Gesellschaftliche Perspektiven auf klimaneutrales Wohnen 49

6 Literaturverzeichnis 51

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

Abb.	Abbildung
CCS	CO_2-Abscheidung und -Speicherung
EZFH	Ein- oder Zweifamilienhaus
EFH	Einfamilienhaus
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ETCS	European Train Control System
GVFG	Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetz
MaaS	Mobility-as-a-Service
NIMBY	Not in my backyard („Nicht in meinem Bereich“)
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PBefG	Personenbeförderungsgesetz
QSM	Querschnittsmodul
THG	Treibhausgas

Einheiten und Symbole

km	Kilometer
CO_2	Kohlenstoffdioxid
MW	Megawatt
m	Meter
%	Prozent
m^2	Quadratmeter

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Zielsetzung des Querschnittsmoduls (1) ---------- 10

Abbildung 1.2: Zielsietzung des Querschnittsmoduls (2) ---------- 10

Abbildung 2.1: Installierte Windenergieleistung in Deutschland 2005–2020 (Bundesverband Windenergie, 2020) ---------- 15

Abbildung 2.2: Formen der Akzeptanz (Schweizer-Ries et al. 2010) ---------- 16

Abbildung 3.1: Strategische Ansätze der Verkehrswende (Schneidewind, 2018) ---------- 25

Abbildung 4.1: Anteil fossil befeuerter Heizungen im Absatzmarkt für dezentrale Heizsysteme 2018 im Vergleich zu 1999 (Wuppertal Institut, 2020; basierend auf dena, 2019) 34

Abbildung 4.2: Raumwärmebedarf im Spannungsfeld von Wärmedämmung und Wohnflächennutzung (Wuppertal Institut, 2021) ---------- 35

1 Einleitung

1.1 Zum Grundverständnis von Transformationsforschung

Die Transformation des Energiesystems ist eine der größten gesellschaftlichen Herausforderungen – dies gilt insbesondere für Deutschland als bedeutende Energie- und Klimaschutzregion in Europa. Die Gestaltungsaufgabe ist dabei ebenso vielschichtig wie die Motive, die als treibende Kräfte (z.B. Klimaschutz) hinter der Veränderungsnotwendigkeit stehen. Auch wenn in der Diskussion häufig technische Aspekte im Vordergrund stehen, wie z.B. die Integration der Stromerzeugung aus fluktuierend einspeisenden Energieträgern, gehen die Herausforderungen weit darüber hinaus und umfassen technische, ökonomische, institutionelle (politische/regulative) und auch kulturelle Aspekte. Die Kunst der erfolgreichen Gestaltung der Transformation besteht darin, die verschiedenen Dimensionen gemeinsam zu denken und Konflikte zwischen ihnen ebenso früh zu identifizieren wie mögliche Synergieeffekte. Hier setzt die Transformationsforschung an. Ziel ist ein besseres Verständnis über die Systemeigenschaften zu gewinnen (Systemwissen), Konzepte und Visionen für die Zukunft abzuleiten (Zielwissen) sowie u.a. über Experimente die Gestaltungsmöglichkeiten realer Veränderungsprozesse zu erforschen (Transformationswissen). Gerade bei der Umsetzung der Vision einer klimaneutralen Gesellschaft ist es essentiell, auf alle Handlungsdimensionen gleichzeitig zu schauen und die jeweils involvierten gesellschaftlichen Akteure gleichermaßen zu adressieren. Es gilt zu erreichen, dass diese als aktiv Beteiligte, Befürworter und Gestalter die Veränderungsprozesse verstehen und mittragen.

Energiewende und Klimaschutz als Teil der großen Transformation braucht gesellschaftliche Akzeptanz sowie die Veränderung von Verhaltensroutinen und Konsumstilen. Dies gilt umso mehr als dass die energie- und klimapolitischen Ziele mit rein inkrementellen Veränderungen nicht erreicht werden können. Im Gegenteil bedarf es

- umfassender struktureller Veränderungen der bestehenden Systeme (z.B. im Bereich der Kraftwerkswirtschaft, Automobilindustrie und Landwirtschaft),
- eines sukzessiven Schließens der Wertschöpfungskreisläufe (im Rahmen einer Circular Economy) mit erheblichen Veränderungspotenzialen der seit Jahren respektive Jahrzehnten etablierten Wertschöpfungsketten und Wirtschaftsstrukturen,
- des Aufbaus völlig neuer Infrastrukturen (z.B. für Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe,
- der Nutzung von intelligenten Systemen wie z.B. autonomem Fahren als Grundvoraussetzung für die Etablierung autofreier Innenstädte,
- Veränderungen von Verhaltensmustern und Routinen (z.B. Konsum- und Ernährungsmuster),
- des Überwindens des NIMBY-Effektes und der Diskrepanz zwischen hoher Zustimmungsraten auf der übergeordneten Ebene und großen Widerständen bei der Umsetzung von Projekten vor Ort sowie
- eines vollständigen Neudenken regulatorischer Rahmenbedingungen und Optionen für den Aufbau neuer Geschäftsfelder.

Um Energiewende und Klimaschutz im Sinne eines positiven gesellschaftlichen Narratives zu gestalten, brauchen sie (ökonomische) Partizipation und Mitgestaltung durch Bürgerinnen und Bürger. Nachsorgende „Schaffung" von Akzeptanz ist nicht zielführend. Verhaltensroutinen und Konsumstile sind kulturell geprägt, werden jedoch stark durch wirtschaftspolitische und ordnungsrechtliche Anreizsysteme beeinflusst. Das bedeutet, dass sich die gewünschten Veränderungen nicht ohne regulatorische Maßnahmen seitens der Politik umsetzen und erreichen lassen werden.

Transformationsforschung erfordert aufgrund der Vielschichtigkeit der Gestaltungsaufgabe in der Regel einen inter- und transdisziplinären Ansatz. Dieser zielt darauf ab, dass gesellschaftliche oder technische Probleme sowie daraus resultierende Forschungsfragen durch Teams aus unterschiedlichen Wissenschaftsdisziplinen im Verbund mit Akteuren von außerhalb der Wissenschaft (Stakeholder, Bürger/-innen) gemeinsam identifiziert werden. Daran schließt sich eine Phase der gemeinsamen Wissensgenerierung und Entwicklung von Problemlösungsstrategien an (co-creation von knowledge). Dieser theoretische Forschungsprozess wird abgeschlossen durch die Integration und Anwendung des generierten Wissens, sowohl durch die Wissenschaft als auch durch die praktische Umsetzung. Dieses Vorgehen ist iterativ zu verstehen. Dies bedeutet, dass das generierte Wissen auch dazu genutzt werden kann, den Prozess der Problemidentifikation und -präzision bzw. Lösungsentwicklung neu zu initiieren. Im Kern der Forschung geht es u.a. um das Erfassen der jeweiligen Perspektiven, Präferenzen und Narrative der gesellschaftlichen Akteure. Darüber sollen Gemeinsamkeiten und Unterschiede in den Einschätzungen zu Technologien und Transformationspfaden analysiert und mögliche Diskrepanzen in der Wahrnehmung und Bewertung oder gar Konfliktlinien frühzeitig erkannt werden. Darauf aufbauend können akzeptable Lösungskorridore erarbeitet werden.

1.2 Die Rolle des Querschnittmoduls „Transformation" in der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität

Die Querschnittsmodule der Leitstudie begleiteten die quantitative Modellierung in den Sektoren Energie, Verkehr, Gebäude und Industrie, aus denen die Szenariopfade abgeleitet wurden. Sie greifen wichtige Themen auf, für die eine sektoren-übergreifende Diskussion in der Modellierung und Szenarienentwicklung eine besondere Bedeutung hat. Neben dem Modul „Transformation" wurden die Module „Energiemarktdesign" und „Wirtschaft & Europa" implementiert.

Das Augenmerk im Querschnittsmodul „Transformation" wurde auf Schnittstellen zwischen technischer Energiesystemtransformation und gesellschaftlichen Dynamiken gelegt. Insbesondere wechselseitige Beeinflussungen, die sich nicht ohne weiteres quantifizieren lassen, aber für die Entwicklung in Richtung Klimaneutralität von hoher Bedeutung sind wurden hier erörtert. Dabei wurden sowohl solche Probleme identifiziert, die klar im Zusammenhang stehen mit spezifischen, als kritisch eingeschätzten Szenarioannahmen als auch solche von eher übergeordneter Natur, die etwa aus Wechselwirkungen mit dem gesamten Energiesystem und den übergeordneten (exogen bestimmten) Trends resultieren. Über die Auswahl der in die Betrachtung aufgenommenen Problemlagen gab es eine Abstimmung mit dem Projektpartnerkreis. In einem mehrmonatigen Arbeitsprozess wurden die Problemlagen mit dem Projektpartnerkreis, dem Beirat der Leitstudie sowie externen Expertinnen und Experten

diskutiert. Schnittstellen und Sensitivitäten zur quantitativen Modellierung wurden mit den zuständigen Konsortialpartnern erörtert. Auf dieser Basis konnten Indikatoren, Annahmen und Rahmenbedingungen geschärft werden. Handlungsempfehlungen und konkrete Maßnahmen zur Unterstützung / Begleitung von technischen Innovationen wurden abgeleitet und in den Hauptteil der Leitstudie integriert. Die folgenden beiden Abbildungen verdeutlichen den iterativen Arbeitsprozess zwischen Querschnittsmodul und quantitativer Szenarienentwicklung.

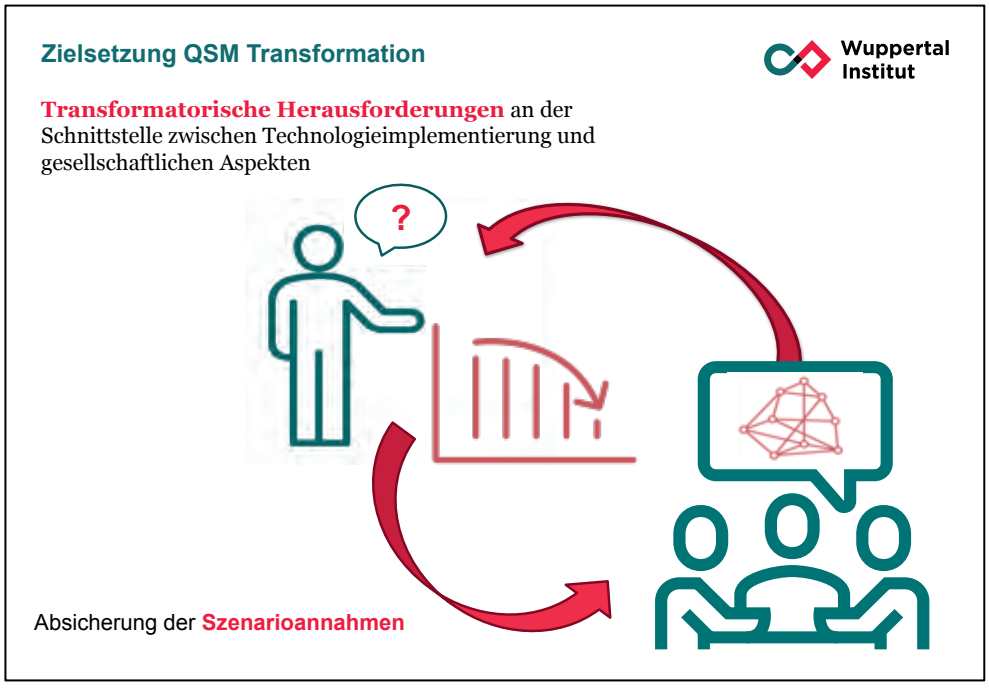


Abbildung 1.1: Zielsetzung des Querschnittsmoduls (1)

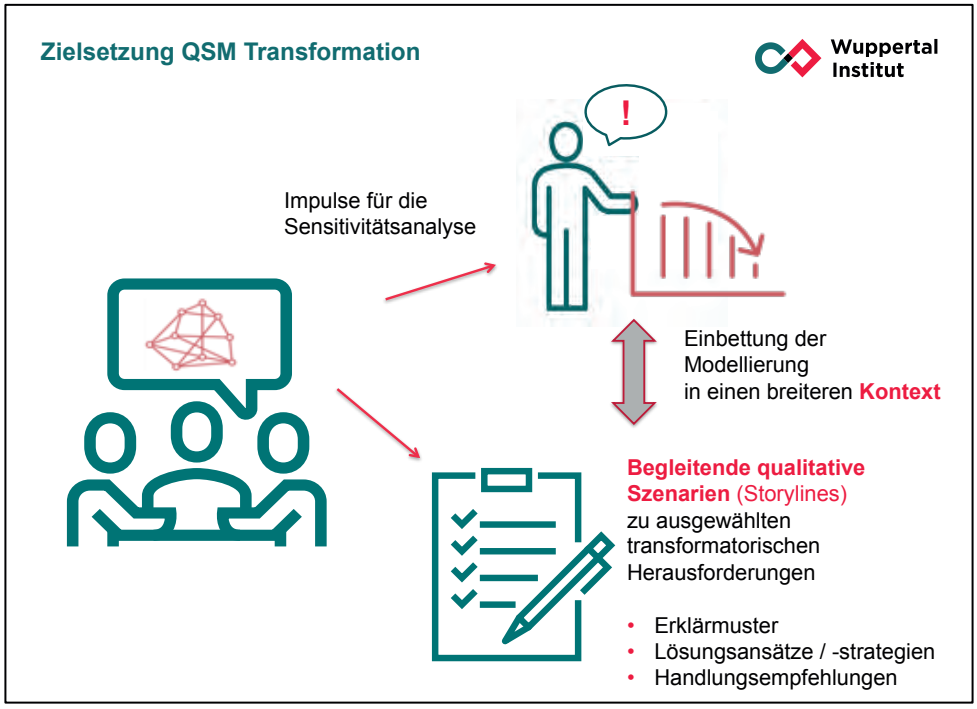


Abbildung 1.2: Zielsetzung des Querschnittsmoduls (2)

1.3 Thematische Schwerpunktsetzung im Querschnittsmodul „Transformation“

In einem ersten Schritt ging es demnach darum, die für die Energiewende zentralen persistenten Probleme zu identifizieren und eine gemeinsame Sichtweise auf sie zu etablieren. Hierfür wurde eine umfassende Liste von (potentiellen) persistenten Probleme mit dem Projektkonsortium, dem Projektpartnerkreis sowie zusätzlich mit relevanten externen Stakeholdern erarbeitet. Dabei wurden sowohl solche Probleme identifiziert, die klar im Zusammenhang stehen mit spezifischen, als kritisch bzw. wirkmächtig eingeschätzten Szenarioannahmen (z.B. massive und schnelle Marktdurchdringung der Elektromobilität) als auch solche von eher übergeordneter Natur, die etwa aus Wechselwirkungen mit dem gesamten Energiesystem und den übergeordneten (exogen bestimmten) Trends resultieren (z.B. alternde Gesellschaft). Zur Auswahl der inhaltlichen Schwerpunkte für den Arbeitsprozess des Querschnittmoduls wurde neben den oben genannten Kriterien das Konzept der so genannten „Wicked Problems“ herangezogen. Der Begriff "Wicked Problem" wurde erstmals von Horst Rittel, Designtheoretiker und Professor für Designmethodik an der Hochschule für Gestaltung in Ulm geprägt. In seinem Aufsatz "Dilemmas in a General Theory of Planning" beschreibt er wichtige Merkmale dieser vertrackten Problemlagen: Es gibt derzeit keine endgültige und allgemein akzeptierte Lösungsformel für die Problemlage. Lösungsansätze für die Problemlage sind nicht wahr oder falsch; sie können nur gut oder schlecht sein und es gibt auch keine feste Anzahl möglicher Lösungen. Eine unmittelbare Prüfung einer Lösung für ein Wicked Problem ist ex ante nicht möglich. Jede Lösung für ein Wicked Problem ist eine "einmalige Operation"; da es keine Möglichkeit gibt, durch Versuch und Irrtum zu lernen, zählt jeder Versuch erheblich (Rittel, Webber, 1973).

Im Sinne der Entwicklung von Klimaneutralitäts-Szenarien wurde zudem als Anforderung gestellt, dass die Überwindung der „Wicked Problems“ für die Zielerreichung von herausgehobener Bedeutung sind.

Auf Basis dieser Kriterien wurde mit dem Projektpartnerkreis und dem Projektkonsortium folgende Longlist potenziell relevanter Problemlagen für eine klimaneutrale Entwicklung entlang der Modellierungssektoren zusammengestellt:

Energiewirtschaft

- Fehlende digitale Infrastruktur und Datenschutzbelange für ein modernes, dezentrales Energiesystem
- NIMBY-Effekte als Hemmnis regenerativer, dezentraler Energieerzeugung
- Sozialer Wandel, Energiearmut und notwendige Rahmenbedingungen zur Förderung der Akzeptanz steigender Energiepreise
- Mangel an guten und breiten Optionen einer aktiven ökonomischen Beteiligung und Mitgestaltung der Bürger an den großen Investitionsvorhaben der Energiewende, sowohl auf lokaler eben als auch darüber hinaus und unter Einschluss weniger wohlhabender Bevölkerungsgruppen
- Umgang mit obsolet werdenden Infrastrukturen (Kohle, Erdgas…)

Gebäude

- Mieter-Vermieter-Dilemma als Hemmnis der energetischen Gebäudesanierung
- Amortisationszeiträume als Hemmnis der energetischen Gebäudesanierung
- Verknüpfung der Wärmewende in Haushalten und Unternehmen mit Eigenstromproduktion und Elektromobilität.
- Mobilisierung einer breiten Gebäudeinvestitionsinitiative für unterschiedliche Eigentümergruppen und verschiedenste soziale und Immobilienmarkt-segmente
- Moderation des generellen Trends zu größeren Wohnflächen, Zersiedelung und Flächenverbrauch

Industrie

- Gesellschaftliche Akzeptanz von Infrastrukturprojekten (Beispiel H2-Versorgung) und neuen Investitionen in klimaneutrale Produktion
- Gesellschaftliche Akzeptanz von CCS, Blauem Wasserstoff, BECCS
- Randbedingungen zur ökonomisch tragfähigen Etablierung resilienter zirkulärer Wertschöpfungsketten (Regulierung, Marktdesign, Akzeptanz etc.)
- Zahlungsbereitschaft für klimaneutrale Produkte und Dienstleistungen im Kontext sich re-strukturierender Produkt-Dienstleistungsketten und Vermeidung von "zwei-Klassen-Märkten ("Biofleisch vs. Billig-Burger")
- Mobilisierung massiver Investitionen in neue Produktionstechnologien (Break-Through), Infrastrukturen (H2) und den Aufbau neuer Wertschöpfungsketten vor dem Hintergrund starker internationaler Konkurrenz und kurzfristig ausgerichteter Aktionärs-/Investorenlogiken

Mobilität

- Überkompensation von Effizienzsteigerungen durch Mobilitätsverhalten
- Dekarbonisierung Flugverkehr
- Autonomes Fahren als Grundvoraussetzung für autofreie Innenstädte
- Beschleunigte gesellschaftliche Veränderung in Bezug auf das Mobilitätsverhalten (Homeoffice, lokaler, regionaler, Urlaubsverhalten …)
- Mobilisierung massiver Investitionen in den Ausbau von Schienenverkehr und ÖPNV

In einem Strukturierungs- und Abstimmungsprozess wurden zwei Themen durch den Projektpartnerkreis priorisiert, die für die Ausarbeitung der Studie in den Blick genommen werden sollten.

- Partizipation und (ökonomische) Teilhabe zur Steigerung der Akzeptanz für die Energiewende
- Gesellschaftliche Perspektiven auf klimaneutrales Wohnen

Zusätzlich wurde durch das Projektkonsortium noch das Thema

- Ein neues Mobilitätsselbstverständnis als Baustein eines klimaneutralen Verkehrssektors

aufgenommen.

Für alle drei Themen gestaltete sich der Arbeitsprozess so, dass in Modulsitzungen mit den Projektpartnerkreis, unterstützt durch externe Impulse eine vertiefende Diskussion der ausgewählten Wicked Problems erfolgte. Dabei wurden Wirkungszusammenhänge und hemmende Faktoren identifiziert, Ansatzpunkte für Lösungsstrategien herausgearbeitet sowie Schnittstellen zur Modellierung und den anderen Quermodulen hergestellt. Es wurden Fragen erörtert, wie:

- Wie müssen Innovationen aussehen (technische und soziale Innovationen), die in der Lage sind die endogenen Veränderungskräfte zu verstärken und eine Veränderungsdynamik in Gang zu setzen?
- Wie können die notwendigen Investitionen angestoßen werden (inkl. Lösung der insbesondere bei Infrastrukturprojekten häufig auftretenden Henne-Ei Problematik)?
- Wie müssen gesellschaftliche Diskurse organisiert werden, um die Menschen früh an den Veränderungsprozessen und deren Gestaltungsmöglichkeiten zu beteiligen?
- Welche strukturellen (ggf. sogar disruptiven) Veränderungen sind zu erwarten und wie können der resultierende Strukturwandelprozesse proaktiv flankiert werden?

Im Ergebnis stand jeweils eine umfassende Beschreibung und Abgrenzung der Wicked Problems als Grundlage für die Ausarbeitung von Lösungsstrategien. Validierungsschleifen mit dem Projekt-Beirat und externen Expertinnen und Experten rundeten die Arbeit zu den ausgewählten Themen ab. Die Ergebnisse, für die ein breiter Konsens mit dem Projektpartnerkreis erzielt werden konnte, wurden in den Teil A der Studie übernommen. Die, in den folgenden Abschnitten dargestellten Ergebnisse gehen über den Teil A teilweise deutlich hinaus – sie stellen im Wesentlichen die Gutachter-Perspektive des Wuppertal Instituts dar, in die zahlreiche Anmerkungen und Diskussionen eingeflossen sind.

2 Akzeptanz und Partizipation

2.1 Problemaufriss und Akzeptanzbegriff

Die Modellierung in der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität zeigt auf, dass sich die Ausbaugeschwindigkeit für erneuerbare Energien in Deutschland vervielfachen muss, um Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen. Dies wird auch in weiteren auf Klimaneutralität ausgerichteten Studien deutlich[1].

Obwohl das „Soziale Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2019“ des Instituts für transformative Nachhaltigkeitsforschung (IASS) in Potsdam eine 83-prozentige Zustimmung zum Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland konstatiert, gerät der Ausbau der erneuerbaren Energien ins Stocken (Wolf & Renn, 2020). Der Ausbau der Windenergie in den letzten Jahren ist hier als eindrucksvolles Beispiel zu nennen.

Wurden 2017 noch 1.792 Windenergieanlagen neu installiert, sank diese Zahl 2018 auf 743, nur um 2019 mit 325 neuen Anlagen weiterhin abzusinken. Die neuinstallierte Leistung sank von 5.300 MW (Megawatt) im Jahr 2017 auf 1.078 MW im Jahr 2019 und betrug bis Oktober 2020 893 MW (siehe Abbildung 2.1) (Bundesverband Windenergie, 2020). Die Gründe für den Einbruch sind vielfältig. Es werden zu wenig Flächen ausgewiesen, Genehmigungsverfahren ziehen sich über viele Jahre in die Länge und häufig ist der Bau von Windenergieanlagen im Streit zwischen Umwelt- und Naturschutz gefangen. Seitens der lokalen Zivilgesellschaft äußert sich die mangelnde Akzeptanz der Windenergie zudem sehr stark in der Gründung von Bürgerinitiativen, welche in letzter Konsequenz oft juristisch gegen die Vorhaben vorgehen.

Auch in anderen Bereichen wird der Fortschritt der Energiewende durch mangelnde lokale Akzeptanz der Bürgerinnen und Bürger behindert bzw. gerät ins Stocken, wie zum Beispiel im Bereich der Tiefengeothermie (Kunze & Hertel, 2015).

[1] Etwa Prognos et al. (2020)

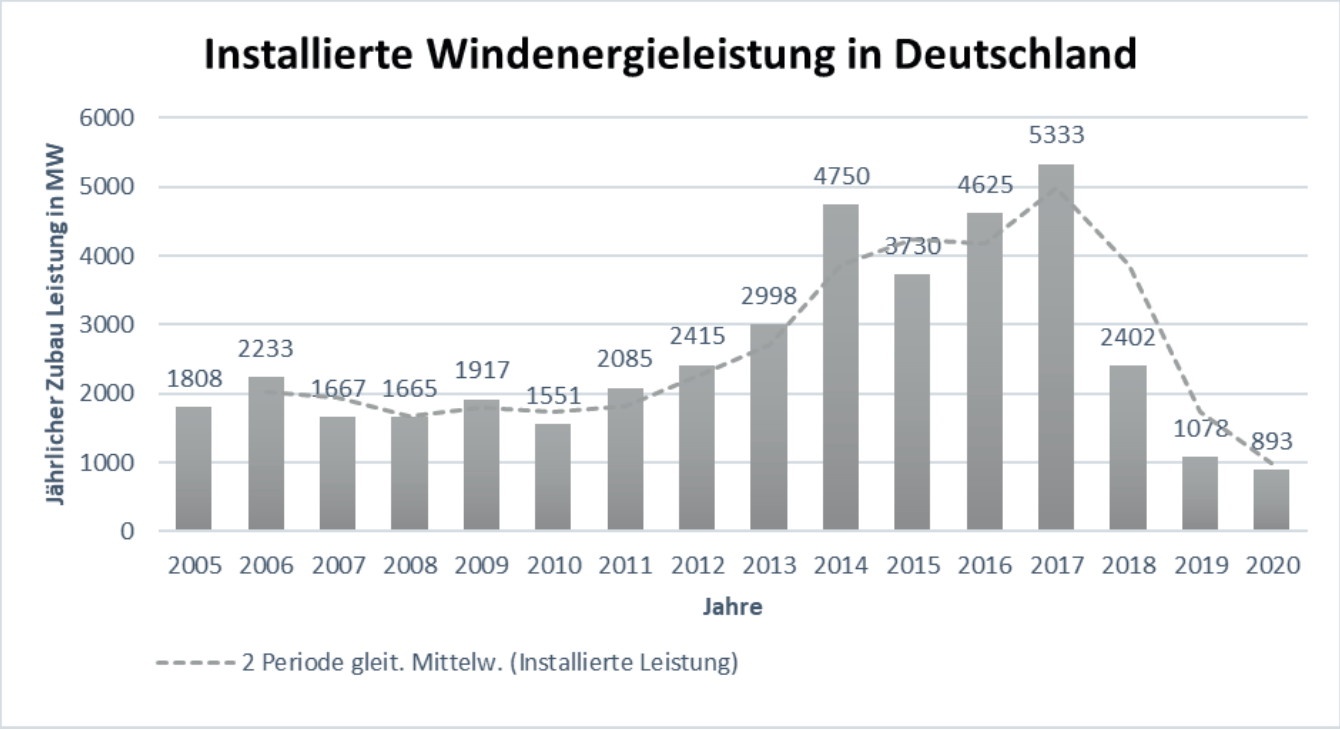


Abbildung 2.1: Installierte Windenergieleistung in Deutschland 2005–2020 (Bundesverband Windenergie, 2020)

Untersuchungen zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende wie das oben genannte Nachhaltigkeitsbarometer zeigen hingegen, dass die Zustimmung zur Energiewende und (in etwas vermindertem Ausmaß) konkreten erneuerbaren Infrastrukturprojekten (lokale Akzeptanz) sehr hoch ist. Dieser „schweigenden Mehrheit“ steht allerdings eine „laute Minderheit“ entgegen.

Ein methodischer Zugang zu unterschiedlichen Formen der Akzeptanz lässt sich über die weit verbreitete Kategorisierung des Akzeptanzbegriffs von Schweizer-Ries et al. (2010) vornehmen, die mittels einer Dichotomisierung einer Bewertungsebene (positiv/negativ) und einer Handlungsebene (aktiv/passiv) den Akzeptanzbegriff ausdifferenzieren (Schweizer-Ries et al., 2010). Der Bereich „Widerstand“, in dem sich in Untersuchungen ein nur kleiner Prozentsatz verorten lässt, bildet eine gewisse „laute Minderheit“, die durch gute Organisation und Koordination die „schweigende Mehrheit“ der „Befürwortenden“ im öffentlichen Diskurs oftmals überstimmt.

Abbildung 2.2: Formen der Akzeptanz (Schweizer-Ries et al. 2010)

Zur Steigerung der Akzeptanz für erneuerbare Energien, insbesondere Windenergie an Land, wurde im EEG 2021 unter anderem die Möglichkeit einer finanziellen Beteiligung der betroffenen Gemeinden durch Entschädigungszahlungen durch die Anlagen betreibenden Unternehmen geschaffen. Die ökonomische Teilhabe soll damit dem Widerstand gegen lokale Windenergieprojekte vorbeugen.

Eine ökonomische Teilhabe beschreibt ein breites Set an Möglichkeiten, wie der oder die Einzelne oder eine Gemeinschaft durch die Energiewende oder auch einzelne Infrastrukturprojekte profitieren kann. Dies reicht von direkten Kompensationszahlungen (etwa für Anwohnende bei Windenergieanalgen) über eine Vergünstigung von Stromtarifen und die Förderung von Infrastruktur oder Projekten, die der gesamten Gesellschaft vor Ort zugutekommen, beispielsweise E-Ladesäulen, Nahwärmekonzepte oder Sporthallen, Förderung regionaler Wertschöpfung bis hin zur aktiven Beteiligung an einer Bürgerenergiegesellschaft.

Die Forschung weist regelmäßig darauf hin, dass die lokale Akzeptanz durch eine Vielfalt von Faktoren entsteht und nicht singulär durch finanzielle Teilhabe geschaffen wird (Wolsink, 2017; Huijts et al., 2012), vor allem nicht, wenn Werte wie gesellschaftliche Sicherheit durch monetäre Ersatzleistungen kompensiert werden sollen. In der gesellschaftlichen Bewertung werden derartige Kompensationen häufig negativ gesehen und haben nicht den Stellenwert von konsensualen Kompromissen – hier können Wertekonflikte entstehen (Johansen & Emborg, 2018; Jørgensen et al., 2020).

Die Diskussion dieser Aspekte wurde im Rahmen der Veranstaltungen des Querschnittsmoduls „Transformation“ intensiv geführt. Mit den projektbeteiligten Unternehmen und Institutionen wurde erörtert, ob und inwieweit ökonomische Teilhabe die Akzeptanz fördern kann und welche weiteren Ansatzpunkte zur Steigerung der Akzeptanz für die Energiewende identifiziert werden können, durch die sich die Umsetzbarkeit der Annahmen zum beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien, neuer Infrastruktur (z.B. Netzausbau, CCS) oder Mobilitätskonzepte in der quantitativen Modellierung und Szenarioentwicklung unterstützen lassen. Die Ergebnisse dieses Diskussionsprozesses sind im Folgenden dargestellt.

Der folgende Abschnitt beschreibt detailliert die Herausforderungen des dena-Transformationspfads in Richtung Klimaneutralität aus gesellschaftlicher Perspektive. Darauf aufbauend werden Ansatzpunkte und Handlungsempfehlungen abgeleitet, die einen Beitrag zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende leisten können bzw. hierfür notwendige Rahmenbedingungen darstellen.

2.2 Die Akzeptanz erneuerbarer Energien und die Relevanz in der dena-Leitstudie

Die im Rahmen der Leitstudie entwickelten Szenariopfade weisen einen massiven Zubau an erneuerbaren Energien auf – vor allem im Bereich Wind und Solar. Dabei kann nicht davon ausgegangen werden, dass sich diese technologische Transformation top-down umsetzen lässt. Dieses gilt vor allem deshalb, weil die Energiewende zunehmend an Geschwindigkeit gewinnt und dezentral umgesetzt wird und daher für die Menschen vor Ort spürbarer wird. Es wird wichtig sein, die derzeit noch breite Unterstützung für die Energiewende aufrechtzuerhalten und durch transparente und partizipative Kommunikation sowie möglicherweise finanzielle Teilhabe zu fördern. Dazu gehört auch, offen über Unsicherheiten und Bandbreiten in der Szenarioentwicklung zu sprechen. Viele Aspekte der langfristigen Ausrichtung des Energiesystems sind derzeit noch unklar – auch diese Unsicherheit kann zu Akzeptanzproblemen führen und muss daher adressiert werden. Neben dem Erhalt der allgemeinen Zustimmung zu den Zielen der Energiewende, müssen geeignete Maßnahmen gefunden werden, um auch die Unterstützung für die Infrastrukturvorhaben vor Ort dauerhaft zu gewährleisten. Dies erfolgt auf Basis einer breiten Wissensvermittlung und Partizipation, mit deren Hilfe sich Bürger/-innen wohlbegründete und konsistente Meinungen bilden können. So gewonnene Meinungen sind dauerhaft stabil und eine Grundvoraussetzung für die Vorhersage lokaler Akzeptanz.

Besonderes Gewicht hat dieser Aspekt vor dem Hintergrund regionalspezifischer Betrachtungen. Erneuerbare Energie wird zu großen Teilen in ländlichen Regionen produziert. Um zu vermeiden, dass hier das Bild einer Benachteiligung entsteht, müssen Mechanismen geschaffen und gestärkt werden, die gewährleisten, dass die ländlichen Regionen auch ökonomisch an der Energiewende partizipieren. Es ist wichtig, dass Geld, das an einer Stelle eingenommen wird, auch dort investiert wird und entsprechende positive Effekte zur Abmilderung der ebenfalls spürbaren negativen Effekte erzeugt. Die ökonomische Teilhabe der Menschen vor Ort kann, sofern sie unter bestimmten Bedingungen erfolgt, ein wichtiger Zugang sein. Dies können insbesondere Maßnahmen zur Stärkung der lokalen Gemeinschaft sein und die Aufrechterhaltung und Steigerung der Attraktivität des Wohnens im ländlichen Raum oder das Allgemeinwohl zum Gegenstand haben. Die Zugänge zu diesen Mechanismen müssen aber verständlich und nachvollziehbar sein.

Letztlich sollte deutlich werden, welche Region ihren spezifischen Beitrag zum flächendeckenden Ausbau der erneuerbaren Energie leisten kann. Dieser Beitrag wird je nach lokalen/regionalen Rahmenbedingungen (z.B. physikalisch aber auch ökonomisch/kulturell) unterschiedlich ausgeprägt sein. Bedeutungsvoll ist, dass im Prozess nicht nur das übergeordnete Ziel der Energiewende adressiert wird, sondern dass die jeweiligen Vorteile, die damit einhergehen können, für die Region identifiziert und genutzt werden, sowohl ökonomisch als auch gesellschaftlich.

Neben dem potentiellen Nutzen müssen beim Ausbau der erneuerbaren Energien lokal auch die möglichen Spannungsverhältnisse dargelegt werden, wie etwas Flächennutzungskonkurrenzen. Eine erfolgreiche Transformation muss daher übergreifend gedacht sein und den Ausbau erneuerbarer Energien, Landwirtschaft, natürliche Senken, weiteren Infrastrukturausbau und andere Flächennutzungsansprüche zusammenbringen.

2.3 An welchen weiteren Themenfeldern der dena-Leitstudie spielt die Akzeptanz eine Rolle?

Im Rahmen der Diskussionen mit dem Projektpartnerkreis wurde weiterhin erörtert, in welchen zukünftigen Handlungsfeldern der Energiewende mit Akzeptanzproblemen zu rechnen ist, wie sie zum Beispiel aus dem Bereich der Windenergie seit vielen Jahren bekannt sind. Im Fokus stand dabei die Frage, inwieweit sich die Erkenntnisse zur Akzeptanz und ökonomischen Partizipation insbesondere bei der erneuerbaren Energieerzeugung auch auf die anderen zentralen Themen der dena-Leitstudie und der Energiewende übertragen lassen.

Intensiv wurden die notwendigen Veränderungen im Gebäudebereich (Steigerung der energetischen Sanierungsrate) und mögliche Akzeptanzprobleme diskutiert. Maßnahmen im Gebäudesektor zeichnen sich durch eine hohe persönliche Betroffenheit der Bürger/-innen aus. Während Mieterstrommodelle zu einem gewissen Grad zur Akzeptanzerhöhung beitragen können, findet besonders bei der Gebäudesanierung und Umstellung auf erneuerbare Heizsysteme ein Eingriff in den privaten Lebensraum der Bewohner/-innen statt, mit dem in der Regel kurz- bis mittelfristig Kostensteigerungen verbunden sind. Hier droht eine echte Gefahr der ungleichen ökonomischen Belastung insbesondere einkommensschwacher Mieterhaushalte. Es müssen Mechanismen geschaffen werden, diese zu kompensieren (zum Beispiel über warmmietenneutrale Sanierung).

Von entscheidender Bedeutung ist die Akzeptanz für den Erfolg der Verkehrswende. Noch stärker als im Gebäudesektor spielt hier die persönliche Betroffenheit eine Rolle, da mit der Verkehrswende eine Veränderung von Mobilitätshandeln und eingeübten Routinen verbunden ist – sei es bei der Reduzierung des Verkehrs durch Homeoffice und virtuelle Mobilität, beim Umstieg vom Auto auf den Umweltverbund aus Rad- und Fußverkehr, öffentlichem Verkehr und Sharing-Mobilität oder bei den neuen Nutzungsmustern eines E-Fahrzeugs im Vergleich mit einem Verbrenner.

Zentral für die Akzeptanzsteigerung ist dabei eine gut aufeinander abgestimmte Kombination von Push- und Pull-Maßnahmen: Mit der Schaffung von attraktiven nachhaltigen Verkehrssystemen, Infrastrukturen und Mobilitätsdiensten werden neue Möglichkeiten für Mobilitätshandeln geschaffen, etwa ein dichteres, hochwertiges und pünktliches öffentliches Verkehrsangebot, flächenhaft verfügbare und einfach nutzbare Sharing-Systeme und ein für alle Verkehrsteilnehmenden sicheres, durchgängiges Radverkehrsnetz, womit eine hohe Akzeptanz verbunden ist (Lutz, 2020). Wenn diese Mobilitätsverbesserungen umgesetzt werden, ist auch mit einer höheren Akzeptanz von Push-Maßnahmen zu rechnen, die den Pkw-Verkehr in Städten oder die Nutzung hoch emittierender Fahrzeuge unattraktiver machen – etwa durch Umverteilung des Straßenraums oder die Internalisierung externer Kosten des

Verkehrs. Dies gilt insbesondere, wenn diese Maßnahmen als verteilungsgerecht wahrgenommen werden (Becker & Renn, 2019).

Ein weiteres zentrales Element zur Steigerung der Akzeptanz besteht in der Umsetzung von zielgruppenspezifischem Mobilitätsmanagement, etwa in Betrieben, Schulen oder für Neubürger/-innen. Durch direkte Ansprache und individuelle Mobilitätslösungen können Mobilitätsroutinen verändert und Akzeptanz für nachhaltige Mobilität geschaffen werden.

Ein weiteres wichtiges Thema im Rahmen der Leitstudie ist der zukünftige Einsatz von grünem Wasserstoff, dessen Bedarf in allen Sektoren diskutiert wird. Insbesondere die Transformation der Industrie stellt eine enorme technologische, infrastrukturelle, ökonomische, politische und gesellschaftliche Herausforderung dar, sie ist aber gleichzeitig eine der notwendigen Bedingungen, um den Wirtschaftsstandort Deutschland zukunftssicher zu gestalten.

Auch hier zeichnen sich an einigen Stellen gesellschaftliche Akzeptanzfragen ab. Die mit dem Aufbau eines nachhaltigen Wasserstoffsystems verbundenen Chancen und Risiken sind aus gesellschaftlicher Perspektive bislang nicht untersucht, Hinweise auf mögliche Wahrnehmungsmuster, gesellschaftliche Konflikte und notwendige konstituierende Rahmenbedingungen sind entsprechend nicht umfassend verfügbar. Erste Ergebnisse liefern beispielsweise Flamme et al. (2018) sowie Glanz et al. (2021) aus dem Kontext des ELEGANCY Projekts. Bisherige Veröffentlichungen zu gesellschaftlicher Wahrnehmung von Wasserstoff fokussieren vor allem auf den Bereich der Mobilität, sprich der Einstellung und Akzeptanz zu wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellenfahrzeugen und deren Infrastruktur (Ricci et al., 2008; Zachariah-Wolff & Hemmes, 2006; Bögel et al., 2018; Khan et al., 2021).

Da das Angebot an grünem Wasserstoff zumindest mittelfristig sehr begrenzt sein wird, ist mit Nutzungskonkurrenzen zu rechnen. Gleichzeitig können auf dem Weg zu einer vollständigen Versorgung mit grünem Wasserstoff auch andere Erzeugungspfade, wie der blaue Wasserstoff (fossile Energieträger + CCS) notwendig sein, um den Bedarf zu decken und Schritte in Richtung Klimaneutralität zu initiieren. Importe von grünem und ggf. auch blauem Wasserstoff werden eine wichtige Rolle spielen, mit geopolitischen Implikationen durch die Entstehung eines internationalen Wasserstoffmarktes (van de Graaf et al., 2020). Die Akzeptanz für CCS in Deutschland ist etwa durch die Verknüpfung mit der Kohleverstromung und aufgrund von Vorbehalten gegenüber der Speicherung innerhalb Deutschlands äußerst gering. Zudem gibt es derzeit noch keine validen Forschungsergebnisse, die eine Akzeptanz von industrieller CCS für Deutschland vorhersagen. Hinreichende Forschungsergebnisse zur Akzeptanz von alternativen Verfahren (z.B. CO2-Recycling oder die Speicherung in Steinen) liegen noch nicht vor. Konzepte, wie hier durch (ökonomische) Teilhabe die Akzeptanz für den Technologieeinsatz geschaffen werden kann, fehlen aktuell.

Ähnliches lässt sich auch für den Ausbau von Netzinfrastrukturen ableiten. Der Ausbau des Stromnetzes ist in der Vergangenheit wiederholt auf ähnliche Akzeptanzprobleme gestoßen wie der Ausbau der Windenergie an Land. Mit fortschreitendem Erneuerbaren-Ausbau und erhöhten Strombedarf durch Sektorenkopplung wird die Akzeptanzsteigerung in diesem Bereich immer drängender. Im Bereich der Stromnetze existieren jedoch eine Reihe von Projekten zur Akzeptanzsteigerung, sowie

Formate und Institutionen, die durch ihre Expertise Erfolge verzeichnen konnten (Bürgerdialog Stromnetze, Renewables Grid Intitative). Aus diesen Best-Practice-Beispielen sollte sowohl im Bereich Stromnetze, aber auch bezüglich weiterer Akzeptanzfragen gelernt werden.

2.4 Welche Ansatzpunkte gibt es zur Steigerung der Akzeptanz? Welche Rolle spielt hier die ökonomische Partizipation?

Aufbauend auf der Identifikation möglicher zukünftiger Problemfelder wurden mit dem Projektpartnerkreis Ansatzpunkte diskutiert, die Akzeptanz aufrecht zu erhalten oder zu erhöhen. Bestehende Hindernisse hierfür in den aktuellen Rahmenbedingungen wurden diskutiert.

Insbesondere hinsichtlich der zunehmenden Vielseitigkeit von Akzeptanzfragen wird deutlich, dass ökonomische Teilhabe ein wichtiges, aber keineswegs ein hinreichendes Mittel sein kann. Um stabile Meinungsbilder zu erzielen, auf deren Basis Akzeptanz möglichst gut abgeschätzt werden kann, gilt es auch geeignete Formen ökonomischer Partizipation zu identifizieren und gleichzeitig in ein größeres Bündel an Maßnahmen einzubetten.

In Deutschland bestehen rechtlich bislang vor allem drei Konstellationen, mit denen eine direkte finanzielle Beteiligung möglich ist. Diese sind die Verpachtung von Grundstücken, die Einnahmen über die Gewerbesteuer und der Betrieb der Anlagen als Bürger- oder Gemeindewindparks (Bovet & Lienhoop, 2017). In Frankreich erfolgt die Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger v.a. über lokale Steuereinnahmen oder in Großbritannien und Irland über freiwillige Zahlungen der Betreiber an Kommunen und Individuen (Devine-Wright & Sherry-Brennan, 2019; Irish Wind Energy Association [IWEA], 2013). Als Vorreiter in diesem Bereich gilt seit Längerem Dänemark, wo eine wirtschaftliche Teilhabe der betroffenen Bürger/-innen Pflicht ist (Olsen & Anker, 2014).

Es wird darauf hingewiesen, dass auch bei der Betrachtung der Akzeptanz, wie oben erwähnt eine regionalspezifische Differenzierung zu beachten ist. Akzeptanz in der Stadt- und Landbevölkerung kann sehr unterschiedlich ausgeprägt sein. Besonders auf dem Land kann etwa der Windenergieausbau zu einem Gefühl des Lebensraumverlusts und damit zu Identitäts- sowie Zusammenhaltsverlust führen. Gerade bei diesen Aspekten fehlt die emotionale Teilhabe und eine Problemlösung durch finanzielle Beteiligung ist daher wenig erfolgversprechend. Zudem weist die Akzeptanzforschung darauf hin, dass die Rahmenbedingungen richtig gesetzt werden müssen, damit finanzielle Beteiligung nicht durch die lokale Bevölkerung als eine Art „Bestechung“ aufgefasst wird.

Viel wichtiger erscheint daher, eine lokale Infrastruktur zu schaffen, durch die die Bevölkerung die Vorteile des EE-Ausbaus spürt und einen gemeinschaftlichen Nutzen hat. Ökonomische Partizipation könnte sich dann auch in lokaler Wertschöpfung und der Unterstützung lokaler identitätsstiftender Projekte ausdrücken.

Die Möglichkeit, Einnahmen aus der Windenergie an die Kommunen auszuschütten (wie im EEG 2021 veranlasst) ist deshalb ein richtiger Schritt. In der aktuellen Regulierung besteht allerdings aus Sicht von Windenergieprojektierern im Partnerkreis der Leitstudie das Problem, dass die an die Kommune ausgeschütteten Mittel nicht

zweckgebunden weitergegeben werden dürfen. Daher kann nicht sichergestellt werden, dass die Einnahmen auch der Bevölkerung vor Ort sichtbar zugutekommen.

Die Ausgestaltung von Möglichkeiten zu einer stärkeren finanziellen Beteiligung sollte darauf abzielen, dass das Gefühl regionaler Benachteiligungen überwunden wird. Ein durch die Energiewende ausgelöstes Ungerechtigkeitsgefühl kann ein großes Hindernis für die Akzeptanz werden. Dieses Gefühl kann auch entstehen, wenn die ökonomische Partizipation ungleich ausfällt und nur Teile der Bevölkerung davon profitieren. Dieser Punkt verstärkt die Betonung auf Förderung von identitätsstiftenden Projekten und lokaler Wertschöpfung in Abgrenzung zur einseitigen finanziellen Beteiligung.

Zur allgemeinen Akzeptanzsteigerung von Energiewende- und Klimaschutzmaßnahmen, und um die Möglichkeit finanzieller Teilhabe richtig zu rahmen, ist eine adäquate Information und Wissensvermittlung der betroffenen Bürgerinnen und Bürger unabdinglich. Sie sollte die Sinnhaftigkeit emissionsmindernder Maßnahmen verdeutlichen, beispielsweise indem die Folgekosten des Nichthandelns transparent kommuniziert werden. Die Informationen sollten aber nicht einseitig auf die zu vermeidenden Negativfolgen begrenzt sein; auch über Erfolge sollte berichtet werden. Der Fortschritt der Energiewende sollte anhand konkreter Positivbeispiele verdeutlicht werden. Wichtig ist dabei, dass Akzeptanz systemisch verstanden wird. Es ist nicht hinreichend, darauf abzuzielen, dass Akzeptanz auf Seiten des Endverbrauchs erreicht wird. Akzeptanz für die Energiewende muss auf allen System- und Politikebenen erreicht werden.

Insgesamt wird die Verbesserung der Kommunikation auch im Projektpartnerkreis als ein zentraler Hebel zur Förderung der Akzeptanz hervorgehoben. Es wird betont, dass Partizipation deutlich über Informationsangebote und rechtlich verankerte Beteiligungsverfahren hinausgehen muss. Die Politik muss ein positives gesellschaftliches Narrativ der Energiewende fördern. Dieses gelingt nur, wenn schon die Entwicklung von Zielbildern und der Transformationspfade partizipativ gestaltet wird.

Auch für konkrete Infrastrukturprojekte wird immer wieder konstatiert, dass eine frühe Öffentlichkeitsbeteiligung essenziell für die Verfahrensgestaltung ist. Je früher die Beteiligung stattfindet, desto mehr Handlungsspielraum bleibt für alle Beteiligten (Ziekow, 2018). Meist steigt jedoch erst mit zunehmender Konkretisierung des Projekts die Bereitschaft der Bürger/-innen sich zu beteiligen, weil die Auswirkungen sichtbarer werden. Dann ist es jedoch meist zu spät, grundlegende Entscheidungen zu beeinflussen, was zu großer Frustration führen kann (Huge & Roßnagel, 2018). Diese Entwicklung wird auch als *Beteiligungsparadox* bezeichnet (Hildebrand et al., 2018). Daher ist die Aufgabe für eine Erhöhung der Akzeptanz auch darin zu sehen, den betroffenen Bürgerinnen und Bürgern auch tatsächlich die Möglichkeit zur Teilnahme einzuräumen.

Es sollte bei dieser Rahmensetzung und bei allen Maßnahmen jedoch weniger darum gehen, (passive) Akzeptanz bei möglichst vielen Menschen zu schaffen. Akzeptanz sollte über dieses Begriffsverständnis hinausgehen. Für die Energiewende und den Klimaschutz müssen die Menschen zu Partnern gemacht werden, zu wirklichen Unterstützenden und nicht nur zu Akzeptierenden. Sie sollten Klimaschutz inhärent wollen. Die Aufgabe für Politik, Wirtschaft und Zivilgesellschaft ist es also, die

Menschen zu begeistern, ihren Beitrag auf dem Weg zum Zielsystem der Energiewende zu leisten. Dafür wird es nötig sein, in einen Diskurs über das Zielbild einer klimaneutralen Wirtschaft und Gesellschaft zu gehen. Insgesamt sollte durch klare Rahmenbedingungen, eine vertrauensbasierte Kommunikation, eine sinnstiftende Information und eine angemessene ökonomischen Partizipation also nicht bloß auf erhöhte Akzeptanz, sondern auf aktive Unterstützung und bestenfalls auf Begeisterung für die Energiewende abgezielt werden. Neben den beschriebenen Maßnahmen können auch technische, konflikt-senkende Verbesserungen dazu beitragen, eine höhere Akzeptanz für die Technologien der Energiewende zu erreichen.

In der Diskussion mit dem Projektpartnerkreis wurde ebenfalls herausgearbeitet, dass neben dem Aspekt der Kommunikation auch die Wissensbildung von großer Bedeutung ist. Kommunikation, Wissen und Partizipation hängen mit dem Vertrauen in Projekte und die Energiewende zusammen. Aus Sicht der Projektpartner ist es wichtig, die Menschen schon sehr früh für eine nachhaltige, klimaneutrale Entwicklung mitzunehmen, beispielsweise über Aufklärung und Unterricht in der Schule. Obwohl der Politik hier eine gestaltende Rolle zukommt, ist es wichtig, Multiplikatorinnen und Multiplikatoren zu gewinnen, denen ein großes Vertrauen entgegengebracht wird. Dies können zum Beispiel Kommunen und lokale Akteure sein. Die wichtige Rolle der Kommune als Intermediärin und als Akteurin für die Kommunikation der Vorteile der Energiewende wird auch im Projektpartnerkreis betont. Dabei wird auch das Positivbeispiel der Klimaschutzmanager erwähnt, welche in vielen Städten großes Vertrauen genießen und damit auch einzelne Projekte positiv beeinflussen können.

2.5 Welche Empfehlungen ergeben sich hieraus?

1 | Akzeptanz für eine klimaneutrale Entwicklung muss auf allen Ebenen erreicht und verankert werden. In der Politik, in Unternehmen, in institutionellen Rahmenbedingungen und natürlich auch in der Gesellschaft auf Seite des Endverbrauchs. Hier kann die Akzeptanz aber nur Folge der Akzeptanz auf den übergeordneten Ebenen sein. Das heißt zum Beispiel, dass der regulatorische Rahmen so gestaltet sein sollte, dass den betroffenen Bevölkerungsteilen auch die Vorteile der Energiewende zukommen können. Dies sollte in transparenter und nachvollziehbarer Weise vollzogen werden.

2 | Es müssen Rahmenbedingungen so ausgestaltet sein, dass EE- und Infrastrukturprojekte auch die lokale Wertschöpfung unterstützen, finanzielle Beteiligung ohne Befürchtungen von Compliance-Brüchen erfolgen kann und die unterstützten Projekte einem möglichen Identitätsverlust der Bevölkerung vorbeugen bzw. einen weitergehenden Identitätssinn schafft.

3 | Dies kann sich in größeren Freiheiten für Zahlungen von Anlagenbetreibern an die Standortkommunen äußern. Es sollte ausdrücklich die Möglichkeit gegeben werden, lokale Projekte besonders mit Bezug zu Klimaschutz (Sanierungsprogramme, Aufbau E-Ladesäulen, Begrünungen, …) zu finanzieren. Eine Zahlung an die Standortgemeinde sollte verpflichtend und nicht freiwillig geschehen, um die Sorge vor Compliance-Verstößen zu adressieren.

4 | Die Kommunikation der Energiewende muss deutlich verbessert werden. Diese Aufgabe obliegt jedoch nicht allein der Politik. Vielmehr müssen Politik, Unternehmen, NGOs, Verbände und lokale Akteure das Narrativ der Energiewende zu einem positiven wandeln. Die Energiewende muss (wieder) zu einer Erfolgsgeschichte werden und nicht hauptsächlich als teure Unternehmung, die über die Köpfe der Bevölkerung hinweg entschieden wird, verstanden werden.

5 | Es sollten Wege gefunden werden, jede Einzelne und jeden Einzelnen mitzunehmen, indem transparent Wege aufgezeigt werden, wie der oder die Einzelne zum Klimaschutz beitragen kann, welchen Effekt Handlungen haben und wie man zum „Klimahelden“ werden kann. Dabei kommt auch der Bildung eine große Aufgabe zu.

6 | Zudem muss ein Diskurs über die klimaneutrale Gesellschaft gestartet werden, in der wir alle leben wollen. Nur mit einer gemeinsamen Zukunftsvision werden die abgeleiteten Schritte als notwendig und sinnvoll erachtet.

7 | Die Transformation sollte übergreifend gedacht sein und Strategien müssen den Ausbau erneuerbarer Energien, Landwirtschaft, natürliche Senken, weiteren Infrastrukturausbau und andere Flächennutzungsansprüche zusammenbringen. Hierzu ist zunächst eine analytische Erfassung dieser Nutzungskonflikte und die Entwicklung eines übergeordneten Narrativs notwendig.

3 Ein neues Mobilitätsselbstverständnis als Baustein eines klimaneutralen Verkehrssektors

3.1 Problemaufriss

Angesichts stagnierender THG-Emissionen im Verkehrssektor wird deutlich, dass die Umsetzung einer klimaneutralen Entwicklung hier eine besonders große Herausforderung darstellt. In den 30 Jahren von 1990 bis 2019 stagnierten die CO_2-Emissionen des Verkehrs auf hohem Niveau, während die anderen Sektoren deutliche Reduktionen erreicht haben. Die aktuellen Ziele der Bundesregierung bis 2030 – minus 48 % gegenüber 1990 – stellen daher eine große Herausforderung dar. Hierdurch wird deutlich, welche enormen Veränderungen des Verkehrssystems, der Infrastrukturen aber auch des Mobilitätshandelns und damit im Alltagsleben notwendig sein werden, um auch unter „Normalbedingungen" auf eine klimaneutrale Entwicklung einzuschwenken.

Treiber für die stagnierende Entwicklung der Emissionen im Verkehrssektor ist der gestiegene Verkehrsaufwand im Personen- und Güterverkehr. Die Effekte technischer Effizienzsteigerungen werden dadurch überkompensiert. Größere Pkw mit höherem Gewicht und stärkerer Motorisierung tragen als Rebound-Effekt dazu bei, dass die Effizienzpotenziale nicht ausgeschöpft werden – in den letzten 15 Jahren ist die Motorleistung neuer Pkw um 29 % gestiegen. Es wird erkennbar, dass Strategien und Szenarien, die primär auf technische Innovationen bei Fahrzeugantrieben setzen, nicht allein ausreichen werden, um die Reduktionsziele bis 2030 und das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen. Vielmehr werden zusätzlich Ansätze benötigt, die es den Menschen ermöglichen, ihre Mobilitätsbedarfe auf eine klimaschonende und nachhaltige Weise umzusetzen.

Mit Blick auf die Verkehrswende sind hierbei drei Ansätze von Bedeutung: 1. eine Verringerung des Verkehrsaufkommens, 2. die Verlagerung auf möglichst energieeffiziente und klimafreundliche Verkehrsmittel (Fuß- und Radverkehr, ÖV und Sharing-Mobilität) sowie 3. Verbesserungen der spezifischen Effizienz von Fahrzeugen und Verkehrssystem. Im Zusammenspiel führen diese zu einem geringeren Energiebedarf des Verkehrssektors und ergänzen eine Energiewende im Verkehr hin zu E-Mobilität und weiteren alternativen Antrieben.

Abbildung 3.1: Strategische Ansätze der Verkehrswende (Schneidewind, 2018)

Obwohl in vielen Handlungskonzepten sowie Szenarien der Optimierung der Fahrzeugeffizienz und der Energiewende im Verkehr die größte Bedeutung zugemessen wird, sind die Strategien der Vermeidung und Verlagerung von Verkehr nicht zu unterschätzen. Nur eine sehr ambitionierte Kombination aller Strategieansätze ist in der Lage, eine Dekarbonisierung des Verkehrssektors umzusetzen – denn bei einer alleinigen Fokussierung auf technische Ansätze der Antriebswende und Fahrzeugeffizienz werden sehr große Mengen erneuerbarer Energie benötigt, die aller Voraussicht nach nicht rechtzeitig verfügbar sein werden. Zudem ermöglicht eine Verkehrswende, die auf Reduzierung und Verlagerung von Verkehren setzt, eine Reihe von Co-Benefits neben dem Klimaschutz. Hierzu zählen eine effizientere Nutzung öffentlichen Raums und eine Begrenzung von Flächenversiegelung, der Rückgang von krank machendem Verkehrslärm, die Reduzierung von Verkehrsunfällen und deren gesundheitlichen Folgen, ein Zugewinn an eigenverantwortlicher Mobilität auch für Kinder und Mobilitätseingeschränkte und mehr Lebensqualität in Städten.

Dabei bestehen große Herausforderungen, die Energieeffizienz zu steigern und THG-Emissionen zu reduzieren, ohne dabei die individuelle Mobilität einzuschränken. Hierin liegt eine der wesentlichen Leitlinien der Diskussionen im Querschnittsmodul „Transformation“. Es sollen keine Entwicklungen skizziert werden, die auf starke Einschnitte der gesellschaftlichen und individuellen Bedürfnisse setzen. Vielmehr sollen Wege für ein nachhaltiges Leben, in diesem Fall ein nachhaltiges Verkehrsverhalten, aufgezeigt werden, die eine klimaneutrale Entwicklung unterstützen. In den Diskussionen des Querschnittmoduls wurde ein starkes Augenmerk darauf gelegt, dass die notwendigen Rahmenbedingungen, in Form von klimaschonenden Verkehrsalternativen, geschaffen werden müssen, um ein neues Mobilitätsselbstverständnis zu etablieren.

Die nachhaltigen Alternativen zum fossilen motorisierten Individualverkehr sind allerdings bisher noch lückenhaft, etwa mit Blick auf Netz und Takt im Öffentlichen

Nah-, Regional- und Fernverkehr, eine für alle Verkehrsteilnehmenden sichere und in durchgängigen Netzen angelegte Radverkehrsinfrastruktur und flächenhaft verfügbare Sharing- sowie Ridepooling-Lösungen für die „letzte Meile“ auch außerhalb von städtischen Kerngebieten. Fehlende intermodale Vernetzungen verhindern einen komfortablen und schnellen Personen- wie auch Güterverkehr von Tür zu Tür. Ohne den deutlichen Ausbau attraktiver Angebote in diesen Bereichen werden Verhaltensänderungen nur schwer zu erreichen sein. Um diese und andere Mängel zu beseitigen, sind hohe Investitionen notwendig.

Zugleich sind Marktinstrumente nur bedingt wirksam – im Alltagsverkehr lässt sich eine geringe Preissensitivität konstatieren, wenn keine adäquaten Alternativen bestehen, da Mobilität ein Grundbedürfnis darstellt. Das eigene Auto ist zudem mit hoher emotionaler und symbolischer Bedeutung aufgeladen, weshalb ökonomisch rationales Handeln oft in den Hintergrund tritt. Die Akzeptanz für Verhaltensänderungen, die mit der Verkehrswende einhergehen, kann daher nicht per se vorausgesetzt werden und muss durch Partizipation und Analyse der Bedürfnisse erreicht werden. Bestehende Mobilitätsroutinen erschweren Änderungen des Mobilitätsverhaltens, und außerhalb von großen Städten sowie im ländlichen Raum verhindern zudem eine disperse Raumstruktur sowie der fehlende ÖPNV den Verzicht auf das Auto. Es wird erkennbar, dass ein nachhaltiges Verkehrsverhalten nicht durch ein bloßes Umdenken der Gesellschaft erreicht werden kann, sondern durch politische Weichenstellungen massiv unterstützt werden muss.

Diesen Leitgedanken folgend, wurden im Rahmen des Querschnittsmoduls nichttechnische Ansatzpunkte für ein nachhaltiges Mobilitätsangebot diskutiert. Hierbei wurde dann vor allem auf Maßnahmen zur Hebung der Potenziale in der Verkehrsverlagerung vom Motorisierten Individualverkehr (insb. Pkw) auf den Umweltverbund aus Öffentlichem Verkehr, Rad- und Fußverkehr sowie Sharing-Angeboten eingegangen. Um die Diskussion weiter bündeln zu können wurde diese auf den Themenkomplex „Urbane Mobilität“ eingegrenzt.

Die Bedeutung dieses Zuschnitts bestätigen aktuelle Studien. Umfragen zeigen, dass drei Viertel der Bevölkerung in Städten und Gemeinden leben wollen, in denen der Besitz eines eigenen Pkw nicht zwingend erforderlich ist. Gleichzeitig werden auf den begrenzten Flächen der Ballungsräume die Nutzungskonflikte besonders deutlich. Mehr als die Hälfte der Bevölkerung in Deutschland fühlt sich durch Straßenlärm gestört (Agora Verkehrswende, 2017). Die oben aufgeführten Co-Benefits können hier entsprechend große Wirkung entfalten.

Innerhalb des Themenkomplexes „Urbane Mobilität“ wurden mit dem Projektpartnerkreis, dem Projektkonsortium und Beiratsmitgliedern zwei inhaltliche Bausteine vertiefend diskutiert.

Ein erster inhaltlicher Schwerpunkt befasste sich mit Mikromobilität und neuen Mobilitätsgeschäftsmodellen, die einen Beitrag zur verkehrlichen Entlastung der Innenstädte leisten können. Der zweite Schwerpunkt befasste sich mit planerischen Fragestellungen, konkret mit der Frage, wie Flächengerechtigkeit zwischen den einzelnen Verkehrsarten im städtischen Raum erreicht werden kann und wie diese durch eine übergeordnete integrierte Verkehrs- und Siedlungspolitik zu unterstützen ist.

Wirkungszusammenhänge wurden erörtert, notwendige Rahmenbedingungen und Weichenstellungen diskutiert und konkrete Umsetzungsmaßnahmen besprochen.

3.2 Baustein: Förderung von Mikromobilität und Sharing-Angeboten

3.2.1 Beschreibung

Für eine Verlagerung des Verkehrs auf den Umweltverbund und den Schienengüterverkehr ist eine Kombination von Push- und Pull-Maßnahmen notwendig, um eine hinreichende Anreizwirkung zu erzeugen und praktikable Alternativen zum motorisierten Individualverkehr und zum Straßengüterverkehr zu schaffen. Dazu müssen die Schienennetze und die Angebote im öffentlichen Nah-, Regional- und Fernverkehr massiv ausgebaut, die Takte verdichtet und Verspätungen abgebaut werden. Möglich wird dies u.a. durch eine höhere Priorisierung von Schienenverkehrsprojekten im Bundesverkehrswegeplan, die Reaktivierung stillgelegter Strecken, eine Aufstockung öffentlicher Mittel für den Öffentlichen Verkehr (u. a. weitere Aufstockung von Regionalisierungsmitteln und GVFG-Mitteln), eine Planungs- und Umsetzungsbeschleunigung des Infrastrukturausbaus, die Umsetzung eines Integrierten Netzfahrplans (Deutschlandtakt) sowie eine beschleunigte Digitalisierung der Schiene (ETCS).

Ergänzt wird dieser hochwertigere öffentliche Verkehr durch verschiedene Angebote der Sharing-Mobilität – Carsharing, Bike- und Scooter-Sharing, aber auch On-Demand Ridepooling-Angebote, die den Linienverkehr als Zubringer oder als Tür-zu-Tür-Angebot intelligent ergänzen und insbesondere in nachfrageschwachen Räumen und Zeiten möglichst nahtlose intermodale Wegeketten ermöglichen. Ein dichtes Netz an Mobilstationen als intermodale „Hubs“ mit verschiedenen Mobilitätsangeboten, Abstell- und Lademöglichkeiten kann dabei die Vernetzung ebenso unterstützen wie überregional nutzbare, verschiedene Mobilitätsoptionen integrierende Apps zur unkomplizierten Planung und Buchung gesamter Wegeketten.

Neuartige Angebote der Mikromobilität können einen zusätzlichen Beitrag dazu leisten, die Verkehrssituation in urbanen Räumen zu verbessern und den Verkehrssektor klimaneutral zu gestalten. Hierzu zählen Sharing-Systeme für Fahrräder, Lastenräder, E-Scooter und Elektro-Kleinstfahrzeuge. Entscheidend ist die Integration dieser Angebote in lokal spezifische Mobilitätssysteme in Kooperation mit oder in direkter Umsetzung durch Kommunen und öffentliche Verkehrsanbieter. Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass alternative Angebote zwingend privatwirtschaftlich ausgelegt sind bzw. eigenwirtschaftlich betrieben werden können, da für derartige Systeme aktuell nur in Zentren großer Städte ein business case besteht. Sie können sich in peripheren Stadtteilen großer Städte sowie im kleinstädtischen oder ländlichen Raum meist nicht aus sich heraus am Markt durchsetzen und müssen daher entsprechend unterstützt werden. Neuartige Mobilitätsangebote sollten als Teil der öffentlichen Daseinsvorsorge verstanden werden – damit sie sich dort etablieren können, wo sie aus Perspektive der Verkehrswende besonders dringend gebraucht werden. Dies gilt besonders für nachfrageschwache Räume und Zeiten. Insbesondere für die Upscaling-Phase dieser Systeme bis zu deren flächenhafter Etablierung sind daher öffentliche Zuschüsse notwendig, die die Finanzierung dieser Angebote als Teil der erweiterten Daseinsvorsorge in der Mobilität ermöglichen.

Ein wichtiger Enabler für eine nachhaltige Mobilität ist die Digitalisierung und die Flexibilisierung des Arbeitslebens. Die Corona-Pandemie hat derzeit erhebliche Auswirkungen auf das Mobilitätsverhalten – allerdings auch in der Weise, dass das Mobilitätsbedürfnis stark eingeschränkt wird – vor allem in Bezug auf Fernreisen. Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass dieses Verhalten sich auch über die Pandemie-Situation hinaus fortsetzt. Es gibt jedoch auch positive Effekte der Pandemie auf das Mobilitätsverhalten. Durch eine breite Umsetzung von Homeoffice, mobilem Arbeiten und Teleconferencing werden Alltagswege eingespart und viele Dienstreisen werden durch digitale Formate ersetzt. Es sollten die Möglichkeiten geschaffen werden, diese positiven Effekte zu verstetigen. Digitalisierung und mobiles Internet ermöglichen eine komfortable, individuell buchbare Mobilität auf Basis der oben genannten Bausteine.

3.2.2 Konkrete Maßnahmen

- Schaffung von umfassenden Angeboten von On-Demand- / Ridepooling-Verkehren in Ergänzung des ÖPNV, insbesondere im nachfrageschwachen Raum und zu Randzeiten zur Ermöglichung eines attraktiven öffentlichen Verkehrsangebots als vollwertige Alternative zum eigenen Auto
- Flächendeckende Einführung von Sharing-Angeboten, insbesondere Fahrradverleihsysteme und Carsharing – nicht nur in Kerngebieten großer Städte, sondern auch in Stadtrandlagen sowie im kleinstädtischen und ländlichen Raum.
- Einbindung von Ridepooling- und Sharing-Mobilität in die Daseinsvorsorge, öffentliche Finanzierung
- Nahtlose intermodale Mobilität: Integration von Angeboten in ÖV-Tarife, verbundübergreifende Tickets, einheitliche Datenschnittstellen und anbieterübergreifende Buchungsapps
- Mobilstationen als intermodale räumliche Verknüpfungspunkte an Bahnhöfen, relevanten ÖPNV-Haltestellen sowie in Quartieren,
- City-Logistik und Mikro-Hubs für KEP-Dienste zur Verlagerung von Lieferverkehren auf Lastenräder und E-Kleinfahrzeuge
- Umweltzonen für Nullemissionsfahrzeuge
- Förderung virtueller Mobilität durch Anspruch auf Homeoffice bzw. mobiles Arbeiten, Online-Veranstaltungen, Online-Shopping oder digitale Ämter

3.2.3 Notwendige Rahmenbedingungen

Die beschriebenen Maßnahmen aus dem Bereich Mikromobilität und Sharing-Angebote bedienen im Wesentlichen die „Pull-Seite“ eines Gesamtmaßnahmenpakets. Sie sind ergänzend zu einer deutlichen Verbesserung des öffentlichen Personennahverkehrs zu verstehen und werden ihre Wirkung nur entfalten, wenn gleichzeitig die Attraktivität der motorisierten Individualmobilität gesenkt wird. Hierzu können unterschiedliche Instrumente genutzt werden – dazu zählt die Verteuerung der Nutzung von (ineffizienten) Pkw durch stärker steigende CO_2-Preise, eine adäquate Parkraumbepreisung einschließlich Anwohnerparken, höhere und stärker gespreizte Kfz-Steuer oder Neuzulassungssteuer, Reform des Dienstwagenprivilegs. Eine Umverteilung des Straßenraums im fließenden und ruhenden Verkehr sowie Tempo 30 in Städten bewirkt neben der Attraktivierung von Radverkehr und ÖPNV eine Deattraktivierung des Pkw.

Alternative und flexible Angebote müssen noch stärker an die tatsächlichen Mobilitätsbedürfnisse der Menschen angepasst werden. Das Verständnis des Mobilitätsbedürfnisses und im Kern vor allem die Frage, warum dieses Bedürfnis in erster Linie durch individuelle Pkw-Mobilität in überdimensionierten Fahrzeugen umgesetzt wird, ist die Grundvoraussetzung dafür, dass die Konzeption von Alternativen zu tatsächlichen Verlagerungen führt.

3.2.4 Herausforderungen

- Internetausbau und –geschwindigkeit für flächenhaft verfügbare Online-Buchung und Routing von digitalen Mobilitätsangeboten
- Verbesserung Ökobilanz der Kleinstfahrzeuge, insb. Batterierecycling
- Privatwirtschaftliche Angebote an lukrativen Standorten mit der Gefahr der Kannibalisierung des ÖPNV versus Angebotsplanung und Integration in öffentliche Verkehrssysteme
- Niederschwelliger Zugang und kostengünstige Angebote versus wirtschaftlicher Betrieb von öffentlichen Mobilitätsangeboten und Sharing-Mobilität
- Vereinheitlichung von Buchungssystemen und App-Integration, Schaffung eines „level playing field“
- Einfache Zugänge via mobilem Internet: Berücksichtigung von Barrierefreiheitsbedarfen
- Datenbasierte individuell passende Angebote: Berücksichtigung von Datenschutzbedarfen

3.2.5 Gute Beispiele

HVV switch - das digitale und multimodale Verkehrskonzept der Hansestadt

Das digitale und multimodale Verkehrskonzept Hamburgs basiert auf einer virtuellen und physischen Verknüpfung von Mobilitätsangeboten. Durch die hvv switch App wird der klassische ÖPNV mit anderen Sharing-Angeboten digital in einer App vernetzt und verfügbar gemacht (Hamburger Verkehrsverbund [HVV], 2021). An „hvv switch Punkten“, bei denen es sich um Mobilstation handelt, die es ermöglichen auf verschiedene Verkehrsmittel umzusteigen, werden die unterschiedlichen Angebote auch physisch verknüpft. 2013 entstand der erste switch-Punkt, der den öffentlichen Verkehr mit car2go und Europcar verbunden hat. Im Weiteren wurden auch Drive Now, Cambio, und StadtRAD als Ergänzung zu Bus, Bahn und Fähre eingebunden. Mittlerweile werden an über 70 hvv switch Punkten unterschiedliche Mobilitätsangebote gebündelt zur Verfügung gestellt. Diese sind nicht nur an Bahnhöfen, Busbahnhöfen, oder einzelnen stark-frequentierten Haltestellen etabliert, wo vor allem der klassische ÖPNV agiert, sondern auch direkt in dicht bewohnten Quartieren, um den Anwohnern Mobilität vor ihrer eigenen Haustür zu ermöglichen.

Mobility-as-a-Servive Pionier Helsinki

Die finnische Hauptstadt gilt als Pionierstadt für Mobility-as-a-Service (MaaS). Das Ziel ist es die Abhängigkeit vom privaten Automobil durch ein attraktives und vernetztes Alternativangebot zu reduzieren und dadurch die Gesellschaft zu animieren freiwillig auf ihr eigenes Auto zu verzichten (Whim, 2021; Kühne & Adler, 2018).

Über die App Whim kann verkehrsträgerübergreifend der schnellste und günstigste Weg ausfindig gemacht und gebucht werden. Mit einer App und einem einheitlichen Tarif wird so der Zugang zu allen in der Stadt verfügbaren Verkehrsmitteln geboten. Gebündelt werden der öffentliche Verkehr, E-Scooter, Taxiverkehr, Stadt- und Sharing-Fahrräder sowie Mietwagen. Es werden Einzelfahrten sowie verschiedene Abo-Pakete angeboten, welche die unbegrenzte Nutzung der Verkehrsmittel separat, kombiniert oder als Gesamtpaket anbieten. In Finnland sind durch eine Verordnung alle Verkehrsunternehmen verpflichtet, ihre Verkehrsdaten offenzulegen.

On-Demand-Verkehr in Städten – myBus Duisburg

In vielen Städten werden On-Demand-Dienste in Pilotprojekten erprobt, optimiert und ausgeweitet, um ein langfristiges Angebot zu etablieren. Pilotprojekte laufen beispielsweise in Münster, Wuppertal, Krefeld, Köln, Bielefeld, Oberhausen, Gütersloh und Essen. MyBus Duisburg gilt als Vorreiter. Seit September 2017 können Fahrgäste per App die On-Demand Kleinbusse buchen (Duisburger Verkehrsgesellschaft [DVG], 2021). In einem dreijährigen Pilotprojekt wurde der Dienst in den Wochenendnächten erprobt. 2018 wurde das Bediengebiet auf weitere Stadtteile ausgeweitet und seit 2021 bedienen die Kleinbusse täglich in der Nacht das gesamte Stadtgebiet.

Attraktivierung des ländlichen Raumes durch On-Demand Dienste – Der Hofer LandBus

Der Hofer LandBus ist ein Pilotprojekt, das neue Potenziale für die ländlichen Mobilität aufzeigt. Im fränkischen Landkreis Hof fährt auf 120 Quadratkilometern ein regionaler On-Demand-Verkehr in Kooperation mit door2door (door2door, 2021). Der Hofer LandBus befördert die Einwohnerinnen und Einwohner zwischen 6 und 23 Uhr an allen Wochentagen von und zu 170 virtuellen Haltestellen, die sich in einem Abstand von rund 200 Metern zueinander befinden. Dadurch gilt der LandBus als ambitioniertes Pilotprojekt mit einer hoher Verfügbarkeit und Haltestellendichte. (Stadt Rehau, 2021). Der bedarfsorientierte öffentliche Nahverkehr ist spontan per App oder Telefon buchbar, unabhängig von Fahrplan- oder Streckenvorgaben. Der Hofer LandBus zeigt, dass ein modernes Leben wie in der Stadt auch auf dem Land möglich ist und neue Mobilitätsformen nicht nur in Ballungsräumen angeboten und etabliert werden können.

MaaS Start-Up Trafi in Vilnius

Das Start-Up wurde 2007 in Vilnius gegründet. Es bietet Fahrgästen eine erste App-basierte Lösung für ein integriertes Mobilitätsangebot. Der öffentliche Verkehr wird mit Ride-Hailing-Diensten sowie Car- und Bike-Sharing-Diensten in der App verknüpft (Swifted, 2020). Der Fahrgast kann so Routen von Tür zu Tür planen, Fahrten buchen sowie bezahlen und erhält Echtzeit-Informationen in einer Karte. Zudem können Nutzende aktuelle Verkehrsupdates teilen, die anderen Nutzenden in der Karte zur Verfügung gestellt werden. Das Start-Up bietet seine Dienste bereits in weiteren Städten wie Bogotá, Berlin, München, Zürich, Basel und Bern an.

3.3 Baustein: Integrierte Verkehrs- und Siedlungspolitik / Flächengerechtigkeit im Urbanen Raum

3.3.1 Beschreibung

Strategien, die auf die Etablierung eines nachhaltigen neuen Mobilitätsselbstverständnisses abzielen, müssen individuelle Verhaltensänderungen strukturell ermöglichen. Die Änderung von Verhaltensroutinen ist ein langsam ablaufender Prozess, bei dem nicht davon ausgegangen werden kann, dass er ohne positive Anreize initiiert wird. Der integrierten Verkehrs- und Siedlungspolitik kommt daher eine hohe Bedeutung zu, um ein nachhaltiges und verkehrssparendes Verhalten grundsätzlich zu ermöglichen. Um eine Verkehrsreduzierung zu erreichen, muss eine kompakte Stadt- und Raumentwicklung gefördert werden, die Städte und Regionen der kurzen Wege ermöglicht. Dabei müssen Versorgungsangebote insbesondere im ländlichen Raum verdichtet werden. Das beinhaltet auch, öffentliche Verkehrsangebote im ländlichen Raum zu stärken, um echte Alternativen zur Pkw-Mobilität zu bieten. Dieses muss einhergehen mit dem Abbau von Anreizen, beispielsweise um mit dem eigenen Pkw in die Stadt zum Arbeiten zu fahren. Gleichzeitig kann die Schaffung bezahlbaren und attraktiven Wohnraums und die Aufwertung der Lebensqualität der Innenstädte dazu beitragen, die Flucht ins Umland zu bremsen. Das derzeitige Verständnis zur Inanspruchnahme von öffentlichem Raum ist stark auf automobile Mobilität ausgerichtet. Der Fuß- und Radverkehr werden gleichzeitig räumlich stark zurückgedrängt. In einer integrierten Strategie, die eine deutliche Quantitäts- und Qualitätssteigerung des öffentlichen und nicht-motorisierten Verkehrs beinhaltet, sollte die Abkehr von historischen Pfadabhängigkeiten autogerechter Städte im Sinne einer Push-Maßnahme eine wichtige Rolle spielen. Hierzu gehört eine flächengerechte Umverteilung des Straßenraums zugunsten von Rad- und Fußverkehr, Mikromobilität und dem öffentlichen Verkehr. Bausteine hierfür sind die Ausweitung autofreier Zonen, die Reduzierung von Parkplätzen im Straßenraum, die Umwandlung von Fahrspuren in Radstreifen und -wege sowie reduzierte Geschwindigkeiten, um eine Angleichung des Verkehrsflusses von Schnell- und Langsamverkehren zu erreichen und die Unfallwahrscheinlichkeit und -schwere zu reduzieren. Dabei muss gewährleistet sein, dass dabei Mobilitätschancen nicht beschnitten werden. Eine gerechtere Berücksichtigung der Nutzungsansprüche würde sich als Push-Faktor von Auto-orientierter Mobilität in Richtung Umweltverbund und flexibler Konzepte auswirken. Hierfür braucht es sehr spezifische auf die jeweiligen lokalen Bedingungen angepasste Konzepte.

3.3.2 Konkrete Maßnahmen

- Abschaffung Pendlerpauschale
- Abschaffung Dienstwagen-Privilegierung
- Verkehrsvermeidende Stadt- und Raumplanung, Anreize gegen Zersiedelung, für stärkere Nutzungsmischung und kürzere Wege, insbesondere in Städten (etwa Verkehrserzeugungsabgabe, reformierte Stadt- und Raumplanung, Grundsteuerreform)
- Versorgungsangebote insbesondere im ländlichen Raum verdichten durch Vergünstigungen der Ansiedlung

- Massiver Ausbau des Öffentlichen Verkehrs (sowohl im Nah- und Regionalverkehr als auch im Fernverkehr)
- Reduzierung von Fahrspuren für Kfz zugunsten durchgängiger, sicherer und breiter Radinfrastruktur
- Reduzierung von Parkplätzen im Straßenraum zugunsten von Radabstellanlagen, Grünflächen, Sitzgelegenheiten und Außengastronomie
- Reduzierung des Neu- und Ausbaus von Straßen
- Höhere Parkgebühren: stärkere Bepreisung von Anwohnerparken, Ausweitung der Parkraumbewirtschaftung
- Autofreie Innenstadt, Citymaut und Zufahrtsbeschränkungen in räumlicher, zeitlicher Differenzierung und in Abhängigkeit vom Fahrzeugtyp
- Tempo 30 innerorts als Regelgeschwindigkeit
- Shared Space Pilotprojekte

3.3.3 Notwendige Rahmenbedingungen

Die Kommunen müssen in der Rolle, die lokalen Bedingungen nachhaltig zu gestalten, deutlich bestärkt werden. Hierzu gehört unter anderem, dass die Kommunen (und hier insbesondere die Großstädte) zu einer Gesamtverkehrsplanung, also unter Einbezug der Bundesstraßen im städtischen Gebiet, befähigt werden. Experimentierklauseln können den kommunalen Entscheidungsträger*innen dabei helfen, neue Konzepte und Strategien, wie zum Beispiel flächendeckendes Tempo 30, zu erproben und darauf basierend dauerhaft und bundesweit zu implementieren. Die Maxime sollte dabei sein, durch eine integrierte Planung für eine gleichberechtigte Behandlung aller Verkehrsarten zu sorgen. Entsprechende Planungsprozesse sollten partizipativ, transparent und unter Einbezug aller Interessensgruppen ausgestaltet werden, um akzeptierte Strategien zu entwickeln. Zielsetzung dieser integrierten Planung muss sein, den städtischen Straßenraum gerecht zu verteilen und insgesamt für mehr Lebens- und Aufenthaltsqualität in den Innenstädten zu sorgen. Es bietet sich an, die aufgeführten Maßnahmen in Demonstrationsvorhaben zu erproben, um Vertrauen in ihre Wirksamkeit zu schaffen.

3.3.4 Herausforderungen

- Investitionsstau im öffentlichen Verkehr und unzureichende Erschließung des ländlichen Raums
- Unzureichende Vernetzung städtischer und ländlicher Räume fördert MIV-Pendlerverkehre
- interkommunale Konkurrenz um Bevölkerungs- und Gewerbeansiedlung führt zu nicht-nachhaltigen Entwicklungen
- fehlende Anreize für dichte Siedlungs- und Raumentwicklung fördern Zersiedlung und Einzelhandels- sowie Gewerbeansiedlungen auf der grünen Wiese
- Straßenraumaufteilung lokalpolitisch stark emotionalisiertes Thema, daher bundesweite ambitionierte Standards für Infrastrukturen der Nahmobilität sinnvoll
- Personalengpässe bei der Planung und Umsetzung infrastruktureller Maßnahmen durch finanzielle Stärkung der Kommunen sowie durch Reduzierung des Fernstraßenbaus auflösen

3.3.5 Gute Beispiele

Superblocks Barcelona

Mit dem Konzept der Superblocks („Superilles“) hat Barcelona begonnen, Wohnquartiere von Durchgangsverkehren zu befreien und den Straßenraum grundlegend umzugestalten. Die mehrere Straßenblöcke umfassenden, rund 400 mal 400 Meter umfassenden Superblocks sind nur für Anwohner und Lieferverkehre mit dem Kfz zugänglich. Verkehrsberuhigende Maßnahmen innerhalb eines Superblocks, die Reduzierung von Parkplätzen im öffentlichen Raum und autofreie Begegnungszonen fördern die Nahmobilität ohne Auto. 60 Prozent des zuvor für Autos genutzten Straßenraums werden dadurch für andere Nutzungen frei. Durchgangsverkehre werden um die Superblocks herumgeführt. Zudem sollen die Bewohner/-innen der Blocks nicht mehr als 250 m bis zur nächsten ÖPNV-Haltestelle laufen müssen. Insgesamt sollen über 500 Superblocks in Barcelona entstehen (Barcelona, 2021).

Verkehrswende in Paris: Straßenraumumverteilung und Tempolimit

Paris hat in der Vergangenheit immer wieder ambitionierte Entscheidungen in Richtung einer Verkehrswende getroffen. Zuletzt ist Paris im Sommer 2021 größtenteils zu einer Tempo-30-Zone geworden. Ausgenommen sind lediglich die Ringautobahnen, Ausfallstraßen und einige große Verkehrsachsen. Die sozialistische Pariser Bürgermeisterin Anne Hidalgo löste mit den Tempo-30-Zonen eines ihrer Wahlversprechen ein, das sie vor den Kommunalwahlen im Jahr 2020 abgegeben hatte. Auch die Bevölkerung in Paris hat die Umsetzung überwiegend befürwortet (Handelsblatt, 2021). Bereits in ihrer ersten Amtszeit hat Anne Hidalgo den öffentlichen Raum des motorisierten Individualverkehrs sukzessive reduziert, etwa durch die Reduktion von Parkplätzen oder der Sperrung von Straßen, wie z. B. am Seine-Ufer. Bis 2025 soll die Hälfte der verbleibenden 133.000 Parkplätze für Autos entfernt und zu Grünflächen, Spielplätzen sowie Rad- und Fußwegen umgestaltet werden. 60 km Fahrradwege, die in der Corona-Pandemie provisorisch errichtet wurden, sollen beibehalten werden. Insgesamt sollen die Radwege massiv ausgebaut und neue S-Bahn-Linien errichtet werden. Das Ziel der Bürgermeisterin ist die sogenannte „15-Minuten-Stadt“, in der alles, was im täglichen Leben notwendig ist, innerhalb von fünfzehn Minuten erreichbar sein soll und dies vorzugsweise zu Fuß oder mit dem Fahrrad (Thiele, 2020).

4 Gesellschaftliche Perspektiven auf klimaneutrales Wohnen

4.1 Problemaufriss

Im Gebäudesektor entstehen etwa 15 Prozent der deutschen Treibhausgasemissionen (Umweltbundesamt [UBA], 2021) – betrachtet man den Endenergieverbrauch, weist der Gebäudebereich sogar einen Anteil von gut 40 Prozent auf, wovon etwa zwei Drittel auf das Segment der Wohngebäude und ein Drittel auf die Nicht-Wohngebäude entfallen (AG Energiebilanzen, 2020).

Die Herausforderung, einen Pfad in Richtung Klimaneutralität einzuschlagen, liegt vor allem in der Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung. Heute basieren rund 80 Prozent der Wärmeerzeugung auf fossilen Energieträgern (vornehmlich Erdgas, gefolgt von Heizöl) (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft [BDEW], 2020).

Bemerkenswert ist hierbei vor allem, dass sich an dieser Erzeugungsstruktur in den vergangenen 20 Jahren keine wesentlichen Änderungen ergeben haben (vgl. Abbildung 4.1).

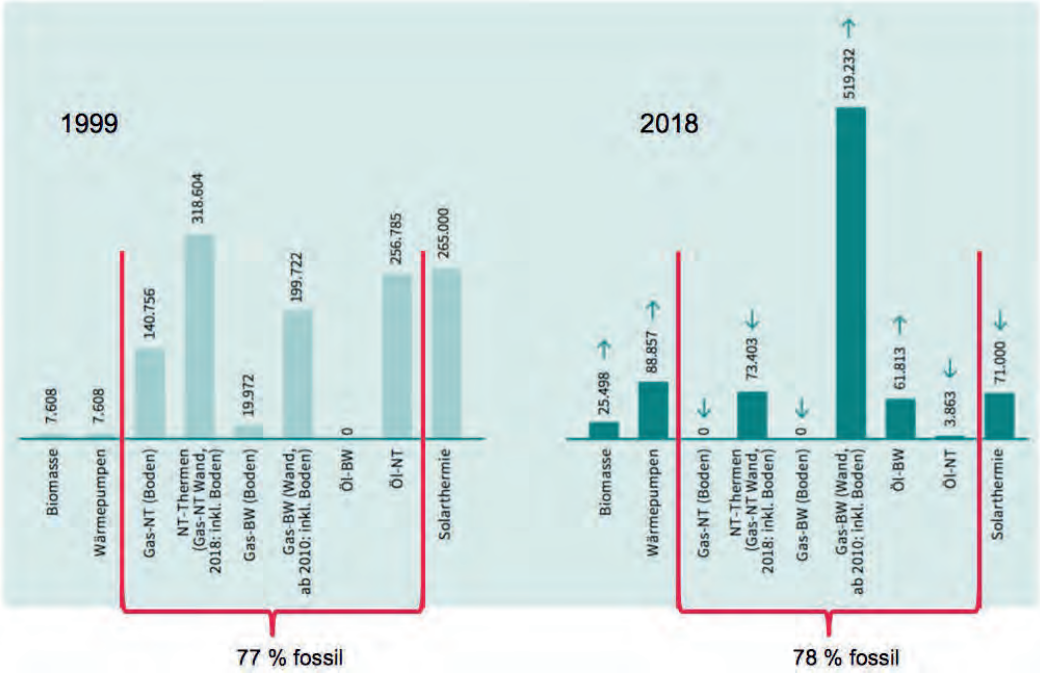


Abbildung 4.1: Anteil fossil befeuerter Heizungen im Absatzmarkt für dezentrale Heizsysteme 2018 im Vergleich zu 1999 (Wuppertal Institut, 2020; basierend auf dena, 2019)

Eine vergleichbare Stagnation zeigt sich auch im Bereich der energetischen Gebäudesanierung. Um den Energiebedarf insgesamt zu senken und den Umstieg auf klimaneutrale Heiztechnologien wie z. B. elektrische Wärmepumpen zu ermöglichen, ist eine schnelle und umfassende Anhebung der Energieeffizienz im Gebäudebestand zentral. Die Sanierungsrate verbleibt allerdings seit Jahren bei etwa einem Prozent pro Jahr und liegt damit deutlich unter den Zielvorgaben der Bundesregierung mit zwei Prozent pro Jahr (Cischinsky & Diefenbach, 2018). Die nach gesetzlichen Mindeststandards erreichte Sanierungstiefe bleibt bisher deutlich hinter dem technisch

Machbaren und dem für Klimaneutralität Notwendigen zurück (Wuppertal Institut, 2020).

Einen kontinuierlichen Aufwärtstrend erlebte dagegen die Pro-Kopf-Wohnfläche. Im Zuge zunehmender Individualisierung ist die durchschnittliche Haushaltsgröße über die letzten Jahrzehnte gefallen; Wohnungsgrößen haben sich aber nicht im gleichen Maße an die verringerte Bewohnerzahl angepasst. Die Wohnfläche pro Einwohner hat sich in Deutschland daher seit den 60er Jahren mehr als verdoppelt und liegt aktuell bei rund 47 m² (Statistisches Bundesamt, 2020a). Dadurch werden nicht nur Effizienzgewinne durch Heizungs- und Gebäudetechnologie teilweise kompensiert (vgl. Abbildung 4.2) sondern zusätzlich der Wohnraummangel in Städten verschärft und die Neuinanspruchnahme von bisher unbebauten Flächen befördert. Neben dem Abbau von Sanierungshemmnissen liegt der zentrale gesellschaftliche Hebel für einen klimaneutralen Gebäudesektor in der Ausbremsung beziehungsweise der Umkehr dieses Trends.

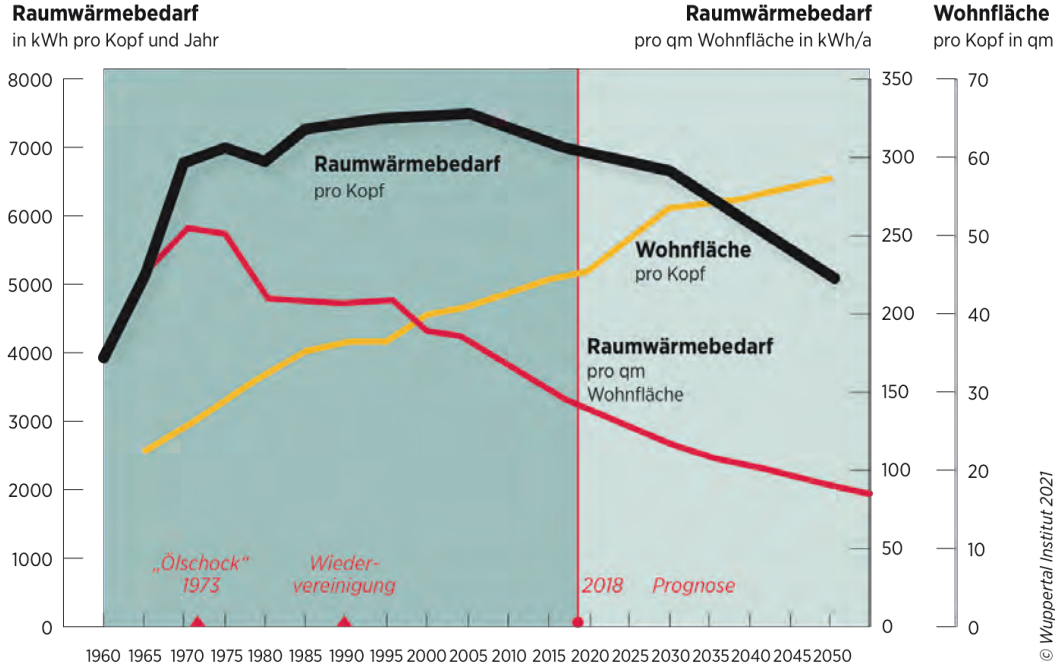


Abbildung 4.2: Raumwärmebedarf im Spannungsfeld von Wärmedämmung und Wohnflächennutzung[2] (Wuppertal Institut, 2021)

Wichtig ist bei der Betrachtung der Pro-Kopf-Wohnflächenentwicklung jedoch eine differenzierte Analyse. So verzeichnet die Wohnungswirtschaft seit den 1990er Jahren eine vergleichsweise konstante Entwicklung. Hier lässt sich zudem feststellen, dass im Neubau zwar in den letzten Jahren größere Wohnungen geschaffen wurden. Ausgelöst durch den sozialen Wohnungsbau stagnieren die Zahlen jedoch wieder.

Neben der Marktsegment-spezifischen Betrachtung ist auch eine regionale Differenzierung der Wohnungsmarktdynamiken wichtig. Prägend ist demnach derzeit zum

[2] Raumwärmebedarf ist verstanden als Endenergieverbrauch für Raumheizung ohne Warmwasserbereitung.

Beispiel eine aufholende Eigentumsquote in den ostdeutschen Bundesländern (Statistisches Bundesamt, 2020). Wohneigentum weist in der Regel größere Flächen auf als gemieteter Wohnraum. Ebenso sind Pro-Kopf-Wohnflächen im ländlichen Raum im Schnitt größer als in Ballungszentrum, da Einfamilienhäuser meist mehr Fläche haben als Wohnungen in Mehrfamilienhäusern. Außerdem sind Immobilienpreise auf dem Land oft geringer als in Ballungsräumen (Verband der Sparda-Banken e. V., 2020).

Auch eine alternde Gesellschaft hat Auswirkungen auf die Wohnfläche pro Kopf, wenn ein ehemals von einer Familie bewohntes Haus oder eine Wohnung nach Auszug der Kinder nur noch von ein oder zwei Personen bewohnt wird. Dieser *Remanenzeffekt* hat vielfältige Ursachen (Informationsdienst des Instituts der deutschen Wirtschaft [IWD], 2020). Im Einzelfall kann er bewusst aufgrund des persönlichen Wohnwunsches bestehen, oder aber wegen eines fehlenden Marktangebots altersgerechter und kleinerer Wohnungen in der gewünschten Gegend. Diese fehlen gerade im urbanen Raum noch an vielen Stellen. Im Großen zeigt sich im Remanenzeffekt eine über die letzten Jahrzehnte etablierte Wohnkultur, in der keine Alternativen zwischen Eigenheim und Altenheim gesehen werden (Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung [BBSR], 2010).

Generell stehen einem Wohnungswechsel hin zu einer kleineren und/oder sanierten Wohnung, unabhängig vom Alter, auch finanzielle Hürden im Weg. Umzüge sind mit hohen Transaktionskosten verbunden und Mieten für sanierte Wohnungen fallen häufig höher aus.

Um an den drei zentralen Stellschrauben – Beheizungsstruktur, Sanierungsrate und -tiefe sowie Pro-Kopf-Wohnfläche – zu drehen und so Klimaneutralität im Gebäudesektor zu erreichen, braucht es neben technischen auch gesellschaftliche Ansätze, die im Rahmen des Querschnittsmoduls Transformation mit dem Partner/-innenkreis, dem Projektkonsortium und Beiratsmitgliedern der dena-Leitstudie diskutiert wurden. Aufgrund der besonderen gesellschaftlichen Relevanz lag der Fokus auf den Wohngebäuden.

Aus transformatorischer Sicht ist dabei das Ziel der Klimaneutralität auch immer im breiteren Kontext anderer sozial-ökologischer Zielsetzungen und ihrer Wechselwirkungen zu betrachten. Dazu zählen im Gebäudesektor neben finanziellen Auswirkungen auf die Bewohner/-innen sowie Einflüssen auf deren Gesundheit und Lebensqualität auch ökologische Ziele wie der Erhalt der Biodiversität und die Schonung nicht erneuerbarer Ressourcen. In diesem Zuge gilt es, auch die Klimafolgenanpassung im Blick zu haben: Gerade größere Städte sind aufgrund ihrer hohen Bebauungsdichte für Extremwetterereignisse wie Starkregen, Hitzewellen oder Stürme besonders anfällig. Die Zielsetzung der Klimaneutralität sollte daher erweitert werden um das Zielbild eines sozial gerechten, lebenswerten, resilienten, flächensparenden und ressourcenschonenden Gebäudesektors.

4.2 Baustein: Gutes Leben in der Stadt und auf dem Land

4.2.1 Beschreibung

In den vergangenen zwei Jahrzehnten war die deutsche Binnenmigration von einer Landflucht geprägt. Ein starker Urbanisierungstrend hat den Wohnungs- und

Flächendruck in Ballungsräumen zunehmend verschärft; Zubauraten, Flächenversiegelung und Mietpreise stiegen an (Statistisches Bundesamt, 2019). In einigen Metropolen wird aus Platz- und Nachhaltigkeitsgründen bereits ein Neubauverbot für Einfamilienhäuser in zentralen Lagen diskutiert oder getestet (Focus Online, 2021). Parallel verstärkte sich aber auch der Trend zur *Sub*urbanisierung, weswegen auch Dörfer im Umland von Großstädten wachsende Wohnraumnachfragen verzeichneten. Gleichzeitig stiegen die Leerstandsquoten in strukturschwächeren ländlichen Gebieten, insbesondere im Osten Deutschlands. Die wachsenden Leerstände trugen weiter zur Deattraktivierung bei und führten in einer Art Abwärts-Spirale zunehmend zur wirtschaftlichen und kulturellen Verödung der betroffenen Orte (Schauber, 2020).

Dieser Entwicklung entgegenzuwirken steht bereits seit einiger Zeit auf der bundespolitischen Agenda: Die Schaffung gleichwertiger Lebensverhältnisse in städtischen wie in ländlichen Räumen wurde als Zielsetzung im Koalitionsvertrag von Union und SPD für die zu Ende gehende Legislaturperiode verankert (Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat [BMI], 2019). Die Auswirkungen der Corona-Pandemie könnten nun zu einer Trendumkehr beitragen. Die wiederholten und andauernden Einschränkungen zur Eindämmung der Pandemie werfen neue Fragen auf hinsichtlich Wohnungsausstattung, Wohnumfeldqualität, Erreichbarkeit, dezentraler Energieversorgung und den Vor- und Nachteilen von Gemeinschaft und Isolation. Eine mögliche Folge: Stadtflucht statt Landflucht. Die Pandemie macht das Wohnen in der Stadt – zum Teil vorübergehend, zum Teil aber möglicherweise auch längerfristig – weniger attraktiv. Vermehrte Nutzung von Home-Office-Ansätzen auch nach Pandemieende würden das Bedürfnis nach räumlicher Nähe zum Arbeitgeber reduzieren. Die Vorzüge des ländlichen Wohnens (Platz, Ruhe, Luftqualität, Naherholung) könnten so an Wichtigkeit gewinnen. Solche zukünftigen Entwicklungen sind zurzeit natürlich nur schwer abzusehen. Aktuelle Branchenumfragen weisen aber bereits darauf hin, dass die Nachfrage nach Wohnraum in ländlichen Räumen zunimmt. Viele Städter können sich demnach einen Umzug aufs Land vorstellen (Berlin Hyp, 2020; Lulay, 2021) Ein möglicher positiver Effekt einer solchen Trendumkehr ist eine insgesamt ausgewogenere Nachfrage nach Wohnraum. Der Leerstand auf dem Land und der Zubaubedarf in Städten könnten so gleichzeitig reduziert werden.

Solche Dynamiken gilt es, im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung zu nutzen. So sollten insbesondere strukturschwächere Regionen mit hohen Leerständen dabei unterstützt werden, in die Wiederbelebung ihrer Ortszentren zu investieren. Statt neue Flächen auf dem Land auszuweisen, sollten Kauf und (schrittweise) energetische Sanierung von leerstehenden Ein- und Zweifamilienhäusern incentiviert werden. Gerade auf dem Land, wo ein Anschluss an ein grünes Fernwärmenetz meist keine Option darstellt, ist eine energetische Sanierung der Gebäudehülle eine wichtige Voraussetzung für den Einbau einer elektrischen Wärmepumpe für eine energieeffiziente, klimaneutrale Energieversorgung.

Auch in der Stadt sollten Umzüge – sei es innerhalb der Stadt oder aufs Land – als Sanierungsanlässe genutzt werden. Freiwerdende Stadtwohnungen sollten bei dieser Gelegenheit energetisch saniert, bedarfsgerecht renoviert und möglicherweise umgebaut und dem Wohnungsmarkt wieder zur Verfügung gestellt werden, sodass der Zubaubedarf in urbanen und suburbanen Gebieten eingedämmt werden könnte. Sollten sich flexiblere Arbeitsmodelle tatsächlich auch nach Pandemieende in größerem

Maße durchsetzen, würde sich außerdem die Frage stellen, wie viel Bürofläche in Zukunft noch gebraucht würde. Die Möglichkeit der Umnutzung von Nutz- zu Wohnfläche könnte den Neubaubedarf weiter senken. Notwendige Umbauarbeiten könnten wiederum als Sanierungsanlass genutzt werden.

Auf diesem Weg könnte verfügbare Wohnfläche optimal ausgenutzt, energetische Sanierung vorangetrieben, Flächenverbrauch und -versiegelung eingedämmt und Ressourcenverbrauch minimiert werden. In den Stadtzentren könnten so mehr Flächen für Begrünung und Naherholung umgewidmet werden, was zum Natur- und Artenschutz, zur Verbesserung des lokalen Klimas sowie zur Klimawandelanpassung beitrüge. Gleichzeitig könnte dies auch eine Strategie darstellen, um Innenstädte vor zu starker Abwanderung zu schützen: Denn so könnten Städte mit mehr Lebensqualität locken, anstatt mit immer mehr Neubauten, wie es einige schrumpfende Städte in der Vergangenheit versuchten (Institut der deutschen Wirtschaft [IW], 2019). Das sollte in Zukunft möglichst verhindert werden, um Flächen und Ressourcen nicht unnötig zur verschwenden.

Vermehrter Zuzug in ländliche Gebiete könnte aber auch den bestehenden Trend zu mehr Pro-Kopf-Wohnfläche stärken. Im Vergleich zur Stadt gibt es auf dem Land mehr Ein- und Zweifamilienhäuser mit größerer zu beheizender Wohnfläche. Aufgrund von vermehrter Home-Office-Nutzung könnten diese auch noch häufiger und intensiver genutzt und beheizt werden. Nicht zuletzt ist der Wunsch nach mehr Platz, z. B. in Form eines abgetrennten häuslichen Arbeitszimmers oder eines Gartens, für viele ein zentraler Motivator für den Umzug aufs Land. Hier gilt es kluge Konzepte zu entwickeln und zu fördern, die die Wünsche und Bedürfnisse der Menschen effizient, bedarfsgerecht und klimaneutral erfüllen. Auch Mehrfamilienhäuser können dies leisten, wenn diese zum Beispiel mit Gemeinschaftsräumen, flexibel genutzten „Jokerzimmern“ oder Gemeinschaftsgärten ausgestattet sind. Das in der Stadtplanung nach wie vor geltende Prinzip „Einfamilienhaus zu Einfamilienhaus“ ist auch angesichts einer alternden Gesellschaft nicht wirklich zweckdienlich. Häufig fehlen auf dem Land eher kleine Wohnanlagen für Ältere oder Mehr-Generationen-Projekte.

4.2.2 Konkrete Maßnahmen

- Leerstand minimieren, z. B. durch
  - Erfassung von Leerstand in einem Leerstandskataster
  - Verbessertes kommunales Leerstandsmanagement
  - Anreize zum Kauf leerstehender Häuser
  - Integrierte Angebote von Wohn- und Energieberatung zur Förderung der Anpassung von Wohnraum (z.B. durch Umbau und / oder Untervermietung).
- Flächenverbrauch eingrenzen, z. B. durch
  - Flächenmoratorium (Kopplung der Ausweisung von Neubaugebieten an die regionale Bevölkerungsentwicklung)
  - Abbau administrativer und rechtlicher Hürden für leichtere Umnutzung von Flächen und Gebäuden, z. B. von Nutz- in Wohnraum
- Erhalt/Wiederbelebung kleinteiliger, nutzungsgemischter Stadt- und Ortsteilzentren, z. B. durch

  - Förderung von Kulturangeboten
  - Schaffung von Spielplätzen und Grünflächen
  - vergünstigte (Zwischen-)Mieten für verwaiste Ladenlokale, Pop-up-Stores etc.
- Lebensqualität und Resilienz in Ballungszentren fördern, z. B. durch
  - Entsiegelung bzw. Erhalt von Grün- und Freiflächen in Städten
  - Förderung von Fassaden- und Dachbegrünung

4.2.3 Notwendige Rahmenbedingungen

Um diese und ähnliche Maßnahmen umzusetzen, muss Klimaschutz Teil der kommunalen Daseinsvorsorge werden. Der kommunale Aufgabereich muss in den Bereichen Klimaschutz und Klimawandelanpassung gestärkt und erweitert werden. Dafür braucht es auch angemessene Förderung von Bund und Ländern.

Um den ländlichen Raum attraktiver zu machen, muss dieser besser verkehrlich angebunden werden. Dazu zählen insbesondere der Ausbau von ÖPNV und Sharing-Angeboten, ebenso wie von Fuß- und Radwegen. Auch der Internetausbau auf dem Land muss schneller vorangehen, um mobiles Arbeiten und digital organisierte Sharing-Mobilität zu ermöglichen.

4.2.4 Herausforderungen

- Ungewissheit hinsichtlich der weiteren postpandemischen Entwicklung von mobilen und hybriden Arbeitsmodellen als Treiber für Umzüge aufs Land
- Fehlende Mittel und Kapazitäten erschweren die Umsetzung vieler Maßnahmen auf kommunaler Ebene
- Abwärtsspiralen aus Leerstand und Verödung sind schwer zu brechen
- Zunehmende Dominanz des Online-Handels erschwert den Erhalt von Ortsteilzentren
- Zielkonflikt zwischen Wohnraumschaffung und Entsiegelung/Erhalt von Grünflächen in Ballungszentren

4.2.5 Gute Beispiele

- **Kommunales Förderprogramm „Jung kauft Alt“**, z. B. in Hiddenhausen (Kreis Herford): Junge Familien werden mit Sanierungszuschüssen und Kinderbonus für den Erwerb von Altbauten in Dorfzentren belohnt (Baukultur NRW, 2015).
- **Kommunales Immobilienportal** der Region SpessartKraft: Ein Zusammenschluss aus neun benachbarten Kommunen betreibt ein gemeinsames Flächen- und Leerstandsmanagement, bei dem Daten zu leerstehenden Gebäuden erhoben und über das Online-Portal KIP des Unternehmens *immovativ* einer breiten Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden (Kommunale Allianz SpessartKraft, o. D.).
- **Leerstandskataster der Stadt Freiburg:** 2019 führte die Stadt Freiburg ein Leerstandskataster ein, um gegen ordnungswidrige Zweckentfremdung von Wohnraum vorzugehen und Leerstände wieder der Wohnnutzung zuzuführen (Stadt Freiburg im Breisgau, o. D.).

- **Beratung und Förderung optimierter Wohnflächennutzung:** Im Rahmen des Projekts OptiWohn führten die Projektstädte Göttingen und Tübingen Beratungsangebote für optimierte Wohnflächennutzung ein. Hierzu gehört z.B. die Abtrennung von nicht genutzten Räumen als eigene Wohneinheit oder Unterstützung bei Wohnungstausch (OptiWohn, o. D.; Stadt Göttingen, o. D.; Universitätsstadt Tübingen, o. D.).

4.3 Baustein: Alternative Wohn- und Nutzungskonzepte

4.3.1 Beschreibung

Neben der Frage, *wo* Menschen in Zukunft wohnen werden, stellt sich auch die Frage nach dem *Wie*. Studien zeigen, dass der Wohnwunsch vieler Menschen immer noch das freistehende Einfamilienhaus in der Vorstadt ist (IW, 2021). Mehr Wohnqualität bedeutet für viele weiterhin mehr Wohnfläche. Um dem gerecht zu werden und einkommensstarke Bewohner/-innen anzulocken, werden immer mehr Flächen für Neubauten ausgewiesen – auch in schrumpfenden Städten (IW, 2019).

Wohnen ist ein Grundbedürfnis und als solches auch in den Menschenrechten verankert. Über das Grundbedürfnis hinaus sind Wohnwünsche aber auch beeinflusst von gesellschaftlichen Normen und Werten (Wohnen als Statussymbol), dem Wunsch nach Freiheit und Autonomie. Menschen wollen das Einfamilienhaus auf dem Land nicht nur wegen der Wohnfunktionen, sondern für "Privatheit" oder "Individualismus". Eine nachhaltige Wende muss diese Grundbedürfnisse adressieren – der Lebensstandard muss aufrechterhalten werden. Über die Entwicklung einer neuen Ästhetik des Zusammenwohnens, in der Gemeinschaft und Privatheit kein Zielkonflikt sind, könnte ein Zugang bestehen, dass individuelle Wohnwünsche und Nachhaltigkeit besser miteinander vereinbar sind.

In Teilen der Bevölkerung besteht ein Wunsch nach effizientem und suffizientem Wohnen, der aufgrund fehlender Angebote auf dem Markt häufig nicht umgesetzt werden kann. Sich bereits abzeichnende Trends wie z. B. der Boom gemeinschaftlicher Wohnprojekte könnten sich in Zukunft weiter verstärken (Frankfurter Allgemeine Zeitung [FAZ], 2018). Co-working-spaces und vergleichbare Ansätze erfreuen sich nicht nur in Ballungsräumen (Bertelsmann Stiftung, 2020) stetig wachsender Beliebtheit und stellen das Bedürfnis nach mehr Platz für häusliche Arbeitszimmer nach Pandemieende infrage. Blickt man über die Grenzen, zeigt sich der Wunsch nach „weniger“ in Bewegungen wie dem US-amerikanischen Tiny House Movement, das in den vergangenen Jahren international mediale Faszination ausgelöst hat (Goetz, 2015).

Indem an diese Trends und die dahinterliegenden Bedürfnisse und Wünsche angeknüpft wird, kann eine nachhaltige Entwicklung im Gebäudesektor vorangetrieben werden, ohne dass es zu Eingriffen in die Lebensqualität und Selbstbestimmtheit der Menschen kommt. Dafür braucht es umfassende Unterstützung auf kommunaler Ebene – von der Beratung zur effizienten Wohnraumnutzung, über die soziale Vermittlung von Wohnraum bis zur Förderung gemeinschaftlicher und flexibler Wohnformen.

Mit dem fortschreitenden demographischen Wandel wird die Frage, wie Menschen im Alter wohnen werden, immer wichtiger. Zurzeit leben ältere Menschen häufig in

alten Gebäuden, die oft weder altersgerecht noch energetisch saniert sind. Viele von ihnen wohnen außerdem in sehr großen Wohneinheiten, da sie auch nach Auszug der Kinder alleine oder zu zweit in Einfamilienhäusern oder großen Familienwohnungen wohnen bleiben. Studien zeigen, dass diese Realität dabei nicht immer den Wohnwunsch dieser Menschen widerspiegelt. Denn häufig werden Wohneinheiten über 100 qm – das betrifft laut Umfragen fast die Hälfte der Seniorenhaushalte – als zu groß und daher als Belastung empfunden. Fast ein Drittel der Älteren im Wohneigentum fühlen sich demnach von der Größe ihrer Wohnung überfordert. Demgegenüber steht der Wunsch, im Alter möglichst lange selbstständig leben zu können. Um dem gerecht zu werden, ist eine größer werdende Gruppe älterer Menschen bereit, ihre Wohnsituation zu verändern. Ca. 30% der Altersgruppe ab 50 zeigt eine hohe Bereitschaft, im Alter noch einmal umzuziehen. Dafür sind entsprechende altersgerechte Angebote in ihrem vertrauten Wohnumfeld notwendig (BBSR, 2010; Brieschke et al., 2016).

Um diese Nachfrage zu decken, sollten vorrangig die Potenziale im Bestand genutzt werden. Neben der altersgerechten Modernisierung bestehender Wohnungen kann hier auch die bauliche Trennung von Ein- und Zweifamilienhäusern eine sinnvolle Lösung sein. Auch auf alternative Wohnkonzepte wie Mehrgenerationenprojekte oder Untermiete für Hilfe sollte vermehrt gesetzt werden. Der generationenübergreifende Tausch von Wohnungen sowie ein ganzheitliches Umzugsmanagement können die Entscheidung und den Prozess vereinfachen. In wachsenden Regionen sollte geprüft werden, ob statt Einfamilienhäusern Seniorenappartements neugebaut werden sollten. So können ältere Menschen, die dies wünschen, sich verkleinern; junge Familien können incentiviert werden, dadurch freiwerdende Häuser und Familienwohnungen zu beziehen und zu sanieren statt neu zu bauen. So können die Flächenversiegelung sowie der Anstieg der Pro-Kopf-Wohnfläche eingedämmt werden.

4.3.2 Konkrete Maßnahmen

- Auf kommunaler Ebene Förderung von
  - alternativen Konzepten wie gemeinschaftlichen Wohnprojekten und Mehrgenerationen-Wohnungen
  - ganzheitlichem Umzugsmanagement (insbesondere in und zwischen kommunalen Wohnungsgesellschaften und Wohnungsgenossenschaften)
  - baulicher Teilung von EZFH (zur Abtrennung einer abgeschlossenen Wohnung oder Einliegerwohnung)
  - sozialer Wohnraumvermittlung (Mobilisierung von leerstehendem Wohnraum, bei gleichzeitiger Begleitung der vermietungswilligen Eigentümer/-innen mit Mietgarantien und Renovierungszuschüssen)
  - (generationenübergreifendem) Wohnungstausch (+ Unterstützung dessen durch die Wohnungsgesellschaften fordern, mit Garantie bisheriger Quadratmetermiete bei Verkleinerung)
  - flexiblen Wohnformen (Clusterwohnungen, Schalträume und Jokerzimmer, teilbare Wohnungen)
- Einrichtung kommunaler Aktionsstellen zur effizienten Wohnraumnutzung für Eigentümer/-innen
- Vermittlungsstellen von „Untermietern ohne Untermiete“

4.3.3 Notwendige Rahmenbedingungen

Um diese und ähnliche Maßnahmen umzusetzen, muss Klimaschutz Teil der kommunalen Daseinsvorsorge werden. Der kommunale Aufgabereich muss in den Bereichen Klimaschutz und Klimawandelanpassung gestärkt und erweitert werden. Dafür braucht es auch angemessene Förderung von Bund und Ländern.

Um dem Remanenzeffekt entgegenzuwirken, müssen altersgerechte Wohnangebote durch den Erhalt und Aufbau von Infra- und Versorgungsstrukturen im direkten Umkreis attraktiver gemacht werden.

4.3.4 Herausforderungen

- Maßnahmen dürfen nicht als Eingriff in den privaten Lebensstil wahrgenommen werden
- Remanenzeffekt wird mit fortschreitendem demographischen Wandel immer zentraler
- Fehlende Mittel und Kapazitäten erschweren die Umsetzung vieler Maßnahmen auf kommunaler Ebene

4.4 Gute Beispiele

- **Wohnraumakquise durch Kooperation** der Stadt Karlsruhe: Mittels Kooperationsvertrag und Belegungsvereinbarung zwischen der Stadt und privaten Eigentümer/-innen leerstehender Wohnungen wird Wohnraum für sozial benachteiligte Menschen geschaffen (Raumteiler, o. D.a; Stadtzeitung Karlsruhe, 2017).
- **RAUMTEILER Baden-Württemberg:** In einem gemeinsamen Projekt des Ministeriums für Soziales, Gesundheit und Integration Baden-Württemberg und des Städtetags Baden-Württemberg werden Städte und Initiativen im ganzen Bundesland bei der Vermittlung von privatem Wohnraum an Menschen in prekären Lebenssituationen unterstützt (Raumteiler, o. D.).
- **Projekt „Wohnen für Hilfe“ in Koblenz:** Das Studierendenwerk Koblenz vermittelt Wohnpartnerschaften, in denen sozial engagierte Studierende Senior*innen und anderen Wohnraumgeber*innen im Alltag unterstützen und im Gegenzug ein Zimmer gestellt bekommen (Wohnen für Hilfe, o. D.).
- **Wohnungstauschportal Berlin:** Die sechs landeseigenen Wohnungsbaugesellschaften haben ein gemeinsames Portal eingerichtet, dass es ihren Mieterinnen und Mietern ermöglicht, ihre Wohnungen bei Bedarf zu tauschen. Die Nettokaltmieten der beiden Wohnungen bleiben gleich (Inberlinwohnen.de, o. D.).
- **Netzwerkagentur GenerationenWohnen:** Die Netzwerkagentur ist Anlaufstelle für gemeinschaftsorientiertes und generationenübergreifendes Wohnen in Berlin. Sie berät und vermittelt zwischen Wohnungswirtschaft, Initiativen und Interessierten (Netzwerkagentur GenerationenWohnen, o. D.).

4.4.1 Baustein: Energetische Bestandssanierung vorantreiben

4.4.2 Beschreibung

Die energetische Sanierung des Gebäudebestands geht in Deutschland nur schleppend voran. Grund dafür ist eine Kombination verschiedener Sanierungshemmnisse wie lange Amortisationszeiten, das Mieter-Vermieter-Dilemma oder der

Fachkräftemangel im Handwerk (Wuppertal Institut, 2020). Durch die Überwindung von Sanierungshemmnissen einerseits und die vermehrte Schaffung und optimierte Ausnutzung von Sanierungsanlässen andererseits könnten Sanierungsrate und -tiefe künftig erhöht werden.

Zur Beseitigung von Sanierungshemmnissen sind insbesondere Lösungen des Mieter-Vermieter-Dilemmas eine wichtige Voraussetzung. Im Rahmen des Moduls wurde diese Thematik mit der Wohnungswirtschaft detailliert beleuchtet. Hier kann konstatiert werden, dass die notwendigen Investitionen unter aktuellen Bedingungen in vielen Fällen nicht durch Mieterhöhungen gegenfinanziert werden können. Für viele Mieter ist die Umlage der Sanierungskosten auf die Miete, auch im Bereich der gesetzlich zulässigen 8%, nicht tragbar. Gleichzeitig sind Amortisationszeiträume jenseits von 10 bis 15 Jahren für die Unternehmen wirtschaftlich schwer abbildbar. Grundsätzlich sind auch die anderen Segmente des Mietwohnungsmarktes von diesem Dilemma betroffen. Mit gezielter marktsegmentspezifischer Förderung könnten hier erhebliche Potenziale gehoben werden.

Auch im selbstgenutzten Eigentum stellt sich momentan für Viele die Frage der Wirtschaftlichkeit von Sanierungsmaßnahmen. Da der Großteil der „worst performing buildings“ im EZFH-Segment liegen, könnten auch gerade hier erhebliche Potenziale durch marktsegmentspezifische Förderkonzepte gehoben werden (Institut für Energie- und Umweltforschung [ifeu], 2021). Auch Information und Kommunikation spielen in diesem Segment eine besonders wichtige Rolle: Eine aufsuchende persönliche Beratung und Erstellung eines individuellen Sanierungsfahrplans kann dabei helfen, für das Thema zu sensibilisieren, Vorteile einer Sanierung aufzuzeigen und die ersten organisatorischen Hürden zu überwinden. Eine Begleitung des Sanierungsprozesses über die Planungsphase hinaus, z. B. durch sogenannte One-Stop-Shops, kann ebenfalls ein Erfolgsfaktor sein (Wuppertal Institut et al., o. D.).

Ein weiterer Aspekt, der ein Hemmnis bei der Sanierung insbesondere für die Wohnungswirtschaft darstellen kann, ist bereits der für die Durchführung handwerklicher Sanierungsmaßnahmen notwendige Zugang zu der Wohnung. Sanierungsmaßnahmen werden von Mieter*innen häufig als wirkungslos und als reine Begründung für eine Mietkostensteigerung eingeordnet. Durch zielgruppenspezifische Kommunikation von Komfortgewinnen und anderen positiven Aspekten energetischer Sanierung könnten auch hier Hemmnisse überwunden und ein Beitrag zur Steigerung der Sanierungsrate geleistet werden.

Eine mögliche Stadtflucht und ein Generationenwechsel in EFH könnten zukünftig die Eigentümerwechselquoten erhöhen. Ein Eigentümerwechsel ist häufig der beste Anlass für eine energetische Sanierung. Diesem Trend stehen momentan vielerorts steigende Kauf- und Grundstückspreise entgegen, die häufig die Budgets der Käufer*innen erschöpfen, sodass eine sofortige tiefgreifende energetische Sanierung für sie nicht leistbar ist. Hier kann eine Kombination aus Förderung und persönlicher, aufsuchender Beratung zur Erstellung eines individuellen Sanierungsfahrplans dazu beitragen, dass die Potenziale aus Eigentümerwechseln bestmöglich gehoben werden.

Dort wo ältere Menschen nicht in neugebaute Seniorenwohnungen ziehen, ist i. d. R. eine altersgerechte Modernisierung notwendig. Auch diese kann Anlass für eine

energetische Sanierung sein, ist es wegen erheblicher Aufwände, hoher Kosten und langer Amortisationszeiten aber häufig nicht. Auch diese Potenziale könnten durch verbesserte Beratungs-, Förder- und Unterstützungsinstrumente in Zukunft besser gehoben werden.

Ein wichtiges Nadelöhr in der Bestandssanierung ist der Fachkräftemangel im Handwerk (Kompetenzzentrum Fachkräftesicherung [KOFA], 2021). Um diesem entgegenzusteuern, müssen Anreize für Ausbildung und Weiterqualifizierung in handwerklichen Berufen geschaffen werden. Gelingt dies, könnte das Handwerk zukünftig zum Multiplikator der Wärmewende und Befürworter erneuerbarer Heizsysteme entwickelt werden. Dafür sollte außerdem die gewerkeübergreifende Vernetzung verbessert werden, um das Silodenken aufzuheben und eine integrierte Beratung zu ermöglichen. Ein wichtiges Potenzial liegt außerdem in der Aktivierung von Synergien zwischen den ansässigen Unternehmen des Handwerks, des Handels, der Kreativwirtschaft und Dienstleistung.

4.4.3 Konkrete Maßnahmen

- Marktsegmentspezifische Sanierungsförderung
- Ausbildungsoffensive für das Handwerk
- Digitalisierungs- und Kommunikationsoffensiven (vor allem zu Co-Benefits von energetischer Gebäudesanierung)
- One-Stop-Shop-Ansätze in der Sanierung
- Ganzheitliche Sanierungssteuerung und Monitoring durch staatliche Stellen
- gewerkeübergreifende Vernetzung & Kommunikation stärken, um effizientere Beratung und Umsetzung zu ermöglichen (Silo-Denken aufheben)
- Erarbeitung strategischer Gewerbeflächensicherungspläne durch Kommunen und örtliche Wirtschaft (Sicherung der langfristigen Verfügbarkeit von handwerksgerechten Flächen in innerörtlichen Lagen)
- Vereinheitlichung der Länder-Bauordnungen (gleiche Standards für bauausführende Betriebe deutschlandweit)

4.4.4 Notwendige Rahmenbedingungen

Die energetische Gebäudesanierung ist ein zentraler Klimaschutzhebel im Gebäudesektor, muss aber in eine breitere Strategie eingebettet werden. So sollten neben der Sanierung der Gebäudehülle auch weitere Maßnahmen verfolgt werden, wie der Austausch des Heizsystems (z. B. Umstieg auf eine elektrische Wärmepumpe), die Installation einer Solaranlage oder die Begrünung von Dach oder Fassade. Des Weiteren ist für eine energieeffiziente und klimaneutrale Wärmeversorgung auch die Größe der zu beheizenden Wohnfläche ausschlaggebend. Ebenso spielt der durch Neubau verursachte Energie-, Ressourcen- und Flächenverbrauch eine wichtige Rolle für die Dekarbonisierung des Gebäudesektors. Die drei genannten strategischen Bausteine sollten daher parallel verfolgt werden.

4.4.5 Herausforderungen

- Fachkräftemangel im Handwerk stellt bereits jetzt ein zentrales Nadelöhr für die energetische Sanierung dar, der Druck wird zukünftig weiter zunehmen
- Ausbildungsoffensive kann nur zeitversetzt volle Wirkung entfalten

- Sanierungskosten könnten zukünftig weiter ansteigen (z. B. aufgrund knapper Ressourcen wie Arbeit und Materialien oder wegen steigender Anforderungen)

4.4.6 Gute Beispiele

- **Beratungskonzept zur energetischen Sanierung der InnovationCity Ruhr:** Im Rahmen des Projekts InnovationCity Ruhr wurde ein zweistufiges Beratungssystem für die Modellregion entwickelt. In einer Erstberatung wird eine energetische Bestandsaufnahme durchgeführt und Sanierungs- und Fördermöglichkeiten in einem kostenlosen Beratungsgespräch aufgezeigt. In einem zweiten Schritt folgt eine gezielte Umsetzungsberatung (InnovationCity Ruhr, o. D.).
- **Reimarkt, Niederlande:** Als One-Stop-Shop für die Gebäudesanierung vermittelt Reimarkt zwischen lokalen Anbietern und Hausbesitzern. Mit dem Online-Tool Quickscan können Kunden ihren Renovierungsbedarf individualisieren, sich beraten lassen, bevorzugte Lieferanten auswählen und die Sanierung direkt bei Reimarkt in Auftrag geben (Wuppertal Institut et al., o. D.).

5 Zusammenfassung der Ergebnisse und Fazit

Die Arbeiten im Rahmen des Querschnittsmoduls „Transformation“ hatten zum Ziel, die stark auf technische Aspekte ausgerichteten Diskussionen im Rahmen der Szenarienerarbeitung um die Schnittstellen zu gesellschaftlichen Themen zu ergänzen. Auch wenn in der Modellierung der Szenarien häufig technische Aspekte im Vordergrund stehen, wie z.B. die Integration der Stromerzeugung aus fluktuierend einspeisenden Energieträgern, gehen die Herausforderungen weit darüber hinaus und umfassen technische, ökonomische, institutionelle (politische/regulative) und auch kulturelle Aspekte. Der Dialogprozess zwischen Wissenschaft und Projektpartnerkreis der Leitstudie sollte dazu beitragen, ein besseres Verständnis über die Systemeigenschaften zu gewinnen (Systemwissen), Konzepte und Visionen für die Zukunft abzuleiten (Zielwissen) sowie u.a. über diskursive Prozesse die Gestaltungsmöglichkeiten realer Veränderungsprozesse zu erforschen (Transformationswissen).

Eine der zentralen Ausgangsthesen für die inhaltliche Konzeption des Moduls war, dass Energiewende und Klimaschutz als Teil der großen Transformation gesellschaftlich eingebunden sein müssen. Eine erfolgreiche Energiewende braucht neben technischen Innovationen gesellschaftliche Akzeptanz sowie die Veränderung von Verhaltensroutinen und Konsumstilen. Dies gilt umso mehr als dass die energie- und klimapolitischen Ziele mit rein inkrementellen Veränderungen nicht erreicht werden können. Im Rahmen des Moduls wurden hierfür Ansatzpunkte, Hemmnisse und Gestaltungsräume ausgelotet.

Die methodische Herangehensweise setzte dabei auf transdisziplinäre Elemente. Das bedeutet vor allem, dass im Verbund mit Akteuren von außerhalb der Wissenschaft (Projektpartnerkreis, Beirat der Leitstudie) Schwerpunktthemen gemeinsam identifiziert wurden, die in einer anschließenden Phase der gemeinsamen Wissensgenerierung und Entwicklung von Problemlösungsstrategien (co-creation von knowledge) analysiert wurden. Dieser Prozess wurde abgeschlossen durch die Integration des generierten Wissens in die Szenarioannahmen und die begleitenden Handlungsempfehlungen.

Das Querschnittsmodul Transformation hat sich in ausgewählten Bereichen mit gesellschaftlichen Herausforderungen und Chancen auseinandergesetzt und liefert Vorschläge für das Schnüren von Maßnahmenpaketen. Die Arbeiten im Modul haben verdeutlicht, wie zentral eine gesellschaftliche Perspektive auf alle Bereiche der Transformation ist – mit Blick auf bestehende Herausforderungen ebenso wie auf mögliche zukünftige Entwicklungen.

Die Arbeit des Moduls kann nicht den Anspruch erheben, die thematische Bandbreite der gesellschaftlichen-technologischen Schnittstellen vollumfänglich behandelt zu haben. Vielmehr kam es gemeinsam mit den Projektpartnern zu einem Auswahlprozess, durch den bewusst Schwerpunkte gesetzt wurden. Die wesentlichen Erkenntnisse zu den ausgewählten Schwerpunkten werden im Folgenden in kurzer Form dargestellt.

5.1 Akzeptanz und Partizipation

Ausgehend von der oben dargestellten These, dass eine erfolgreiche Energiewende gesellschaftlich akzeptiert und verankert sein muss, wurde im Rahmen des Moduls

intensiv diskutiert, wie die Akzeptanz für eine klimaneutrale Entwicklung erreicht bzw. aufrechterhalten werden kann. Dabei darf der Fokus nicht nur auf die lokale Akzeptanz von Energieinfrastrukturvorhaben gelegt werden, sondern muss auch die Transformation in anderen Bereichen wie Mobilität oder Wohnen umfassen, die von einer hohen persönlichen Betroffenheit geprägt sind. Insbesondere wurde erörtert, welche Möglichkeiten der Partizipation und Teilhabe einen Beitrag hierzu leisten können. Dabei wurde deutlich, dass ökonomische Partizipation häufig ein wichtiger, aber keinesfalls hinreichender, Baustein ist. Ein wichtiges Ergebnis war außerdem, dass die Akzeptanz nicht nur auf Seiten des Endverbrauchs zu suchen ist. Vielmehr muss sie auf allen Ebenen erreicht und verankert werden, also auch in der Politik, in Unternehmen und durch entsprechende institutionelle Rahmenbedingungen. Nur dadurch kann erreicht werden, dass auch bei Verbraucherinnen und Verbrauchern ein positives Narrativ der Energiewende entsteht und notwendige Verhaltensänderungen umgesetzt werden. Die Vorteile der Energiewende und einer klimaneutralen Entwicklung müssen den betroffenen Bevölkerungsteilen transparent und auf nachvollziehbare Weise kommuniziert und zugänglich gemacht werden. Ein stärkendes Element könnte hierbei sein, die Förderung der lokalen Wirtschaft durch Projekte der erneuerbaren Energieerzeugung stärker in den Blick zu nehmen.

Die Grundlage hierfür liegt in dem bisher vernachlässigten Diskurs über eine klimaneutrale Gesellschaft und die Entwicklung einer gemeinschaftlich getragenen Zielvision.

5.2 Ein neues Mobilitätsselbstverständnis als Baustein eines klimaneutralen Verkehrssektors

Dem Thema „Verkehr und Mobilität“ kommt mit Blick auf gesellschaftliche Perspektiven einer klimaneutralen Entwicklung eine hohe Bedeutung zu. Auch hier war eine umfassende Analyse im Rahmen des Projekts nicht möglich. Vielmehr wurden Schwerpunkte untersucht, die zum einen einen starken gesellschaftlichen Bezug aufweisen und gleichzeitig Verhaltensroutinen sowie institutionelle und politische Rahmenbedingungen eine positive Entwicklung verhindern.

Ein zentraler Baustein ist dabei die *Förderung von Mikromobilität und Sharing-Angeboten*. Konkret wurden Instrumente und Maßnahmen wie On-Demand- / Ridepooling-Verkehren in Ergänzung des ÖPNV, flächendeckende Einführung von Sharing-Angeboten, nahtlose intermodale Mobilität, Mobilstationen, City-Logistik und Mikro-Hubs, Umweltzonen sowie die Förderung virtueller Mobilität durch Anspruch auf Homeoffice bzw. mobiles Arbeiten, Online-Veranstaltungen, Online-Shopping oder digitale Ämter und ähnliches erörtert. Sie bedienen allesamt die „Pull-Seite“ eines Gesamtmaßnahmenpakets. Sie sind ergänzend zu einer deutlichen Verbesserung des öffentlichen Personennahverkehrs zu verstehen und werden ihre Wirkung nur entfalten, wenn gleichzeitig die Attraktivität der motorisierten Individualmobilität gesenkt wird. Auch hierzu müssen entsprechende Instrumente implementiert werden – dazu zählt die Verteuerung der Nutzung von (ineffizienten) Pkw durch stärker steigende CO_2-Preise, eine adäquate Parkraumbepreisung einschließlich Anwohnerparken, höhere und stärker gespreizte Kfz-Steuer oder Neuzulassungssteuer sowie eine Reform des Dienstwagenprivilegs. Eine Umverteilung des Straßenraums im

fließenden und ruhenden Verkehr sowie Tempo 30 in Städten bewirkt neben der Attraktivierung von Radverkehr und ÖPNV eine Deattraktivierung des Pkw.

Damit diese Angebote, Maßnahmen und Instrumente erfolgreich sein können, müssen sie auf das Mobilitätsbedürfnis der Menschen zugeschnitten sein. Das Verständnis des Mobilitätsbedürfnisses und im Kern vor allem die Frage, warum dieses Bedürfnis in erster Linie durch individuelle Pkw-Mobilität in überdimensionierten Fahrzeugen umgesetzt wird, ist die Grundvoraussetzung dafür, dass die Konzeption von Alternativen zu tatsächlichen Verlagerungen führt.

Zudem müssen unterschiedliche Rahmenbedingungen verbessert werden, damit diese Instrumente ihre Wirkung entfalten können. Hierzu zählt beispielsweise der Internetausbau und die Verbesserung der Internetgeschwindigkeit, die Vereinheitlichung von Buchungssystemen und App-Integration, Schaffung eines „level playing field“ sowie einfache Zugänge via mobilem Internet.

Die dargestellten Instrumente können jedoch nur ein Baustein einer klimaneutralen Verkehrswende sein. Sie müssen eingebettet sein in eine *Integrierte Verkehrs- und Siedlungspolitik und mehr Flächengerechtigkeit im Urbanen Raum*. Diese Aspekte können durch institutionelle und regulatorische Anpassungen, wie die Abschaffung der Pendlerpauschale und der Dienstwagen-Privilegierung erreicht werden. Insgesamt sollten sie integriert sein in eine verkehrsvermeidende Stadt- und Raumplanung, die keine Anreize zur Zersiedlung und stattdessen für stärkere Nutzungsmischung und kürzere Wege setzt. Eine zentrale Voraussetzung ist außerdem, dass Versorgungsangebote insbesondere im ländlichen Raum verdichtet werden – das gilt insbesondere für den Öffentlichen Verkehr (sowohl im Nah- und Regionalverkehr als auch im Fernverkehr). Die unzureichende Vernetzung städtischer und ländlicher Räume fördert MIV-Pendlerverkehre. Der Investitionsstau im öffentlichen Verkehr und die unzureichende Erschließung des ländlichen Raums müssen überwunden werden. Interkommunale Konkurrenz um Bevölkerungs- und Gewerbeansiedlung führt zu nicht-nachhaltigen Entwicklungen ebenso wie fehlende Anreize für dichte Siedlungs- und Raumentwicklung. Sie fördern Zersiedlung und Einzelhandels- sowie Gewerbeansiedlungen auf der grünen Wiese.
Innerhalb der Städte ist mehr Flächengerechtigkeit zwischen den einzelnen Verkehrsträgern erstrebenswert, durch die letztendlich auch die Lebensqualität in der Stadt gesteigert wird. Die Reduzierung von Fahrspuren für Kfz zugunsten durchgängiger, sicherer und breiter Radinfrastruktur, die Reduzierung von Parkplätzen, des Neu- und Ausbaus von Straßen, höhere Parkgebühren bis hin zu Konzepten autofreier Innenstädte und großflächiger Verkehrsverlangsamung wurden im Rahmen des Moduls diskutiert.

Wichtig ist hierbei, dass die Kommunen in der Rolle, die lokalen Bedingungen nachhaltig zu gestalten, deutlich bestärkt werden müssen. Experimentierklauseln können den kommunalen Entscheidungsträger*innen dabei helfen, neue Konzepte und Strategien zu erproben. Dabei ist für eine gleichberechtigte Behandlung aller Verkehrsarten zu sorgen und zudem müssen mögliche Zielkonflikte in der Nutzung des städtischen Raums moderiert werden. Entsprechend sollten partizipative, transparente Prozesse unter Einbezug aller Interessensgruppen angestrebt werden. Da es sich hierbei um ein stark emotionalisiertes Thema handelt, kann es sinnvoll sein durch bundesweite ambitionierte Standards für Infrastrukturen der Nahmobilität vermeintliche Ungerechtigkeiten zu entschärfen.

5.3 Gesellschaftliche Perspektiven auf klimaneutrales Wohnen

Ebenso wie im Bereich der Mobilität stellt auch das Wohnen eine wichtige Schnittstelle zwischen technologischen Innovationen und gesellschaftlichen Dynamiken dar. Ähnlich ist auch hier, dass es eine ganze Reihe ungelöster Aufgaben gibt, die für die klimagerechte Entwicklung ein Hemmnis darstellen. Beispielhaft sei hier das nicht überwundene Mieter-Vermieter-Dilemma in der energetischen Gebäudesanierung genannt.

Auch im Bereich „Wohnen“ wurden ausgewählte inhaltliche Schwerpunkte erörtert. Eng verbunden mit dem Bereich Mobilität und Flächenpolitik ist die Frage, *wie gutes Leben in der Stadt und auf dem Land* gestaltet werden kann. Zielsetzung sollte hier sein, den Leerstand zu minimieren, die Flächenneuausweisung entsprechend einzugrenzen und für den Erhalt bzw. die Wiederbelebung kleinteiliger, nutzungsgemischter Stadt- und Ortsteilzentren zu werben. Die Zielsetzung muss sein, Lebensqualität und Resilienz in Ballungszentren fördern. Um diese und ähnliche Maßnahmen umzusetzen, ist Klimaschutz als Teil der kommunalen Daseinsvorsorge zu verstehen. Der kommunale Aufgabereich muss in den Bereichen Klimaschutz und Klimawandelanpassung gestärkt und erweitert werden. Dafür braucht es auch angemessene Förderung von Bund und Ländern, um fehlende Kapazitäten bei der Umsetzung vieler Maßnahmen auf kommunaler Ebene zu überwinden.

Intensiv wurden im Rahmen der Modularbeit auch die Potenziale alternative Wohn- und Nutzungskonzepte diskutiert. Die Ausgangsthese hierfür war, dass für bestimmte Wohnwünsche der Markt derzeit nicht das passende Angebot bereithält und zudem institutionelle Hemmnisse dazu führen, dass bestehende Angebote nicht genutzt werden. Ein Beispiel hierfür sind altengerechte Wohnungen in zentralen Lagen, deren Ausweitung dazu beitragen könnte, den Remanenzeffekt zu überwinden. Die Förderung von alternativen Konzepten wie gemeinschaftlichen Wohnprojekten und Mehrgenerationen-Wohnungen, eines ganzheitlichen Umzugsmanagements, die bauliche Teilung von EZFH oder die Vermittlung von sozialem Wohnraum (Mobilisierung von leerstehendem Wohnraum, bei gleichzeitiger Begleitung der vermietungswilligen Eigentümer/-innen mit Mietgarantien und Renovierungszuschüssen) können hier wichtige Bausteine sein.

Auch die *Beschleunigung der energetischen Bestandssanierung* wurde im Modul ebenfalls intensiv diskutiert. Auch wenn es sich hier vornehmlich um ein technisch-ökonomisches Thema handelt, das deshalb vor allem in den Sektormodulsitzungen behandelt wurde, lohnt es dennoch, gesellschaftliche Schnittstellen zu sondieren.

Insbesondere im Bereich der zielgruppenorientierten Kommunikation, um Wissenslücken zu schließen und Akzeptanz für Sanierungsmaßnahmen zu erhöhen, sind hier wichtige Ansätze zu verorten. Erörtert wurden unter anderem Instrumente wie marktsegmentspezifische Sanierungsförderung, eine Ausbildungsoffensive für das Handwerk, Digitalisierungs- und Kommunikationsoffensiven und One-Stop-Shop-Ansätze in der Sanierung.

Die Diskussionen zeigten, dass die energetische Gebäudesanierung in eine breitere Strategie eingebettet werden muss. Die aufgeführten Aspekte mit eher gesellschaftlicher oder politischer Ausrichtung müssen integriert mit technischen Strategien entwickelt werden. Technische Strategien sollten zudem nicht ausschließlich auf die Sanierung der Gebäudehülle abzielen sondern gleichzeitig auch weitere Maßnahmen, wie den Austausch des Heizsystems, die Installation einer Solaranlage oder die Begrünung von Dach oder Fassade berücksichtigen. Ebenso spielt der durch Neubau verursachte Energie-, Ressourcen- und Flächenverbrauch eine wichtige Rolle für die Dekarbonisierung des Gebäudesektors. Die drei genannten strategischen Bausteine sollten daher parallel verfolgt werden.

6 Literaturverzeichnis

AG Energiebilanzen (2020). Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland – Daten für die Jahre von 1990 bis 2019. https://www.ag-energiebilanzen.de/

Agora Verkehrswende (2017). Mit der Verkehrswende die Mobilität von morgen sichern. 12 Thesen zur Verkehrswende. https://www.agora-verkehrswende.de/12-thesen/

Barcelona (2021). Superilles. https://ajuntament.barcelona.cat/superilles/en/

Baukultur NRW (2015). Jung kauft alt. https://baukultur.nrw/artikel/jung-kauft-alt/

Becker, S., Renn, O. (2019). Akzeptanzbedingungen politischer Maßnahmen für die Verkehrswende: Das Fallbeispiel Berliner Mobilitätsgesetz. In: C. Fraune, M. Knodt, S. Gölz, K. Langer (Hrsg.), *Akzeptanz und politische Partizipation in der Energietransformation* (S. 109-130). Springer VS. https://doi.org/10.1007/978-3-658-24760-7_6

Berlin Hyp (2020). Berlin Hyp Trendbarometer: Wohnflächenbedarf pro Person steigt, mobiles Arbeiten befeuert Zuzug ins Umland, Ansprüche an Infrastruktur steigen. https://www.berlinhyp.de/de/media/newsroom/berlin-hyp-trendbarometer-wohnfl%C3%A4chenbedarf-pro-person-steigt-mobiles-arbeiten-befeuert-zuzug-ins-umland-anspr%C3%BCche-an-infrastruktur-steigen

Bertelsmann Stiftung (2020): Coworking im ländlichen Raum. Menschen, Modelle, Trends. https://www.bertelsmann-stiftung.de/fileadmin/files/user_upload/Coworking_im_laendlichen_Raum.pdf

Bögel, P., Oltra, C., Sala, R., Lores, M., Upham, P., Dütschke, E., Schneider, U. & Wiemann, P. (2018). The role of attitudes in technology acceptance management: Reflections on the case of hydrogen fuel cells in Europe. *Journal of Cleaner Production, 188,* 125–135. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.03.266

Bovet, J., Lienhoop, N. (2017). „Trägt die wirtschaftliche Teilhabe an Flächen für die Windkraftnutzung zur Akzeptanz bei? Zum Gesetzesentwurf eines Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetz unter Berücksichtigung von empirischen Befragungen“. In: A. Grunwald, O. Renn und J. Schippl (Hrsg.), *Die Energiewende verstehen - orientieren – gestalten* (S. 569–592). Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG. doi.org/10.5771/9783845278957-569

Brieschke, L.-A. et al. (2016). Energiesuffizienz – Strategien und Instrumente für eine technische, systemische und kulturelle Transformation zur nachhaltigen Begrenzung des Energiebedarfs im Konsumfeld Bauen / Wohnen. https://energiesuffizienz.files.wordpress.com/2016/12/energiesuffizienz_endbericht.pdf

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (2010). Wohnen im Alter. Marktprozesse und wohnungspolitischer Handlungsbedarf. *Forschungen, 147.* https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/ministerien/bmvbs/forschungen/2011/Heft147_DL.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat (2020): Maßnahmen der Bundesregierung zur Umsetzung der Ergebnisse der Kommission „Gleichwertige Lebensverhältnisse“. https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/publikationen/massnahmen-der-bundesregierung-zur-umsetzung-der-ergebnisse-der-kommission-gleichwertige-lebensverhaeltnisse--1647008

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2020). Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland: Basisdaten und Einflussfaktoren – Foliensatz zur BDEW-Publikation. 4. aktualisierte Ausgabe. www.bdew.de/media/documents/20200525_Waermeverbrauchsanalyse_Foliensatz_2020_daQSUCb.pdf

Bundesverband Windenergie (BWE) (2020). Windenergie in Deutschland - Zahlen und Fakten. URL: https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/deutschland/

Cischinsky, D. H. & Diefenbach, D. N. (2018). Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016. Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand. Institut Wohnen und Umwelt (IWU). https://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/gebaeudebestand/prj/Endbericht_Datenerhebung_Wohngeb%C3%A4udebestand_2016.pdf

Deutsche Energie-Agentur (2019). Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand (dena-Gebäudereport kompakt 2019). Deutsche Energie Agentur GmbH. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-GEBAEUDEREPORT_KOMPAKT_2019.pdf

Devine-Wright, P. & Sherry-Brennan, F. (2019). Where do you draw the line? Legitimacy and fairness in constructing community benefit fund boundaries for energy infrastructure projects. *Energy Research & Social Science, 54,* 166–175. https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.04.002

door2door (2020). Regionale Zusammenarbeit mit Taxigewerbe für den neuen Rufbus in Hof. https://door2door.io/de/referenzen/referenzprojekt-hofer-landbus/

Duisburger Verkehrsgesellschaft (2021). Alle Informationen rund um myBUS. https://www.dvg-duisburg.de/mybus-dvg

Frankfurter Allgemeine Zeitung (2018, 13. Februar). Gemeinschaftliches Wohnen. Experten fordern mehr Unterstützung. https://www.faz.net/aktuell/rhein-main/gemeinschaftlich-wohnen-experten-fordern-mehr-unterstuetzung-15446390.html

Flamme, S., Benrath, D., Glanz, S., Hoffart, F., Pielow, C., Roos, M., Span, R., Wagner, H.-J. & Schönauer, A.-L. (2018). ELEGANCY: The Interdisciplinary Approach of the German Case Study to Enable a Low Carbon Economy by Hydrogen and CCS. *Energy Procedia, 158*, 3709–3714. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.887

Focus Online (2021). Rot-grüner Senat setzt Zeichen. Hamburg als Vorreiter: Einfamilienhäuser könnten bald verboten werden. https://www.focus.de/immobilien/finanzieren/rot-gruener-senat-setzt-zeichen-werden-neue-einfamilienhaeuser-bald-verboten_id_12914796.html

Glanz, S. & Schönauer, A.-L. (2021). Towards a Low-Carbon Society via Hydrogen and Carbon Capture and Storage: Social Acceptance from a Stakholder Perspective. *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, 9*(1). http://dx.doi.org/10.13044/j.sdewes.d8.0322

Goetz, I. (2015, 22. August). Die Minihaus-Bewegung boomt. Komm hinaus ins Kleine! *FAZ.net*. https://www.faz.net/aktuell/feuilleton/tiny-house-movement-erobert-amerika-und-europa-13762361.html

Hamburger Verkehrsverbund (2021). hvv switch Punkte, hvv switch App. https://www.hvv-switch.de/de/inhalt/kategorie/app-kommunikation/

Handelsblatt (2021, 30. August). In Paris gilt nun auf den meisten Straßen Tempo 30. https://www.handelsblatt.com/politik/international/frankreich-in-paris-gilt-nun-auf-den-meisten-strassen-tempo-30/27561384.html?ticket=ST-772104-qlANHGhUsGM7OV9awiZa-ap5

Hildebrand, J., Rau, I., Schweizer-Ries, P. (2018). Akzeptanz und Beteiligung – ein ungleiches Paar. In: L. Holstenkamp & J. Radtke (Hrsg.), *Handbuch Energiewende und Partizipation* (S. 195–209). Springer VS. https://doi.org/10.1007/978-3-658-09416-4_12

Huge, A. & Roßnagel, A. (2018). Möglichkeiten der Öffentlichkeitsbeteiligung in Planungs- und Genehmigungsverfahren von Windenergieanlagen. In: L. Holstenkamp & J. Radtke (Hrsg.), *Handbuch Energiewende und Partizipation* (S. 613–625). Springer VS. https://doi.org/10.1007/978-3-658-09416-4_37

Huijts, N.M.A., Molin, E.J.E., Steg, L. (2012). Psychological factors influencing sustainable energy technology acceptance. A review-based comprehensive framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16*(1), 525–531. https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.018

Inberlinwohnen.de (o. D.). Das Wohnungstauschportal. https://inberlinwohnen.de/wohnungstausch/

Informationsdienst des Instituts der deutschen Wirtschaft (2020). Größer wohnen. https://www.iwd.de/artikel/groesser-wohnen-489720/

InnovationCity Ruhr (o. D.). Energieberatung. https://www.innovationcity-bottrop.de/index.php?id=425

Institut der deutschen Wirtschaft (2019). Ist der Wohnungsbau auf dem richtigen Weg? Aktuelle Ergebnisse des IW-Wohnungsbedarfsmodells. https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Report/PDF/2019/IW-Report_2019_Wohnungsbaubedarfmodell.pdf

Institut der deutschen Wirtschaft (2021). Haus oder Wohnung? Stadt oder Land? Ein Auswahlexperiment zur Wohnstandortentscheidung. Gutachten im Auftrag der Deutschen Reihenhaus AG. https://www.iwkoeln.de/presse/pressemitteilungen/michael-voigtlaender-christian-oberst-die-meisten-wollen-ein-einfamilienhaus.html

Institut für Energie- und Umweltforschung (2021). Gebäude mit der schlechtesten Leistung (Worst performing Buildings) – Klimaschutzpotenzial der unsanierten Gebäude in Deutschland. Kurzstudie im Auftrage der Bundestagsfraktion Bündnis 90/ Die Grünen. https://www.gruene-bundestag.de/fileadmin/media/gruenebundestag_de/themen_az/bauen/PDF/210505-ifeu-kurzstudie-gebaeude-mit-schlechtester-leistung.pdf

Irish Wind Energy Association (2013). Good neighbour: IWEA best practice principles in community engagement and community commitment. https://windenergyireland.com/images/files/9660bd0afdf6072c39.pdf

Johansen, K. & Emborg, J. (2018). Wind farm acceptance for sale? Evidence from the Danish wind farm co-ownership scheme. *Energy Policy, 117,* 413–422. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.038

Jørgensen , M. L., Anker, H. T. & Lassen, J. (2020). Distributive fairness and local acceptance of wind turbines: The role of compensation schemes. *Energy Policy, 138,* 111294. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111294

Khan, U., Yamamoto, T. & Sato, H. (2021). An insight into potential early adopters of hydrogen fuel-cell vehicles in Japan. *International Journal of Hydrogen Energy, 46*(18), 10589–10607. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.173

Kommunale Allianz SpessartKraft (o. D.) KIP SpessartKraft. Die kommunale Immobilienplattform. https://www.kip.net/spessartkraft

Kompetenzzentrum Fachkräftesicherung (2021). Fachkräfteengpässe in Unternehmen – Fachkräftemangel und Nachwuchsqualifizierung im Handwerk. KOFA-Studie 1/2021. https://www.kofa.de/fileadmin/Dateiliste/Publikationen/Studien/Handwerk_01_2021.pdf

Kühne, B. & Adler, M. (2018). Helsinki: Die Flatrate für alle Verkehrsmittel. Heinrich-Böll-Stiftung. https://www.boell.de/de/2018/12/18/die-flatrate-fuer-alle-verkehrsmittel

Kunze, C, Hertel M. (2015). Tiefe Geothermie – von hohen Erwartungen zur Risikotechnologie. *GAIA – Ecological Perspectives for Science and Society, 24*(3), 169–173. Oekom Verlag. https://doi.org/10.14512/gaia.24.3.8

Lulay, Raphael (2021). Homeoffice-Trend: Rund jeder Fünfte erwägt Umzug, Preise für Immobilien auf dem Land könnten sprunghaft ansteigen. Handelskontor. https://handelskontor-news.de/news/homeoffice-trend-rund-jeder-fuenfte-erwaegt-umzug-preise-fuer-immobilien-auf-dem-land-koennten-sprunghaft-ansteigen/

Lutz, Christian (2020). Wohin wollen die Duisburger Bürgerinnen und Bürger im Rahmen der Verkehrswende? Eine empirische Analyse zur gesellschaftlichen Akzeptanz verkehrspolitischer Maßnahmen im Jahr 2020. Unveröffentlicht. https://www.kcw-online.de/veroeffentlichungen/gesellschaftliche-akzeptanz-der-verkehrswende

Netzwerkagentur GenerationenWohnen (o. D.). https://www.netzwerk-generationen.de/willkommen

Olsen, B. E. & Anker, H. T. (2014). Local acceptance and the legal framework: the Danish wind energy case. In: L. Squintani, H. H. B. Vedder, M. Reese, & B. Vanheusden (Hrsg.), *Sustainable Energy United in Diversity – Challenges and Approaches in Energy Transition in the EU* (S. 137–156). European Environmental Law Forum. European Environmental Law Forum Book Series Vol. 1.

OptiWohn (o. D.). Wohn(t)raum gesucht? Flächennutzung optimieren, Neubaudruck reduzieren. https://www.wohnen-optimieren.de/

Prognos, Öko-Institut & Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Zusammenfassung im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität. https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-zusammenfassung/

Raumteiler (o. D.). Raumteiler. Baden-Württemberg sucht Wohnraum für Menschen ohne Zuhause. https://www.raumteiler-bw.de/start/bw/projekte.html

Raumteiler (o. D.a). Wohnraumakquise durch Kooperation. https://www.raumteiler-bw.de/karlsruhe.html

Ricci, M., Bellaby, P. & Flynn, R. (2008). What do we know about public perceptions and acceptance of hydrogen? A critical review and new case study evidence. *International Journal of Hydrogen Energy, 33*(21), 5868–5880. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.07.106

Rittel, H. W. J., & Webber, M. M. (1973): Dilemmas in a general theory of planning. *Policy Sciences, 4*(2), 155–169. https://doi.org/10.1007/BF01405730

Schauber, U. (2020). Aktives Leerstandsmanagement. Integraler Ansatz nachhaltiger Siedlungsentwicklung in schrumpfenden ländlichen Regionen. In: J. Abt, L. Blecken, S. Bock, J. Diringer & K. Fahrenkrug (Hrsg.): *Kommunen innovativ – Lösungen für Städte und Regionen im demografischen Wandel. Ergebnisse der BMBF-Fördermaßnahme*. https://kommunen-innovativ.de/sites/default/files/12a_schauber_leerstand.pdf

Schneidewind, U. (2018). Die Große Transformation. Eine Einführung in die Kunst gesellschaftlichen Wandels. FISCHER Taschenbuch.

Schweizer-Ries, P., Nolting, K., Keppler, D. (2010). Projektabschlussbericht: Aktivität und Teilhabe – Akzeptanz Erneuerbarer Energien durch Beteiligung steigern. Forschungsgruppe Umweltpsychologie. https://www.tu-ber-lin.de/fileadmin/f27/PDFs/Forschung/Abschlussbericht_Aktivitaet_Teilhabe_format.pdf (abgerufen am 10.06.2020).

Stadt Freiburg im Breisgau (o. D.). Leerstandskataster. https://www.freiburg.de/pb/1379970.html

Stadt Göttingen (o. D.). Wohnraumagentur. https://www.goettingen.de/leben/wohnen-bauen/wohnraum-agentur.html

Stadt Rehau (2021). Hofer Landbus. https://www.stadt-rehau.de/sv_rehau/Tourismus/%C3%96PNV%20&%20Carsharing/Hofer%20Landbus/

Stadtzeitung Karlsruhe (2017). Wohnraumakquise: Starkes Bündnis für mehr Wohnraum. https://presse.karlsruhe.de/db/stadtzeitung/jahr2017/woche22/wohnraumakquise_starkes_bundnis_fur_mehr_wohnraum.html

Statistisches Bundesamt (2019). Städte-Boom und Baustau: Entwicklungen auf dem deutschen Wohnungsmarkt 2008 – 2018. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2019/12/PD19_N012_122.html

Statistisches Bundesamt (2020). Eigentümerquote nach Bundesländern im Zeitvergleich. https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Tabellen/eigentuemerquote-nach-bundeslaender.html;jsessionid=CE9AEC4EB5086E7916A6E74D8BC3A65D.live742

Statistisches Bundesamt (2020a). Gebäude und Wohnungen. Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden. Bauabgang von Wohnungen und Wohngebäuden. Lange Reihen ab 1969—2018. Statistisches Bundesamt

Swifted (2020). Has Trafi cracked mobility-as-a-service where others have failed? https://swifted.eu/articles/trafi-series-b/

Thiele, M. (2020, 10. März). Wo Autos nur noch geduldet werden. *Zeit Online*. https://www.zeit.de/mobilitaet/2020-03/verkehrswende-paris-buergermeisterwahl-fahrradstadt-anne-hidalgo?utm_referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F

Umweltbundesamt (2021). Emission der von der UN-Klimarahmenkonvention abgedeckten Treibhausgase. https://www.umweltbundesamt.de/indikator-emission-von-treibhausgasen#die-wichtigsten-fakten

Universitätsstadt Tübingen (o. D.). Haben Sie noch Platz? https://www.tuebingen.de/29884.html

Van de Graaf, T., Overland, I., Scholten, D. & Westphal, K. (2020). The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen. *Energy Research & Social Science, 70,* 101667. https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101667

Verband der Sparda-Banken e. V. (2020). Wohnen in Deutschland 2020. Unterschiede zwischen Stadt und Land. https://www.sparda-wohnen2020.de/

Whim (2021). Whim is the all-in-one app for mobility. https://whimapp.com/helsinki/en/plans/

Wohnen für Hilfe (o. D.): Was ist Wohnen für Hilfe? https://www.wohnen-fuer-hilfe.de/wohnen-fuer-hilfe/

Wolf, I. & Renn, O. (2020). Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2019. Institut für transformative Nachhaltigkeitsforschung (IASS). https://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/2020-04/Online_IASS_Barometer_200422_FINALFINAL.pdf

Wolsink, M. (2007). Wind power implementation: The nature of public attitudes: Equity and fairness instead of 'backyard motives'. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 11*(6), 1188–1207. https://doi.org/10.1016/j.rser.2005.10.005

Wuppertal Institut (2020). CO2-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze. https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/7606

Wuppertal Institut et al. (o. D.). Die erste Adresse für energetische Gebäudesanierung. ProRetro. https://proretro.eu/de/

Zachariah-Wolff, J. L. & Hemmes, K. (2006). Public Acceptance of Hydrogen in the Netherlands: Two Surveys That Demystify Public Views on a Hydrogen Economy. *Bulletin of Science, Technology & Society, 26*(4), 339–345. https://doi.org/10.1177/0270467606290308

Ziekow, J. (2018). Planungsrecht. In: L. Holstenkamp & J. Radtke (Hrsg.), *Handbuch Energiewende und Partizipation* (S. 333–353). Springer VS. https://doi.org/10.1007/978-3-658-09416-4_20

Impressum

Herausgeber:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)
Dr. Johannes Venjakob
Annika Tönjes
Prof. Dr. Manfred Fischedick

Unter Mitarbeit von:
Katja Witte, Wuppertal Institut
Thorsten Koska, Wuppertal Institut
Anja Bierwirth, Wuppertal Institut
Kirsten Ewert, Wuppertal Institut
Marvin Ewert, Wuppertal Institut
Tobias Lechtenböhmer, Wuppertal Institut
Pascal Hader, dena

Stand:
10/2021

Bitte zitieren als:
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI) (2021). Gesellschaftliche Implikationen einer klimaneutralen Entwicklung. Begleitung des Querschnittsmoduls Transformation. Gutachten im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

prognos
Wir geben Orientierung.

dena
Deutsche Energie-Agentur

Kurzgutachten zur
dena-LEITSTUDIE AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT

Technische CO_2-Senken

Techno-ökonomische Analyse ausgewählter
CO_2-Negativemissionstechnologien

Inhalt

1. Vorwort durch die Deutsche Energie-Agentur (dena) 4

2. Zusammenfassung 7

3. Begriffsdefinitionen und Bilanzierungsabgrenzung 10

4. CO_2-Abscheidung 13

4.1 CO_2-Abscheidung an Punktquellen 13

4.2 CO_2-Abscheidung aus der Atmosphäre 27

5. CO_2-Transport 37

6. CO_2-Nutzung 42

7. CO_2-Speicherung 53

8. Ergebnissynthese 59

9. Schlussfolgerungen und Handlungs-empfehlungen 67

10. Abbildungsverzeichnis 70

11. Tabellenverzeichnis 73

12. Literaturverzeichnis 75

13. Abkürzungen 80

14. Glossar 82

15. Anhang 86

1. Vorwort durch die Deutsche Energie-Agentur (dena)

Bis spätestens zum Jahr 2045 will Deutschland Klimaneutralität erreichen. Wesentliche Voraussetzung hierzu ist Treibhausgasneutralität, also das Erreichen eines Gleichgewichts zwischen der Emission von Treibhausgasen (THG) und deren Entfernung aus der Atmosphäre . Nicht vermeidbare Residualemissionen, etwa aus der Landwirtschaft oder bestimmten Industrieprozessen, müssen dabei durch Entnahme einer mindestens ebenso großen Menge Treibhausgase (typischerweise CO_2) aus der Atmosphäre ausgeglichen werden.

Die Entnahme von CO_2 aus der Atmosphäre (Carbon Dioxide Removal, CDR) kann grundsätzlich entweder durch natürliche oder technische Maßnahmen geschehen. Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft (LULUCF) können dabei eine Quelle oder eine Senke von Emissionen darstellen: So können Wälder und Moore als große natürliche Speicher wirken oder aber im Gegenteil erhebliche THG-Emissionen freisetzen. Das gerade überarbeitete deutsche Klimaschutzgesetz (KSG) 2021 gibt als Zielvorgabe für das Jahr 2045 eine Netto-Entnahmeleistung des LULUCF-Sektors von 40 Mio. t CO_2 aus.

Nach Einschätzung der Deutschen Energie-Agentur (dena) und des Öko-Instituts ist die Erreichung dieses Ziels für natürliche CO_2-Senken außerordentlich ambitioniert. Zudem kann die Senkenleistung natürlicher Ökosysteme beispielsweise durch klimatische Veränderungen und Extremwetterereignisse stark reduziert werden. Gleichzeitig würde die Erhöhung der LULUCF-Senkenleistung auf 40 Mio. t CO_2 – etwa durch Wiedervernässung von Mooren und deutliche Steigerung der Wiederaufforstung sowie Umstellung auf extensivere Waldbewirtschaftung – eine Verringerung der Flächenkulisse für die Landwirtschaft und eine Reduktion des Biomasseangebots bedeuten. Dies hat wiederum Auswirkungen auf die Verfügbarkeit biogener Energieträger und Rohstoffe für die Industrie oder den Wärmesektor.

Doch selbst bei Erreichen des ambitionierten Ziels einer THG-Entnahme von 40 Mio. t. CO_2 durch natürliche Senken, stünden dieser natürlichen CO_2-Entnahme voraussichtlich nicht-vermeidbare Residualemissionen in Höhe von mindestens 60 bis 70 Mio t. CO_2-Äquivalenten insbesondere aus Industrie und Landwirtschaft gegenüber.[1] Damit ist klar, dass zusätzlich zu ambitionierten Maßnahmen zur Erhöhung von natürlichen CO_2-Senken auch technische Lösungen für Negativemissionen benötigt werden, um THG-Neutralität zu erreichen. Die hier genannten vorläufigen Zahlen ergeben einen Mindestbedarf von 20 bis 30 Mio. t CO_2-Entnahme durch technische Senken im Jahr 2045. Eine enorme Menge!

Hierfür müssen wir frühzeitig beginnen, die benötigten Technologien zu skalieren und Infrastrukturen aufzubauen, um die entsprechenden Entnahmepotenziale zu realisieren. Viele technische Optionen der CO_2-Entnahme (Negativemissionstechnologien, NET) stehen jedoch in der politischen und gesellschaftlichen Debatte in Deutschland am Rand und werden oft mit Misstrauen betrachtet. Frühere Diskussionen um CCS-Anlagen bei Kohlekraftwerken haben der Akzeptanz der Technologien geschadet. Zudem gibt es weitgehenden Konsens in der politischen Debatte, dass CO_2-Lagerstätten in Deutschland aktuell keine realistische Option darstellen, gegenwärtig ist dies auch rechtlich mit Restriktionen versehen.

Voraussetzung für den Hochlauf von Negativemissionstechnologien ist daher auch ein politischer und gesellschaftlicher Konsens über die Notwendigkeit von technischen CO_2-Senken zur Erreichung des Ziels der Treibhausgasneutralität. Dafür brauchen wir eine gute Wissensbasis: Welche Technologien stehen uns zur

[1] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020; dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität

Verfügung und wie funktionieren sie? Welche Kosten und Energiebedarfe gehen mit ihnen einher und welche Rahmenbedingungen brauchen sie für eine Skalierung? Welche Wechselwirkungen sind zu beachten? Welche Möglichkeiten gibt es für die Nutzung und dauerhafte Bindung von CO_2?

Hierfür hat die dena bei der Prognos AG ein Kurzgutachten in Auftrag gegeben, welches den aktuellen Wissensstand zu technischen CO_2-Senken aufbereiten soll – von der Entnahme von atmosphärischem CO_2 bzw. der Abscheidung an Punktquellen über den Transport bis zur Nutzung und Speicherung des abgeschiedenen CO_2.

Bereits im Zwischenbericht der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität plädieren wir dafür, das Thema der Negativemissionen auf die politische Agenda zu heben und ihm ohne Vorbehalte zu begegnen. Eine undifferenzierte Ablehnung dieser Möglichkeiten ist angesichts der immensen Herausforderung zur Erreichung der Ziele des Pariser Klimaabkommens nicht hilfreich. Das vorliegende Gutachten entwickelt einige Handlungsempfehlungen für dieses Thema, die im abschließenden Kapitel zu finden sind. Für uns ergeben sich aus diesem Kurzgutachten folgende zentrale Schlussfolgerungen:

1. Konsens über „Sowohl als auch" von THG-Emissionsminderung und aktiver CO_2-Entnahme schaffen

Die Vermeidung von THG-Emissionen und die Erzielung von Negativemissionen dürfen nicht gegeneinander ausgespielt werden. Wir brauchen beides! Die Nutzung von Negativemissionstechnologien darf nicht dazu verwendet werden, den Transformationsdruck auf THG-emittierende Sektoren zu mindern. Im Gegenteil müssen die Vermeidung von Emissionen durch den Einsatz von erneuerbaren Energien und die weitere Erhöhung von Energie- und Ressourceneffizienz sowie die Umstellung von Prozessen und Verhaltensweisen weiterhin oberste Priorität haben. Negativemissionen können dann in Ergänzung zur direkten Minderung der THG-Emissionen eine Rolle spielen, um verbleibende Restemissionen auszugleichen. Damit die hierfür notwendigen Technologien weiterentwickelt und rasch zur breiten Anwendbarkeit gebracht werden können, muss ein gesellschaftlicher Konsens über die Notwendigkeit sowohl technischer als auch natürlicher Senken erreicht werden – unter Abwägung aller damit verbundenen Kosten, Herausforderungen und Risiken, aber auch mit Darstellung der dadurch entstehenden Chancen und Möglichkeiten.

2. Integrierte Strategie für natürliche und technische CO_2-Senken entwickeln

Die Speicherung von CO_2 durch natürliche Senken und die technische Abscheidung von CO_2 sollten zudem nicht als Gegensätze oder konkurrierende Methoden betrachtet werden. Es wird eine übergreifende Senkenstrategie benötigt, die beide Ansätze zusammenbringt. Dies ist auch aus dem Grund zentral, dass Strategien in dem einen Bereich (etwa veränderte Waldnutzung zugunsten der Speicherung von CO_2) auch in Wechselwirkung mit dem anderen Bereich stehen (resultierendes Biomasseangebot etwa für die Industrie, wo die Biomasse durch BECCS ebenfalls zu negativen Emissionen führen kann). Die nächste Bundesregierung muss sich dieses Themas annehmen und eine integrierte Senkenstrategie für Deutschland erarbeiten.

3. Eine konkrete Roadmap für den Hochlauf entwickeln und passende Rahmenbedingungen schaffen

Die dena ist von der Notwendigkeit technischer Senken überzeugt. Diese werden selbst bei der Erreichung der im KSG für 2045 festgesetzten Ziele für LULUCF nötig. Damit die Negativemissionstechnologien zu gegebener Zeit die entsprechenden Entnahmepotenziale realisieren können, muss der Hochlauf bald starten. Hierzu werden die richtigen Rahmenbedingungen und Anreizstrukturen benötigt, um ausreichend langfristige Planungssicherheit zu schaffen. Die genaue Ausgestaltung von möglichen Anreizsystemen und der Integration des Hochlaufs der technischen Senken in die übergeordnete Transformation sollte in die zu entwickelnde Senkenstrategie einfließen.

4. Heute die Entwicklung der erforderliche CO_2-Infrastrukturen angehen

Infrastrukturplanung und -bau benötigen viel Zeit. Damit Technologien zur CO_2-Abscheidung, Weiterverwendung und Speicherung ihr Potenzial entfalten können, werden auch Transportinfrastrukturen benötigt. Erste Vorschläge werden in diesem Gutachten bereits gemacht. Wir müssen uns bei der Entwicklung der Senkenstrategie damit auseinandersetzen, wie eine CO_2-Infrastruktur aussehen kann. Hierzu können wir gegebenenfalls auch existierende Infrastrukturen umwidmen, dies steht auch in Wechselwirkungen etwa mit dem Aufbau von Wasserstoffnetzen. Alle diese Infrastrukturplanungen sollten integriert gedacht sein.

5. Eine internationale Perspektive zugrunde legen

Klimaschutz ist eine globale Herausforderung und wird nur gelingen, wenn dabei global gedacht wird. Investitionen in Negativemissionstechnologien sollten daher nicht alleine vor dem Hintergrund nationaler Ziele, sondern auch als Beitrag für die globale Klimawende betrachtet werden. Wir sollten unserer Verantwortung als hoch industrialisiertes Land dadurch gerecht werden, dass wir einen Beitrag zum globalen Technologiehochlauf leisten, durch den die zur Erreichung der Klimaziele notwendige CO_2-Entnahme ermöglicht wird. Gleichzeitig können wir als Industrieland vom Hochlauf der Technologien zur aktiven CO_2-Entnahme profitieren – sowohl als Leitanbieter der notwendigen Technologien und Prozesse als auch als Anwender der Technologien, die bei weltweitem Markthochlauf deutlich schnellere Kostendegressionen erwarten lassen.

Das ab hier folgende Kurzgutachten wurde durch die Prognos AG als beauftragten Gutachter erstellt. Die redaktionelle und inhaltliche Verantwortung liegt allein bei der Prognos AG.

2. Zusammenfassung

Technische CO_2-Senken sind neben den natürlichen CO_2-Senken für das Erreichen des 1,5 °C-Ziels des Pariser Klimaabkommens notwendig, um residuale Treibhausgasemissionen auszugleichen und darüber hinaus langfristig netto-negativ zu werden. Negative CO_2-Emissionen werden generiert, wenn CO_2 langfristig aus der Atmosphäre entnommen wird.

Die Entnahme kann entweder über die Aufnahme von CO_2 durch Biomasse geschehen oder durch eine CO_2-Direktabscheidung aus der Umgebungsluft. Anschließend muss das entnommene CO_2 langfristig genutzt oder dauerhaft gespeichert werden. Das Abscheiden und Speichern von fossilem CO_2, z. B. fossiler Prozessemissionen im Industriesektor, stellt explizit keine Senke dar, sondern verhindert nur, dass zusätzliche CO_2-Emissionen in die Atmosphäre gelangen. Gleiches gilt auch für die kurz- bis mittelfristige Nutzung von biogenem oder atmosphärischem CO_2, z. B. in synthetischen Kraftstoffen. Hierbei gelangt das entnommene CO_2 nach kurzer Zeit wieder zurück in die Atmosphäre.

Das Potenzial an negativen CO_2-Emissionen aus technischen Senken ist dabei limitiert. Die verfügbare Menge an nachhaltiger Biomasse ist begrenzt und es besteht eine hohe Nutzungskonkurrenz um deren Einsatz. Bei der Direktabscheidung von CO_2 aus der Atmosphäre stellen vor allem die Investitionskosten und der Energieverbrauch derzeit noch ein erhebliches Hindernis dar. Aus diesen Gründen liegt die Priorität immer auf der Reduktion des Treibhausgasausstoßes, wo immer es möglich ist (z. B. Elektrifizierung mit erneuerbaren Energien, Energieträgerwechsel zu Wasserstoff und Biomasse, Technologiewechsel zu emissionsfreien Prozessen etc.). Wo dies nicht möglich ist, sollten die Emissionen insbesondere aus Punktquellen (z. B. bei der Zementproduktion) abgeschieden und langfristig gebunden bzw. dauerhaft gespeichert werden. Zuletzt sind die residualen Emissionen, die nicht vermeidbar sind und dezentral anfallen, mit Negativemissionen aus natürlichen und technischen Senken auszugleichen, um THG-Neutralität zu erreichen. Somit gilt beim Ausgleichen von Emissionen: So viel wie nötig, so wenig wie möglich. Über die THG-Neutralität hinaus können negative Emissionen dann dazu beitragen, die Menge an CO_2 in der Atmosphäre nachhaltig zu senken, um dem Emissionsbudget des 1,5 °-Ziels gerecht zu werden.

Insgesamt besteht noch großer Handlungsbedarf, um technische CO_2-Senken großskalig einzusetzen. In diesem Gutachten werden der technische Status quo, die wirtschaftlichen Parameter und die gesellschaftlichen Rahmenbedingungen in den Bereichen CO_2-Abscheidung, CO_2-Transport, CO_2-Nutzung sowie CO_2-Speicherung vertieft betrachtet. Aus diesem Gutachten ergeben sich die folgenden **Kernergebnisse**:

- Die **Abscheidung von CO_2 aus Punktquellen** ist technisch möglich und an einigen Stellen aktuell unvermeidlich (Zementproduktion). Es besteht weiterhin Entwicklungsbedarf bei einigen Technologien, aber die Abscheidung kann und muss zeitnah ausgerollt werden, um in den nächsten Jahrzehnten technisch und wirtschaftlich ausgereift zur Verfügung zu stehen.
- Fossile CO_2-Emissionen aus energetischer Nutzung (Verbrennung) können und sollten vermieden werden. Gleiches gilt für **CO_2-Prozessemissionen**, die durch einen Technologiewechsel vollständig eliminiert werden können (z. B. in der Stahlproduktion mittels Wasserstoffdirektreduktion). Die Abscheidung von CO_2 an Punktquellen ist wichtig bei nicht vermeidbaren Prozessemissionen (z. B. in der Zementproduktion) sowie beim Abscheiden biogener Emissionen beim energetischen Einsatz von Biomasse (Bio-Energy Carbon Capture and Storage, BECCS).

- Der Einsatz von **BECCS** ist besonders für Prozesse im Industriesektor geeignet, die einen großen Wärmebedarf auf hohem Temperaturniveau haben. In diesen Fällen können fossile Energieträger ersetzt und gleichzeitig durch die CO_2-Abscheidung negative Emissionen erreicht werden. Für den Einsatz von BECCS in der Industrie liegen die aktuellen spezifischen Kosten zwischen 115 und 145 EUR/tCO_2 für die gesamte Wertschöpfungskette.
- Die **Direktabscheidung von CO_2** aus der Atmosphäre mit anschließender Speicherung (DACCS) bzw. Nutzung in langlebigen Produkten (DACCUS) bietet langfristig ein großes Potenzial für negative Emissionen, wenn genügend erneuerbarer Strom und freie Flächen zur Verfügung stehen. Die derzeitigen Abscheidungskosten von rund 700 EUR/tCO_2 (adsorptionsbasierte DAC-Anlage) sind allerdings im Vergleich zur Abscheidung biogener Punktquellen noch um den Faktor 12 größer. Hier ist erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf notwendig, um Kostenreduktionen zu erzielen. DACCS weist einige Vorteile auf hinsichtlich der Standortflexibilität, des Flächen- und des Wasserfußabdrucks, nachteilig sind die derzeitigen hohen Investitionskosten und der hohe erneuerbare Energiebedarf. Eine Hochskalierung wird allerdings ohnehin für die Produktion kohlenstoffhaltiger Powerfuels (P2X) erforderlich sein, was Treiber für einen schnelleren Markthochlauf sein könnte.
- Beim **Transport von CO_2** sind die technischen Voraussetzungen vorhanden, um eine Transportinfrastruktur aufzubauen. Insbesondere CO_2-Hubs mit Zwischenspeichern und Verladeterminals für den Schiffstransport sowie Pipelineinfrastruktur onshore und offshore müssen allerdings aufgebaut werden. Aufgrund langer Planungszeiträume derartiger Infrastruktur sollte die Entwicklung zeitnah beginnen, damit die notwendigen Transportkapazitäten zur Verfügung stehen, wenn CO_2 in großen Mengen abgeschieden und gespeichert werden soll. Der Schiffstransport ist mittelfristig auf langen Strecken und bei großen Kapazitäten mit hohen Flexibilitäten die kostengünstigste Option, langfristig sollte eine europaweite CO_2-Pipelineinfrastruktur entwickelt werden.
- Für die **Nutzung von CO_2** (CCU) bestehen besonders in der chemischen CO_2-Nutzung große Potenziale, mit ihr sind aber auch große Herausforderungen verbunden. Da aus der *kurz- und mittelfristigen Nutzung* von CO_2 keine Senkenleistung entsteht, kann dies zwar eine hilfreiche Technologie sein, um bisher bestehende fossile Emissionen zu reduzieren, letztendlich werden dabei aber keine negativen Emissionen erzeugt. Beim Einsatz von biogenem bzw. atmosphärischem CO_2 in *langfristigen Produkten* (CCUS) kann die Fixierung des Kohlenstoffs einen relevanten Beitrag zur Klimaneutralität leisten, allerdings sind die Potenziale hierfür deutlich kleiner.
- Bei der **Speicherung von CO_2** (CCS) sind die geologischen Kapazitäten in salinen Aquiferen und ausgedienten Öl- und Gasfeldern theoretisch sehr hoch. Die Technologien für die Speicherung sind ebenfalls mehrheitlich bereits etabliert, können zeitnah eingesetzt werden und sind im Vergleich zur CO_2-Abscheidung mit 4 bis 20 EUR/tCO_2 nicht der maßgebliche Kostenfaktor in der gesamten CCUS-Wertschöpfungskette. Der limitierende Faktor bei der geologischen Speicherung sind allerdings nicht die Speicher-, sondern die jährlichen Einspeisekapazitäten und die fehlende Akzeptanz aufgrund möglicher Risiken durch z. B. Leckagen für die geologische CO_2-Speicherung.

Insgesamt zeigt sich, dass in den relevanten Bereichen die Technologien grundsätzlich zur Verfügung stehen. Nichtsdestotrotz besteht hoher Forschungs- und Entwicklungsbedarf, um effizientere und ausgereiftere Technologien einsetzen zu können. Ebenso müssen die Technologien zeitnah ausgerollt werden, um über Skalen- und Lerneffekte die Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Die zukünftigen Potenziale für technische CO_2-

Senken hängen von der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien (DACCS), vom nachhaltigen Biomasseangebot und von dessen energetischer Nutzung in der Industrie (BECCS) und letztendlich auch von der jährlichen CO_2-Transport- und -Einspeisekapazität ab. Dafür bedarf es aber einer separaten Untersuchung, die über dieses Gutachten hinausgeht.

Bei der gesamtheitlichen Betrachtung wird klar, dass alle Bereiche von Abscheidung über den Transport bis zur Nutzung und Speicherung parallel aufgebaut werden müssen. Hier ist es wichtig, eine ganzheitliche Strategie für die Hochlaufpfade früh genug zu erarbeiten, um auch bei langen Planungsschritten die CCS-Wertschöpfungskette rechtzeitig schließen zu können.

Es müssen die politischen Rahmenbedingungen geschaffen werden, um Planungssicherheit für die Stakeholder zu garantieren. Das gilt insbesondere für die Strategien zur Biomassenutzung, die Transportinfrastruktur sowie das Anschließen von Speicherstätten. Dazu müssen für die Erzeugung negativer Emissionen monetäre Anreize, z. B. durch die Integration von Gutschriften für die CO_2-Entnahme ins Europäische Emissionshandelssystem, geschaffen werden, damit ein Hochlaufpfad gelingen kann und sich neue Geschäftsmodelle für die CO_2-Entnahme etablieren. Parallel zu den technologischen und ökonomischen Aspekten muss der gesellschaftliche Diskurs über die Notwendigkeit sowie auch die Risiken von CCS und negativen Emissionen forciert werden, um eine breite Akzeptanz zu schaffen.

3. Begriffsdefinitionen und Bilanzierungs-abgrenzung

In dieser Untersuchung wird die Generierung negativer CO_2-Emissionen mittels technischer CO_2-Entnahmemethoden untersucht. Die im LULUCF-Sektor erzeugten negativen CO_2-Emissionen fallen in den Bereich der natürlichen CO_2-Senken und sind somit nicht Teil dieser Untersuchung.[2]

Entscheidend für die CO_2-Bilanzierung ist, ob der abgeschiedene Kohlenstoff aus fossiler, biogener oder atmosphärischer Quelle stammt. Die Abscheidung und Speicherung von fossilem CO_2 an Punktquellen führt unter keinen Umständen zu einer CO_2-Senke. CCS an fossilen Punktquellen kann als **CO_2-Vermeidungsoption** eingesetzt werden (siehe Bild 1 in Abbildung 1). In den Pfaden 1, 4, 8 und 9 wird CCS zur CO_2-Vermeidung eingesetzt, sprich es wird durch die CO_2-Abscheidung und -Speicherung vermieden, dass fossiles CO_2 aus Punktquellen in die Atmosphäre gelangt bzw. es wird durch den Einsatz synthetischer Kraftstoffe vermieden, dass neues fossiles CO_2 aus konventionellen Kraftstoffen eingesetzt wird. Bei der CO_2-Vermeidung werden z. B. mittels CCS an Punktquellen fossile CO_2-Prozessemissionen großmehrheitlich abgeschieden und geologisch gespeichert. Dies führt zu keiner technischen CO_2-Senke, sondern verhindert nur, dass weitere CO_2-Emissionen in die Atmosphäre gelangen.
Dagegen führen die Abscheidung von biogenem Kohlenstoff an einer Bioenergieanlage (BECCS) und die direkte CO_2-Abscheidung aus der Atmosphäre (DACCS) mit anschließender geologischer Speicherung bzw. der Speicherung in einem neuen Produkt über einen klimarelevanten Zeitraum als **CO_2-Entnahmeoption** zu negativen CO_2-Emissionen und stellen somit technische CO_2-Senken dar (siehe Bilder 2, 3, 5 und 6 in Abbildung 1), da der Atmosphäre langfristig CO_2 entnommen wird, welches nicht in die Atmosphäre zurückgelangt.

[2] Im Glossar in den Tabelle 10, Tabelle 11 und Tabelle 12 werden die wichtigsten Begriffe definiert.

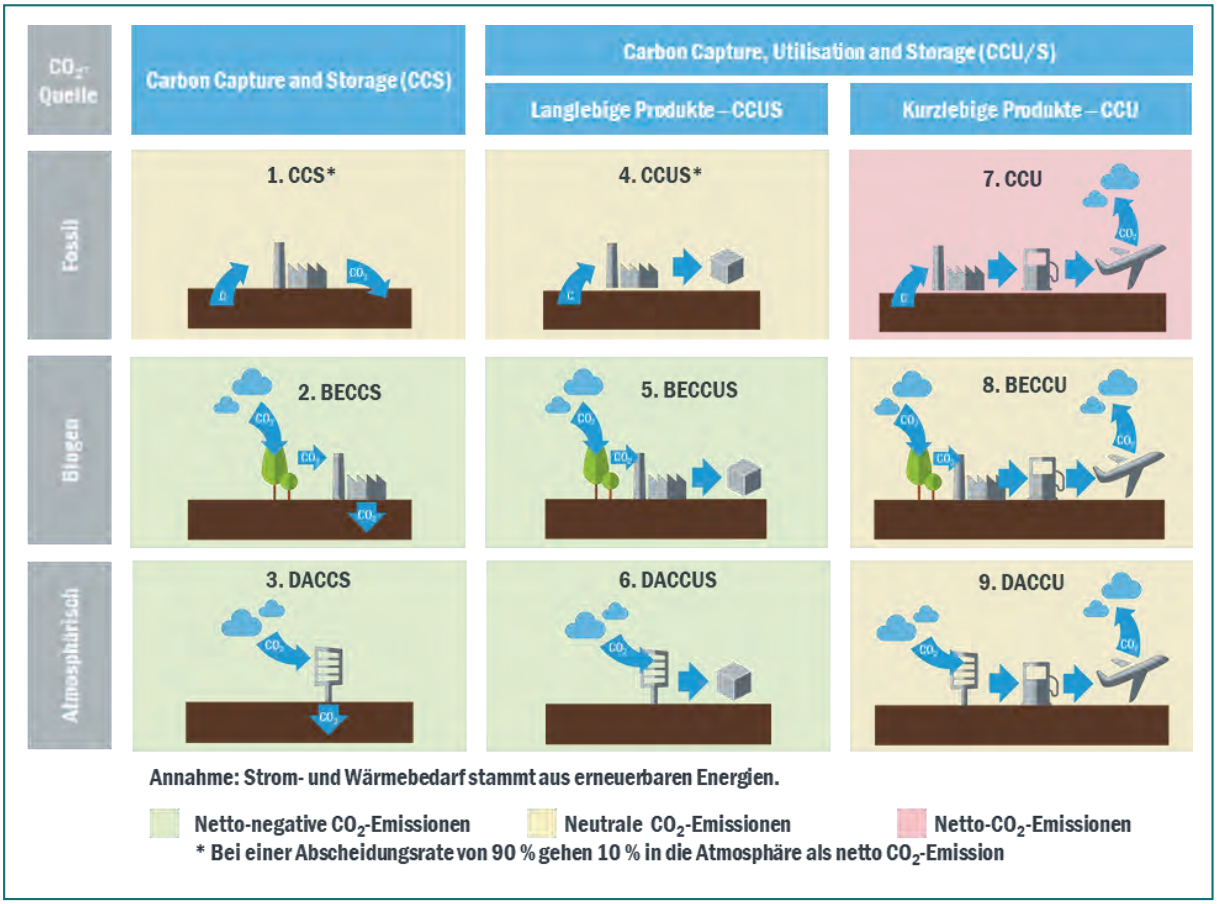


Abbildung 1 Begriffsbestimmung CCS, CCU und CCUS; Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an (Bundesrat, 2020)

© Prognos AG 2021

Wird das aus der Atmosphäre abgeschiedene CO_2, sei es durch biologische oder technische Prozesse, für die Nutzung in kurzlebigen Produkten, wie z. B. synthetischen Kraftstoffen, genutzt, führen diese Pfade zu neutralen CO_2-Emissionen (Bilder 8 und 9). Handelt es sich bei der CO_2-Nutzung in kurzlebigen Produkten um fossiles CO_2, führt dieser Pfad zu einem Anstieg der CO_2-Konzentration in der Atmosphäre (Bild 7).

	Optionen	Eigenschaften
Natürliche CO_2-Senken	Aufforstung und Wiederaufforstung	- Geringe Kosten - Schnell umsetzbar - CO_2-Senke verwundbar durch Umwelteinflüsse (z. B. Waldbrände)
	Pflanzenkohle	
	Bodenmanagement – Erhöhung der Kohlenstoffspeicherung im Boden	
	Wiederbewässerung von Mooren und Management von Küstenökosystemen	
Natürliche-technische CO_2-Senken	Biomasseverbrennung mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung (BECCS)	- Potenzial beschränkt durch Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse

	Optionen	Eigenschaften
		- Erzeugt zusätzlich Strom und Wärme
Technische CO_2-Senken	Direkte CO_2-Abscheidung aus der Umgebungsluft und anschließende geologische CO_2-Speicherung (DACCS)	- Hohe Investitionskosten - Weitere Forschung und Entwicklung notwendig - CO_2-Senke robust gegenüber den meisten Umwelteinflüssen
	Beschleunigte Verwitterung	
	Kohlenstoffspeicherung in langlebigen Produkten (z. B. Baustoffen)	
	Ozeandüngung	

Tabelle 1 CO_2-Entnahmeoptionen, eigene Darstellung © Prognos AG 2021
Quellen: (Fuss et al., 2018), (NASEM, 2019), (EASAC, 2018)

Neben BECCS, BECCUS und DACCS, DACCUS werden in diesem Gutachten keine weiteren technischen Optionen tiefergehend untersucht, da diese noch nicht so weit fortgeschritten sind. Die natürlichen CO_2-Entnahmeoptionen werden in diesem Gutachten nicht behandelt (siehe Tabelle 1). Zudem liegt in diesem Gutachten der Fokus auf der Entnahme von CO_2-Emissionen. Es werden keine weiteren THG-Emissionen betrachtet. Es liegen zwar schon Studien (Jackson et al., 2019) vor, gemäß denen theoretisch Methan (CH_4) technisch aus der Atmosphäre entfernt werden kann, diese Verfahren sind aber noch weit von einer praktischen Umsetzung entfernt und die Entnahme hätte aufgrund der kurzen Verweildauer von Methan in der Atmosphäre auch geringere Effekte.

4. CO_2-Abscheidung

Bei der Abscheidung von CO_2 kann unterschieden werden zwischen der Abscheidung an Punktquellen und der Abscheidung aus der Atmosphäre. In der Atmosphäre liegt der Anteil an CO_2 bei über 0,04 % (NOAA, 2021), während die CO_2-Konzentration an Punktquellen in der Regel um einen Faktor von 100 bis 1.000 höher liegt. Kohlenstoffquellen entstehen bei der energetischen Nutzung (Verbrennung) von kohlenstoffhaltigen Energieträgern sowie bei einzelnen Prozessemissionen. In der Folge werden die Abscheidungsoptionen sowohl für Punktquellen als auch für die Abscheidung aus der Atmosphäre näher betrachtet.

4.1 CO_2-Abscheidung an Punktquellen

Technische Analyse

Bei den Abscheidetechnologien von CO_2 aus Punktquellen gibt es grundsätzlich drei unterschiedliche Verfahren, die wiederum jeweils Variationen mit unterschiedlichen technischen Eigenschaften haben:

1. **Post-Combustion Capture**
2. **Oxyfuel Combustion Capture**
3. **Pre-Combustion Capture**

Post-Combustion Capture

Post-Combustion Capture ist ein Abscheideprozess aus dem Abgasstrom, der als „End-of-pipe"-Lösung an bestehende Punktquellen wie thermische Kraftwerke, Industriewerke oder sonstige CO_2-Quellen angeschlossen werden kann und keine Anpassung der Quelle benötigt. Das CO_2-haltige Rauchgas aus dem Verbrennungsprozess (oder einer sonstigen CO_2-Punktquelle) wird in eine CO_2-Abtrennungseinheit geleitet. Hier wird, meist mittels einer Aminwäsche[3], das CO_2 aus dem Rauchgas absorbiert, welches dann der weiteren Behandlung zugeführt oder in die Atmosphäre entlassen wird. Die mit CO_2 gesättigten Amine werden anschließend in einer separaten Kammer auf ein Temperaturniveau von 100–140 °C erhitzt und geben das CO_2 in konzentrierter Form wieder ab. Die Amine können dann erneut im Kreislauf eingesetzt werden, um CO_2 aus dem Abgasstrom abzuscheiden (MacDowell, et al., 2010). Die Abscheidung im Absorber benötigt entsprechende Mengen an Wärme, um das CO_2 wieder von den Aminen zu lösen. Für die Zirkulation der Amine wird zusätzlich Strom benötigt, ebenso wie für die Ventilation und Komprimierung des CO_2. Dieser Energiebedarf wird entweder die Effizienz des Kraftwerks mindern oder anderweitig zur Verfügung gestellt werden müssen. Der Abscheideprozess ist vereinfacht in Abbildung 2 dargestellt.

[3] Die Aminwäsche ist ein Kreislaufprozess mit zwei Kammern, bei dem Amine, wie z. B. Monoethanolamine (MEA), eingesetzt werden, um CO_2 abzuscheiden. In der ersten Kammer absorbieren die Amine CO_2 aus dem Abgasstrom und in der zweiten Kammer geben die Amine das CO_2 unter Wärmezufluss konzentriert wieder ab.

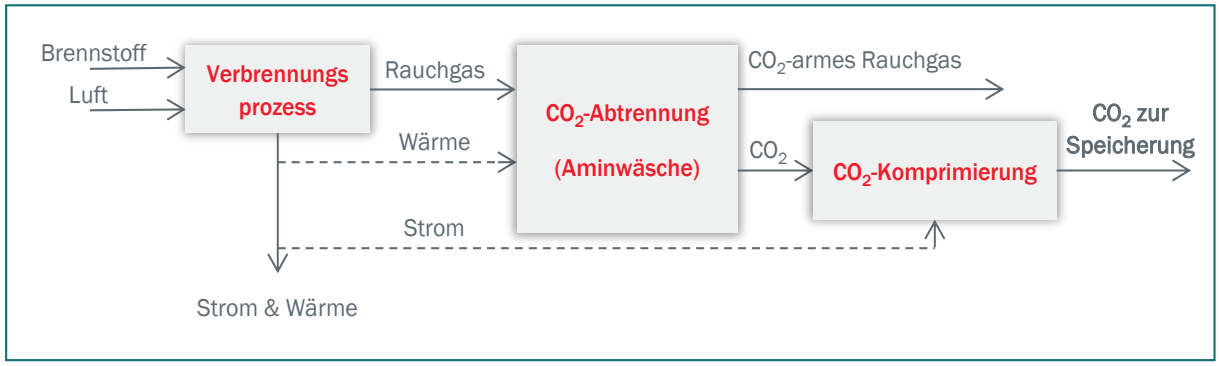


Abbildung 2 Prozessschema Post-Combustion Capture; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021

Für die Abscheidung von CO_2 gibt es diverse Verbesserungen und Lösungsansätze, die den Energiebedarf senken, die Komprimierung erleichtern oder eine höhere Abscheiderate erreichen können. Diese Weiterentwicklungen beinhalten u. a. alternative Lösungsmittel, die zirkuliert werden (z. B. Calcium Looping), oder eine CO_2-Abscheidung über Membranen (z. B. mit Metal Organic Frameworks „MOF“) (Global CCS Institute, 2021). Die meisten Weiterentwicklungen können ebenso wie die Aminwäsche nachträglich als „Retrofit“ in bestehenden Anlagen für die CO_2-Abscheidung eingesetzt werden.

Oxyfuel Combustion Capture

Oxyfuel Combustion Capture ist eine Abscheidungsmethode, die auf einer Verbrennung unter Sauerstoffatmosphäre basiert. Da das Rauchgas in diesem Fall fast nur aus CO_2 und Wasserdampf besteht, ist die Abscheidung des CO_2 einfach möglich, indem der Wasserdampf in einem Wasserbad kondensiert wird, wobei das restliche Gas fast ausschließlich aus CO_2 besteht. Um diese einfache Abscheidung zu ermöglichen, müssen Stickstoff und die übrigen Bestandteile der Luft, außer dem Sauerstoff für die Verbrennung, in einer kryogenen Luftzerlegungseinheit bei tiefen Temperaturen (< –180 °C) separiert werden (MacDowell, et al., 2010). Aufgrund des fehlenden Stickstoffs bei der Verbrennung ändern sich die thermischen Parameter in der Brennkammer. Es muss daher für jede Anlage geprüft werden, ob Oxyfuel Combustion Capture nachgerüstet werden kann oder ob die Anlage für diese Abscheidetechnologie neu ausgelegt werden muss. Der zusätzliche Energieaufwand der Abscheidung besteht ausschließlich aus elektrischer Energie für die Luftzerlegungseinheit sowie für zusätzliche Ventilation und die Komprimierung des CO_2. Die Abscheidung mit Oxyfuel Combustion Capture ist vereinfacht in Abbildung 3 dargestellt.

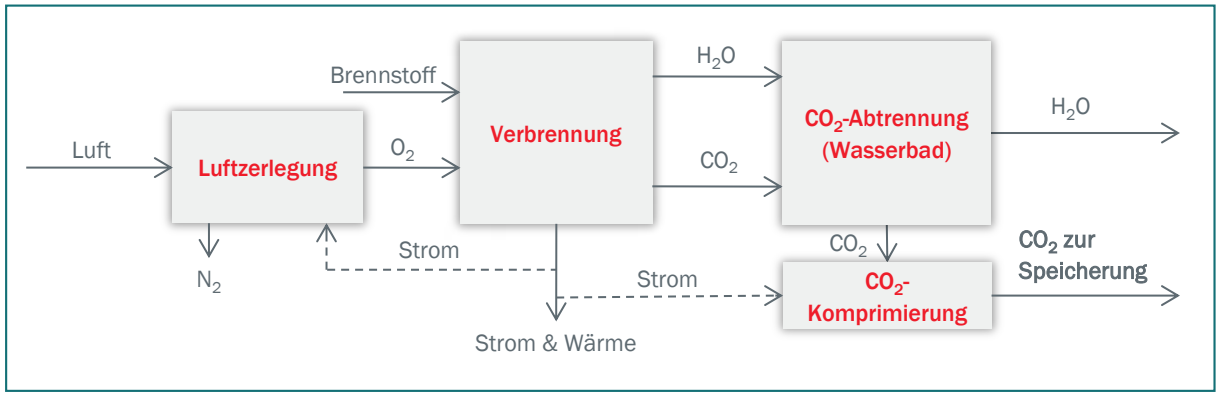


Abbildung 3 Prozessschema Oxyfuel Combustion Capture; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021

Pre-Combustion Capture

Pre-Combustion Capture ist als Abscheidungstechnologie deutlich komplizierter als die anderen Technologien, kann aber theoretisch höhere Effizienzen erreichen und mit unterschiedlichen Energieträgern genutzt werden. Analog zum Oxyfuel-Verfahren wird Sauerstoff aus der Luft abgeschieden und zusammen mit Wasserdampf und dem Brennstoff in den Vergaser geleitet. Der Brennstoff wird als Kohlenstoffträger unter Wasserstoff- und Sauerstoffatmosphäre vergast und der Kohlenstoff wird als Syngas freigesetzt (eine Mischung aus Wasserstoff, Kohlenstoffmonooxid und Kohlenstoffdioxid). Das Kohlenstoffmonooxid im Syngas wird anschließend mit Wasserdampf in einer Wasser-Gas-Shiftreaktion zu Wasserstoff und CO_2 reagiert. Das CO_2 im Gemisch wird dann mit einer CO_2-Abscheideeinheit analog zum Post-Combustion-Capture-Verfahren abgeschieden und komprimiert, während der Wasserstoff beispielsweise in einer GuD-Turbine verstromt werden kann (Kanniche, et al., 2009). Die Abscheidung von CO_2 ist aufgrund der höheren Konzentrationen von CO_2 im Gasgemisch deutlich effizienter als bei den geringer konzentrierten Rauchgasen im Post-Combustion-Verfahren, bei dem noch große Mengen an Stickstoff im Gas enthalten sind. Das Pre-Combustion-Capture-Verfahren ist in Abbildung 4 vereinfacht dargestellt.

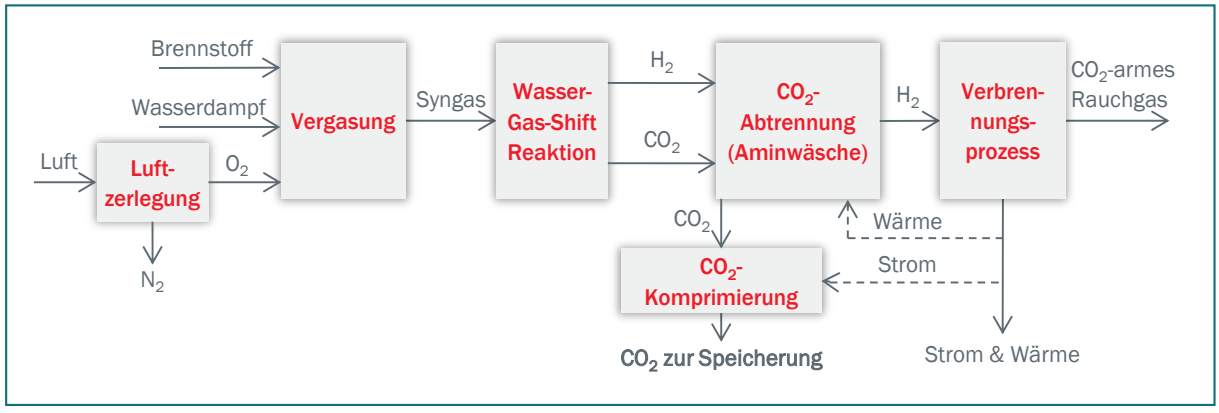


Abbildung 4 Prozessschema Pre-Combustion Capture; Quelle: eigene Abbildung

© Prognos AG 2021

Während Pre-Combustion-Capture-Anlagen eine große Flexibilität haben, was die Auswahl an möglichen Energieträgern angeht, muss die Anlage von Beginn an für Pre-Combustion Capture ausgelegt sein. In der Praxis gab es Pilotanlagen wie die Kemper County Energy Facility, die aufgrund enorm überzogener Zeitpläne und Budgets (Massachusetts Institute of Technology, 2021) nach 224 Tagen Betrieb die Kohlevergasung eingestellt hat und jetzt als Gaskraftwerk ohne CCS weiterbetrieben wird (Southern Company Services, Inc., 2019). Aktuell sind keine CCS-Projekte mit der Pre-Combustion-Capture-Technologie in Betrieb oder in Planung (Global CCS Institute, 2020).

CO_2-Aufbereitung

Das abgeschiedene CO_2 muss in allen Fällen für den Transport verdichtet werden, da unverdichtetes CO_2 ein derart großes Volumen hat, dass es nicht wirtschaftlich zu transportieren ist. Hierfür werden mehrstufige Verdichter mit Zwischenkühlung oder Verdichter und Pumpen (ebenfalls mit separater Kühlung) eingesetzt. Die Zwischenkühlung ist erforderlich, um den Energiebedarf zu senken, da sich das Gas bei der Komprimierung stark erwärmt. Die CO_2-Aufbereitung wird im Kapitel CO_2-Transport ab Seite 37 detaillierter beschrieben.

Energiebedarfsanalyse

Der Energiebedarf für die Abscheidung unterscheidet sich nicht nur nach den drei Abscheidetechnologien. Die relevanten Einflussfaktoren sind dazu vor allem die Konzentration von CO_2 im Abgasstrom, die Abscheidungsrate (Anteil des CO_2 im Abgasstrom, der abgeschieden wird) sowie der Reinheitsgrad des abgeschiedenen CO_2 (Bui, et al., 2018). Je höher die Konzentration des CO_2 im Abgasstrom ist, desto einfacher und kostengünstiger wird die Abscheidung. Industrieprozesse mit bis zu 30 % CO_2-Anteil profitieren entsprechend von günstigeren Abscheidungskosten als Gaskraftwerke bei rund 5 % CO_2-Anteil im Abgas. Die atmosphärische Konzentration von 0,04 % macht die Direktabscheidung noch aufwendiger. Eine hohe Abscheidungsrate erhöht den Energiebedarf und damit die Kosten: Die Kosten pro abgeschiedener Tonne CO_2 sind bei 99 % Abscheiderate im Vergleich zu 90 % überproportional höher. Gleiches gilt, wenn die Reinheit des abgeschiedenen CO_2 höher ausfallen soll, wobei ein geringerer Reinheitsgrad zwar bei der Abscheidung günstiger realisierbar ist, aber höhere Kosten beim Transport und bei der Aufbereitung zur Folge hat (siehe Kapitel CO_2-Transport).

Für Kraftwerke ergeben sich aus dem Energiebedarf der Abscheidung Einbußen bei der Effizienz. Diese Einbußen liegen grob zwischen 10 und 30 % (Global CCS Institute, 2017) (Rubin, Davison, & Herzog, 2015) bzw. zwischen 180 und 1.900 kWh pro Tonne CO_2 je nach Abscheidetechnologie und CO_2-Konzentration im Abgasstrom (Abbildung 5). Bei Industrieanwendungen ohne zugehöriges Industriekraftwerk steigt der Bedarf an Wärme und Strom entsprechend. Oxyfuel Combustion hat keinen thermischen, sondern nur einen elektrischen Energiebedarf für die Sauerstoffabscheidung aus der Luft sowie für Ventilation und Pumpen.

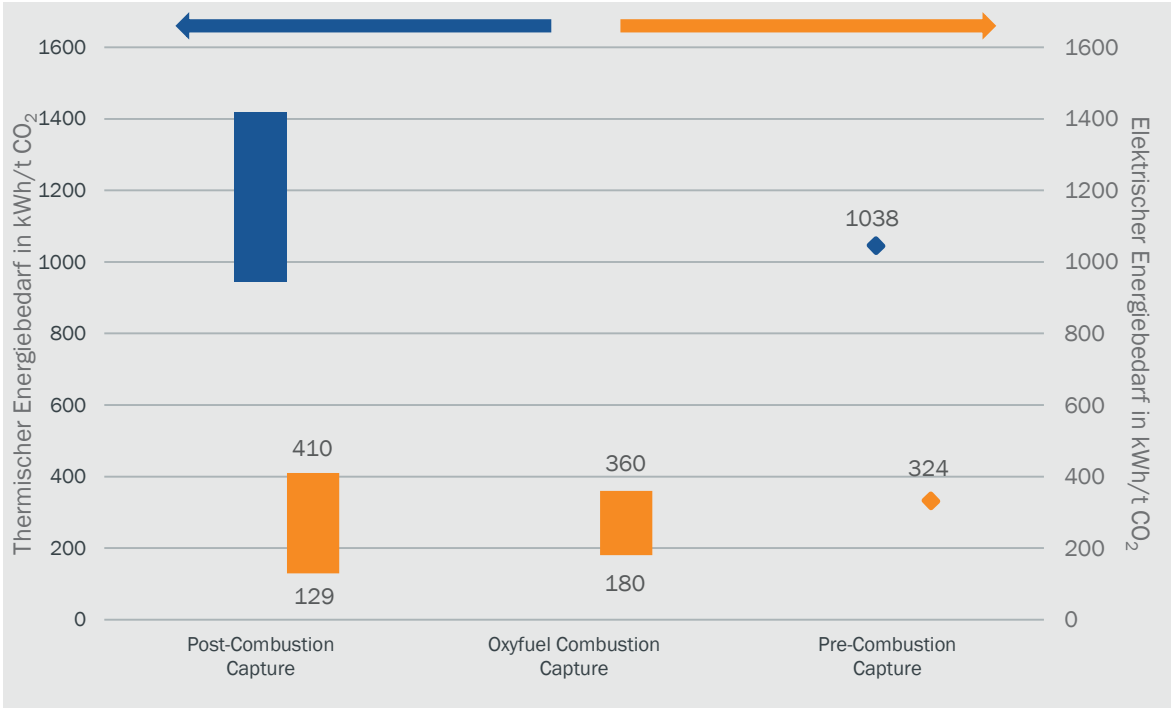


Abbildung 5 Energiebedarf für die CO_2-Abscheidung an Punktquellen
Quellen Post-Combustion Capture: (Global CCS Institute, 2017), (Stec, et al., 2015)
Quellen Oxyfuel Combustion Capture: (Rubin, Davison, & Herzog, 2015), (Öko-Institut , 2012)
Quellen Pre-Combustion Capture: (Global CCS Institute, 2017)

© Prognos AG 2021

Kostenanalyse

Die Abscheidungskosten pro Tonne CO_2 hängen u. a. stark von der Technologie und der Punktquelle ab. Die gezeigte Bandbreite in Abbildung 6 verdeutlicht die Preisunterschiede, die ebenfalls nach Abscheidungsquote und Reinheit des abgeschiedenen CO_2 variieren. Insgesamt zeigt sich, dass mittelfristig ein Preis von rund 50 Euro pro abgeschiedener Tonne CO_2 eine realistische Größenordnung für die CO_2-Abscheidung an Punktquellen darstellt.

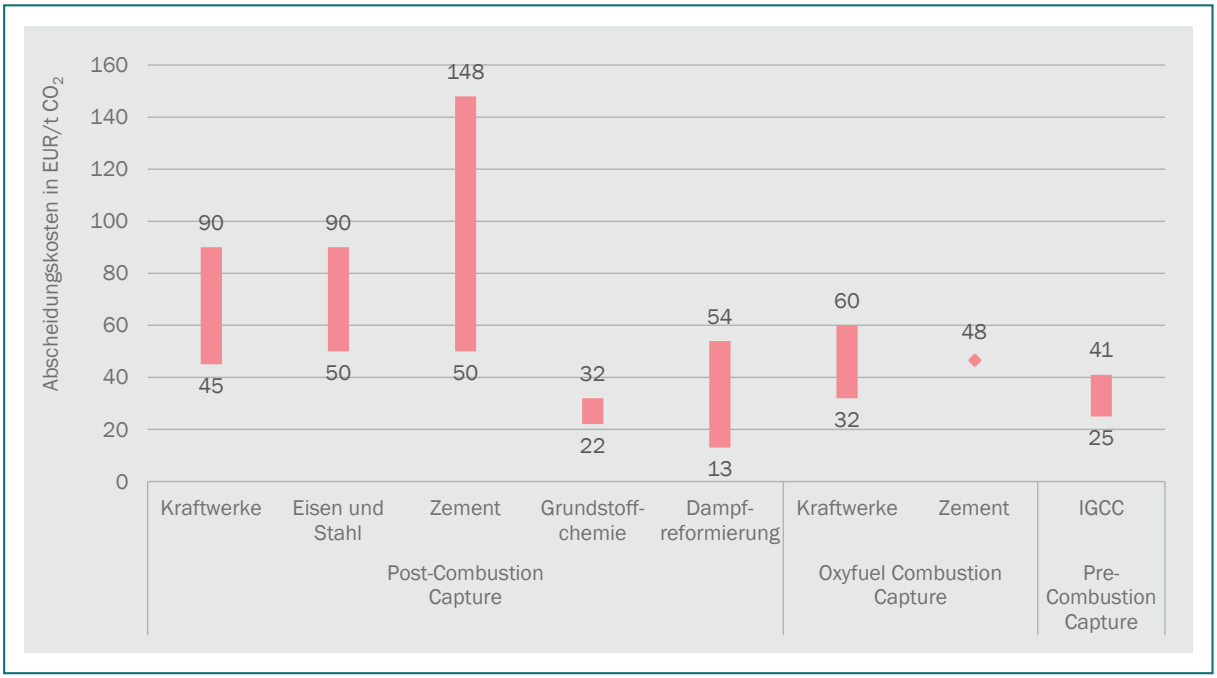


Abbildung 6 Abscheidungskosten aus Punktquellen © Prognos AG 2021
Quellen Post-Combustion Capture: (IEA, Special Report on Carbon Capture Utilization and Storage, 2020), (Bui, et al., 2018), (Rubin, Davison, & Herzog, 2015)
Quellen Oxyfuel Combustion Capture: (Rubin, Davison, & Herzog, 2015), (Bui, et al., 2018)
Quellen Pre-Combustion Capture: (Rubin, Davison, & Herzog, 2015), (Global CCS Institute, 2017)

Bei den Investitionskosten liegen einzelne aktuelle Abscheidungsprojekte bei einem Zementwerk und einer Müllverbrennungsanlage bei einem CAPEX zwischen 750 und 1.000 Euro pro Tonne CO_2 pro Jahr und einem OPEX zwischen 25 und 55 Euro pro Tonne CO_2 pro Jahr (Gassnova, 2020)[4].

CO_2-Punktquellen

Aktuell sind die Punktquellen von CO_2 vor allem im Umwandlungssektor und Industriesektor anzutreffen. Die Emissionen in den Sektoren Verkehr und Gebäude sind in der Regel zu klein und dezentral für eine wirtschaftliche Abscheidung von CO_2. Im Gebäudebereich kommen gegebenenfalls noch größere Heizkraftwerke infrage. Relevante Mengen an CO_2 aus Punktquellen entstehen allerdings vor allem im Umwandlungssektor und in der Industrie. Hierbei geht es um die Großkraftwerke der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung, industrielle Prozesse sowie Industriekraftwerke, die Strom und Prozesswärme für die jeweiligen Standorte erzeugen.

[4] Die Projekte Norcem (Zement) und Fortum Oslo Varme (MVA) stellen als Teil des Projekts Longship in Kombination mit dem Projekt Northern Lights eine vollständige CCS-Kette dar und im Fall von Fortum Oslo Varme können aufgrund der biogenen Anteile mittels BECCS negative Emissionen erzeugt werden.

Die energetischen Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger belaufen sich auf 245 Mt CO_2 in 2019 im Umwandlungssektor (öffentliche Strom- und Wärmeversorgung, Raffinerien etc.) und 124 Mt CO_2 in der Industrie. Die Prozessemissionen in der Industrie machen zusätzlich 46 Mt CO_2 aus (Umweltbundesamt, 2021). Hierbei ist grundsätzlich zu unterscheiden, dass die **energetischen Emissionen** durch einen Energieträgerwechsel vermieden werden können. Der vermehrte Einsatz von erneuerbaren Energien wie Windenergie und Photovoltaik im Umwandlungssektor kann also beispielsweise den Einsatz von Kohlekraftwerken und den dazugehörigen Emissionen aus dem Strommarkt verdrängen. Bei der Bereitstellung von Prozesswärme können auf niedrigen Temperaturniveaus etwa Wärmepumpen eingesetzt werden, während bei hohen Temperaturniveaus auf Biomasse oder Wasserstoff als Energieträger zurückgegriffen werden kann. **Prozessbedingte (CO_2-)Emissionen** entstehen andererseits aufgrund chemischer Reaktionen in einem industriellen Prozess und können daher nicht durch einen Energieträgerwechsel vermieden werden[5]. Bei den Prozessemissionen muss für jeden Prozess individuell betrachtet werden, wie die Emissionen vermieden oder verringert werden können. Die Prozesse, die die größten Mengen an Prozessemissionen emittieren, sind:

1. **Eisen und Stahl**
2. **Grundstoffchemie (z. B. Ammoniak)**
3. **Zement und Kalk**

Auf die Entstehungsprozesse der CO_2-Emissionen innerhalb der drei Bereiche wird im Folgenden vertieft eingegangen.

CO_2-Punktquellenanalyse

Das Potenzial für die maximal mögliche CO_2-Abscheidung ist gegeben durch die Menge an CO_2-Emissionen an großen Punktquellen. Wie die Situation der Punktquellen 2045 aussehen wird, ist je nach Szenario unterschiedlich. Es ist aber davon auszugehen, dass die meisten großen Kraftwerke im Energiesektor verschwinden werden. Ähnliches gilt für die Raffinerien, wenn eine Verkehrswende den Bedarf an fossilen Kraftstoffen deutlich senkt. Die heutigen Emissionen (Tabelle 2) sind daher insbesondere im Energiesektor nur bedingt geeignet, um ein perspektivisches Potenzial darzustellen.

Sektor	Davon relevante Standorte mit >10 Mt CO_2 und Anzahl Anlagen (#)		Prozessemissionen nach CRF**
Energiesektor	Raffinerien (14) Kraftwerke (125)	23,5 Mt 273,4 Mt	
Herstellung und Verarbeitung von Metallen	Herstellung von Roheisen und Stahl (13)	19,2 Mt	21,6 Mt insgesamt **20,4 Mt Eisen und Stahl**
Mineralverarbeitende Industrie	Herstellung von Zementklinker und Kalk	27,6 Mt	19,8 Mt insgesamt **13,4 Mt Zement** **4,8 Mt Kalk**

[5] Es geht hierbei nur um CO_2-Prozessemissionen. Es gibt auch Treibhausgase, die beispielsweise aufgrund ihrer physikalischen Eigenschaften als Isolations- oder Kühlmittel eingesetzt werden und deren Leckage zu den Prozessemissionen zählt. Im Umfang dieses Berichts werden nur CO_2-Prozessemissionen vertieft betrachtet.

Sektor	Davon relevante Standorte mit >10 Mt CO_2 und Anzahl Anlagen (#)		Prozessemissionen nach CRF**
Chemische Industrie	Herstellung organische Chemie Herstellung anorganische Chemie	19,4 Mt 8,7 Mt	5,6 Mt insgesamt **4,2 Mt Ammoniak**
Abfall- und Abwasserbewirtschaftung	Verbrennung ungefährlicher Abfälle (52)	17,2 Mt	

Tabelle 2 Emissionsdaten 2017 für deutsche Punktquellen aus dem europäischen Schadstoffemissionsregister in Mt CO_2 (Europäisches Schadstoffemissionsregister (PRTR), 2021) © Prognos AG 2021
CRF = Common Reporting Format (UNFCCC)
* Gesamtemissionsmengen und entsprechende Anteile aus dem PRTR-Datensatz (nur CO_2-Emissionen inklusive biogenen CO_2) mit insgesamt 430 Mt CO_2 2017 in Deutschland aus großen Punktquellen
** CO_2-Prozessemissionen gemäß CRF Table 2 A, B, C (Umweltbundesamt, 2021)

Bei der Abfall- und Abwasserbewirtschaftung sowie in der Industrie sind wiederum Emissionen vorhanden, die sich in der Regel nicht trivial vermeiden lassen. Unter der Annahme, dass keine Deindustrialisierung in den nächsten Jahrzehnten stattfindet und die räumliche Bevölkerungsverteilung sich nicht signifikant verändert, sind die Standorte der aktuellen CO_2-Quellen in diesen Sektoren eine gute erste Näherung, wo die Emissionen perspektivisch anfallen werden. Da die Punktquellen in der Abfall- und Abwasserbewirtschaftung sehr stark in der Größe variieren, wird der Fokus für die Potenzialanalyse auf die Punktquellen in der Industrie gelegt. Insbesondere die Bereiche in der Industrie, in denen relevante Mengen an Prozessemissionen anfallen wie Zement und Kalk, Eisen und Stahl, sowie in der chemischen Industrie werden hier analysiert. Diese Industriestandorte und die Prozessemissionen geben eine gute erste Annäherung[6], wie das Potenzial für CO_2-Abscheidung perspektivisch aussehen könnte. Hierbei geht es nicht ausschließlich um die Prozessemissionen, sondern auch um die Erzeugung der Prozesswärme. Die Prozessemissionen und deren Vermeidungsmöglichkeiten werden vertieft im folgenden Abschnitt betrachtet.

Abscheidung fossiles CO_2

Für die fossilen bzw. geogenen CO_2-Emissionen, die bei den Prozessemissionen entstehen, sind nachfolgend die größten drei Bereiche dargestellt. In diesen Bereichen ist ein Technologiewechsel oder eine Abscheidung des CO_2 notwendig, um THG-Neutralität zu erreichen, ohne dabei enorme Mengen an CO_2 zusätzlich ausgleichen zu müssen.

Eisen und Stahl

Bei der Stahlproduktion kommt das Eisen im Eisenerz in einer Bindung mit Sauerstoff vor. Um das Eisen vom Sauerstoff zu lösen, kann der Sauerstoff durch die Zugabe von Kohlenstoff (Koks) im Hochofen als CO_2 ausgelöst werden ($Fe_3O_4 + 2C \rightarrow 3Fe + 2CO_2$). Alternativ kann der Sauerstoff auch mit einer Direktreduktion mit Wasserstoff vom Eisen gelöst werden, wobei kein CO_2 entsteht ($Fe_3O_4 + 4H_2 \rightarrow 3Fe + 4H_2O$). Bei der Hochofenroute müssen anschließend im Konverter die Kohlenstoffreste des Kokses aus dem Eisen ausgebrannt werden. Das geschieht durch die Zugabe von Sauerstoff, wobei der überschüssige Kohlenstoff

[6] Vergleichbare Ansätze für den Einsatz von CCS wurden in anderen Arbeiten verwendet (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019), (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021), (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020).

aus dem Roheisen ausgebrannt wird und als CO_2 entweicht. Bei der Direktreduktion sind keine zusätzlichen Kohlenstoffreste enthalten und der Eisenschwamm (Direktreduziertes Eisen, DRI) kann zusammen mit Recyclingstahlschrott in einem Elektrolichtbogenofen zu Rohstahl verarbeitet werden (Abbildung 7) (Draxler, Schenk, Bürgler, & Sormann, 2020). Es sind Pilotprojekte in Planung und bereits im Anlauf, die die Produktion von Stahl mittels Wasserstoffdirektreduktion vorbereiten und testen sollen (Salzgitter AG, 2021), (SSAB, LKAB, Vattenfall, 2021).

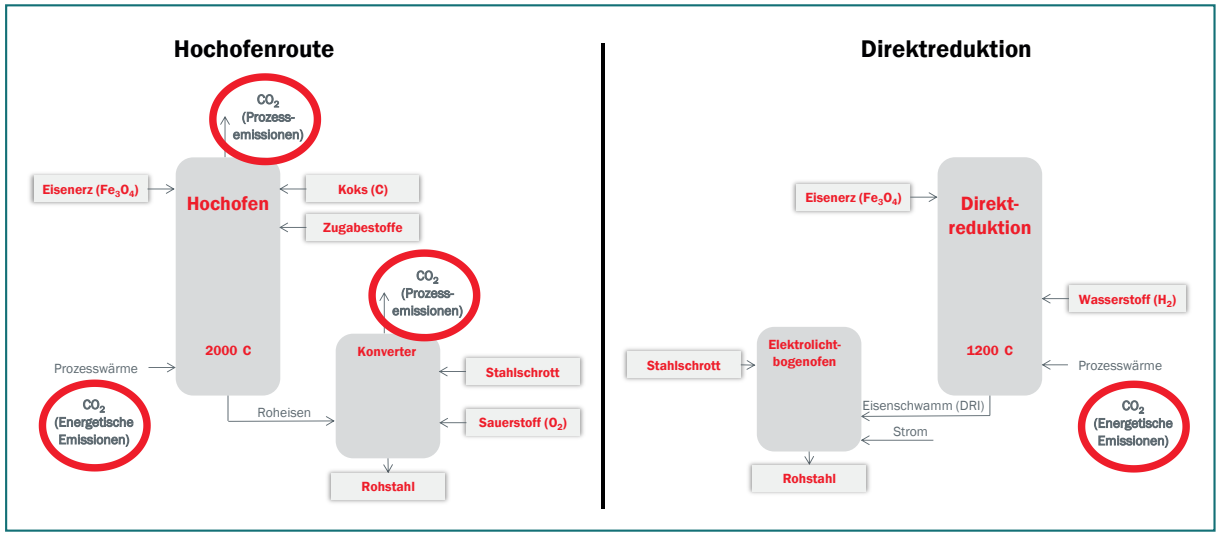


Abbildung 7 Emissionen Stahlproduktion; Quelle: eigene Abbildung

© Prognos AG 2021

Der Herstellungsprozess über die Direktreduktion kann die Prozessemissionen der Stahlherstellung komplett vermeiden und über den Einsatz von Wasserstoff, Biomasse und Strom auch die energetischen Emissionen. Von daher ist CCS für die Dekarbonisierung der Stahlproduktion nicht zwingend notwendig. CCS kann trotzdem zur Generierung negativer CO_2-Emissionen eingesetzt werden, wenn Biomasse zur Erzeugung der Prozesswärme eingesetzt und das bei der Verbrennung entstehende biogene CO_2 abgeschieden und gespeichert wird.

Ammoniak

Für die Herstellung von Ammoniak (NH_3) über das Haber-Bosch-Verfahren werden Wasserstoff (H_2) und Stickstoff (N_2) benötigt (siehe Abbildung 8). Dafür wird der Stickstoff aus der Luft abgetrennt und der benötigte Wasserstoff derzeit in der Regel noch über die Dampfreformierung von Erdgas (CH_4) gewonnen. Als Prozessemission fällt das dabei entstehende CO_2 als reiner Volumenstrom an. Zusätzlich wird für den Synthesegasprozess und für die Ammoniaksynthese selbst Prozesswärme auf hohen Temperaturniveaus von bis zu >1.000 °C benötigt, wobei energetische Emissionen entstehen.

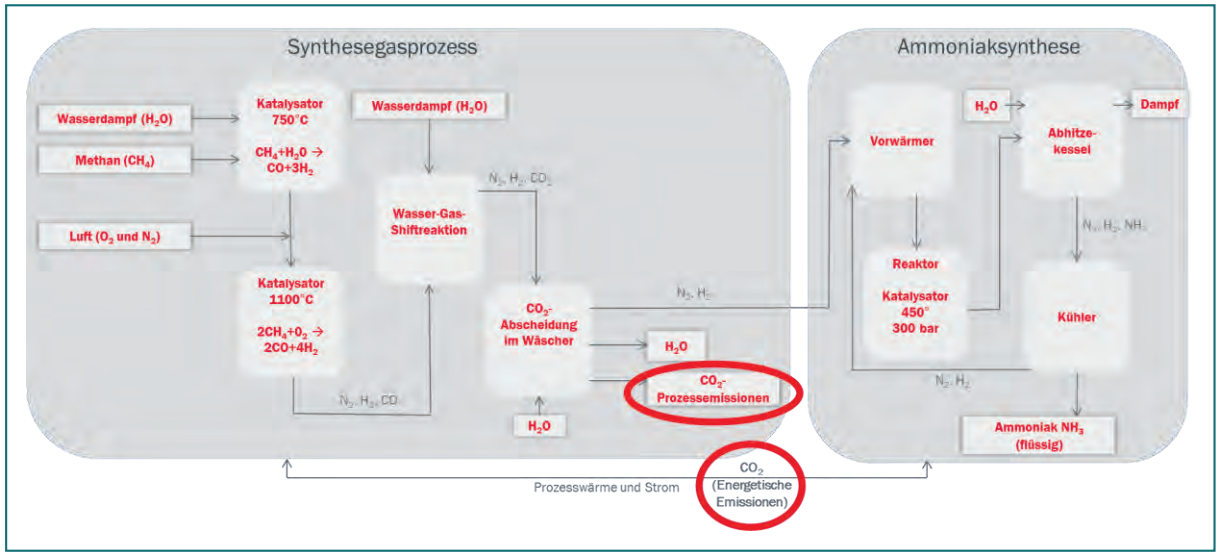


Abbildung 8 Emissionen Ammoniakproduktion; Quelle: eigene Abbildung

© Prognos AG 2021

Die Ammoniakherstellung lässt sich durch einen Energieträgerwechsel von fossiler auf erneuerbare Energie und den Einsatz von grünem statt grauem Wasserstoff komplett dekarbonisieren (Fasihi, M. et al., 2021). Der Synthesegasprozess würde damit wegfallen und durch Wasserstoff aus der Elektrolyse mit grünem Strom ersetzt werden. Der Stickstoff kann mittels einer Luftzerlegungsanlage gewonnen werden. Für die vollständige Dekarbonisierung der Ammoniakherstellung ist daher kein Einsatz von CCS notwendig. CCS kann trotzdem zur Generierung negativer CO_2-Emissionen eingesetzt werden, wenn Biomasse zur Erzeugung der Prozesswärme verwendet und das bei der Verbrennung entstehende biogene CO_2 abgeschieden und gespeichert wird.

Zement und Kalk

Bei der Zementproduktion wird sowohl Prozesswärme auf hohem Temperaturniveau als auch elektrische Energie für die Mahlprozesse und den Antrieb der Drehöfen benötigt. Hier fallen typischerweise hohe energetische Emissionen an, die durch erneuerbaren Strom und biogene Energieträger vermieden werden können. Zusätzlich fällt beim Calcinieren des Kalksteins aber auch CO_2 als Prozessemission an. Der Kalkstein ($CaCO_3$) gibt beim Brennen CO_2 ab und wird dann als CaO im Zementklinker genutzt. Die chemische Reaktion ($CaCO_3 \rightarrow CaO + CO_2$) ist daher verantwortlich für die Prozessemissionen (Abbildung 9). Dieser Anteil der Emissionen lässt sich vor allem dadurch verringern, dass weniger Zement hergestellt wird. Mit anderen Zementmischverhältnissen im Beton, also weniger Zementklinker im Beton (Cemsuisse, 2021), sowie mit dem sparsameren Einsatz von Beton können die Emissionen gesenkt, aber nicht vollständig vermieden werden. Solange Beton im großen Maße eingesetzt wird, werden Prozessemissionen daher bestehen bleiben. Die Kalkherstellung ist vom Prozess her sehr ähnlich wie die Zementherstellung, mit dem Unterschied, dass reiner Kalkstein eingesetzt wird. Beim Brennen des Kalks zerfällt der Kalkstein zu Kalk und CO_2.

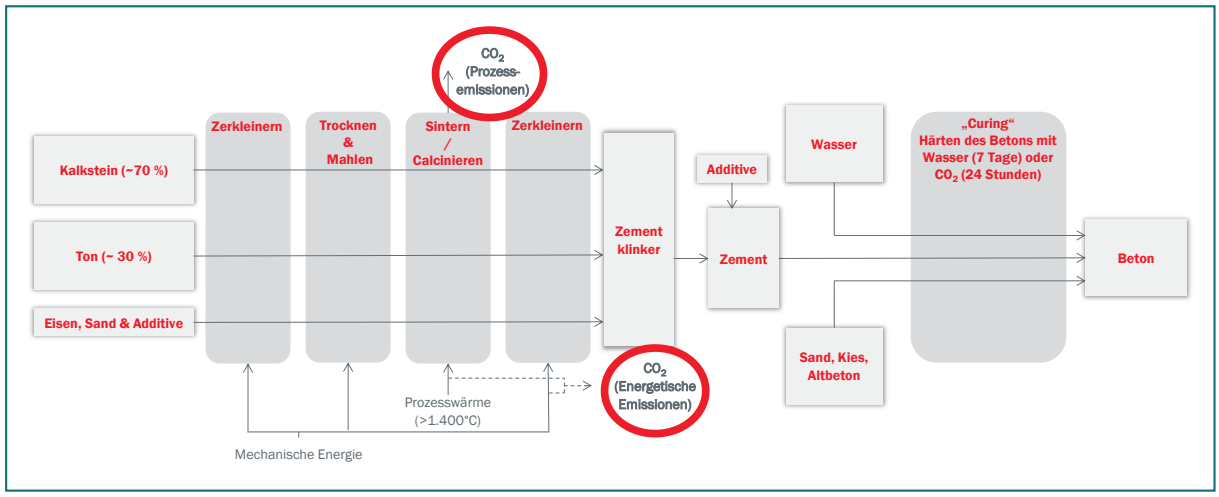


Abbildung 9 Emissionen Zementproduktion; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021

Um die Emissionen aus dem Bereich Zement (und Kalk) in den Griff zu bekommen, bestehen mehrere Ansätze. Zum einen wird versucht, Zementklinker durch andere Materialien (z. B. durch Schlacke aus der Eisen- und Stahlherstellung[7]) zu ersetzen, während zum anderen der Anteil an Zementklinker im Beton reduziert wird (Solidia, 2021). Parallel dazu bestehen Bemühungen, die energetischen Emissionen zu senken, indem niedrigere Temperaturniveaus gefahren werden und biogene Energieträger zum Einsatz kommen. Für eine vollständige Dekarbonisierung ist allerdings eine Abscheidung und Speicherung der Prozessemissionen notwendig. Zusätzlich könnten bei der Abscheidung der Prozessemissionen bei gleichzeitiger Abscheidung biogener Emissionen für die Prozesswärmebereitstellung negative Emissionen entstehen.

Sonstige Prozessemissionen

Im Umwandlungssektor sind vor allem Raffinerien und die Wasserstoffherstellung via Dampfreformierung von Methan Quellen für Prozessemissionen[8]. Während der Bedarf an Raffinerieprodukten bis 2050 stark absinken dürfte, besteht je nach Szenario noch größere Unsicherheit über die Menge an benötigtem Wasserstoff.

Bei der **Dampfreformierung** werden in einem ersten Schritt Wasserdampf und Methan zu Wasserstoff und Kohlenstoffmonooxid reformiert ($CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$). In einem zweiten Schritt wird Methan mit Sauerstoff ebenfalls zu Kohlenstoffmonooxid und Wasserstoff reformiert ($2CH_4 + O_2 \rightarrow 2CO + 4H_2$). Das Kohlenstoffmonooxid wird anschließend in einer Wasser-Gas-Shiftreaktion unter Beigabe von Wasserdampf zu CO_2 und Wasserstoff reagiert ($CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$). Hierbei entstehen die CO_2-Prozessemissionen (Abbildung 10). Wird Wasserstoff ohne CO_2-Abscheidung aus Erdgas hergestellt, spricht man von „grauem Wasserstoff“. Wenn die Dampfreformierung mit CCS umgesetzt wird, spricht man von CO_2-armem „blauem Wasserstoff“. Wasserstoff aus der Elektrolyse mit Einsatz von erneuerbarem Strom wird „grüner Wasserstoff“ genannt.

[7] Dieser Ansatz senkt den Bedarf an Zementklinker, allerdings entsteht die eingesetzte Schlacke in der Stahlproduktion über die Hochofenroute, die ebenfalls große Mengen an CO_2 emittiert und dekarbonisiert werden muss. Wenn die Stahlproduktion beispielsweise mit Wasserstoffdirektreduktion und Lichtbogenöfen durchgeführt wird, entsteht keine Schlacke mehr, die als Klinkerersatz genutzt werden kann.
[8] Prozessemissionen aus Glas-, Keramik-, Aluminium-, Zellstoff-, Papierproduktion sowie aus Industrieruß und sonstige wurden hier nicht betrachtet.

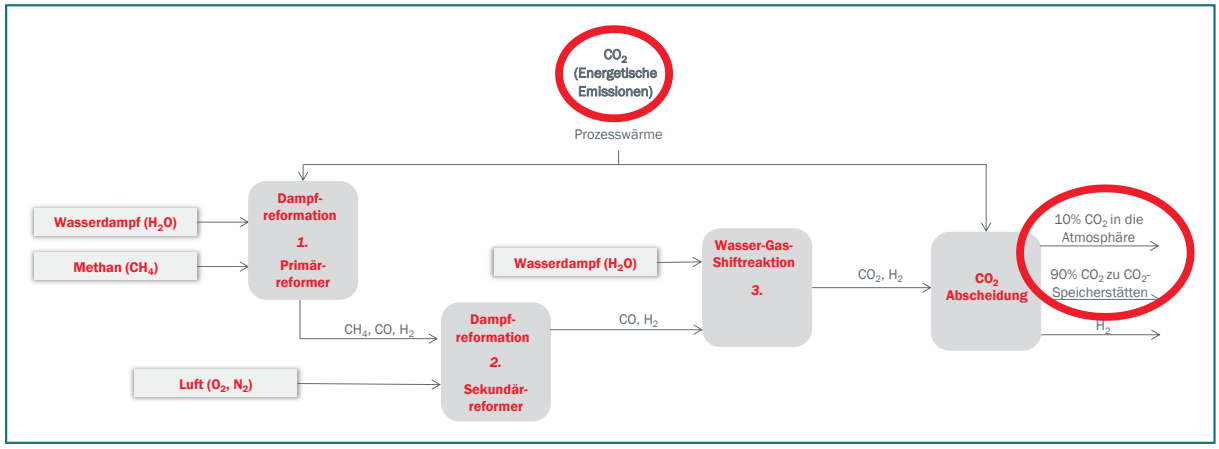


Abbildung 10 Emissionen bei der Dampfreformierung; Quelle: eigene Abbildung

© Prognos AG 2021

Grundsätzlich ist es möglich, mit der Dampfreformierung und anschließender Abscheidung und Speicherung negative CO_2-Emissionen zu erzeugen, wenn biogenes Methan reformiert wird. Dafür wird allerdings biogenes Methan benötigt, welches aus dem Biogas (Methan und CO_2-Gemisch) aufbereitet werden muss. Die Biogasherstellung aus Gülle geschieht in der Regel sehr dezentral und ist daher nicht gut geeignet für Transport- und Aufbereitungsschritte in einer zentralen Dampfreformierungsanlage mit Abscheideeinheit. Bei der Biogasgewinnung aus fester Biomasse belastet ein zusätzlicher Umwandlungsschritt die Effizienz der Wasserstoffgewinnung. Es ist daher plausibler, dass das Biogas aus Gülle dezentral (z. B. in kleinen KWK-Anlagen) und die feste Biomasse in zentralen BECCS-Anlagen zur Generierung von Strom, Wärme und negativen Emissionen genutzt wird (siehe Kapitel Abscheidung biogenes CO_2).

Zwischenfazit

Die Produktion von Rohstahl hat ein großes Potenzial für eine nahezu vollständige Dekarbonisierung über die Direktreduktion mit Wasserstoff (Salzgitter AG, 2021), (SSAB, LKAB, Vattenfall, 2021). Hier kann davon ausgegangen werden, dass bei ernsthaften Bestrebungen zur Klimaneutralität die Emissionen der Stahlwerke in ihrer jetzigen Form als Punktquellen deutlich zurückgehen werden. In der Grundstoffchemie bestehen Möglichkeiten, die Ammoniakproduktion mit CO_2-neutralem Wasserstoff umzusetzen. Für andere Produkte der Grundstoffchemie könnte eine Kreislaufwirtschaft mit hohen Recyclingraten die Menge an Prozessemissionen und den Energiebedarf signifikant senken. Im Zement- und Kalkbereich ist vorerst davon auszugehen, dass die benötigte Menge an Beton nicht vollständig von der Produktion von Zementklinker entkoppelt werden kann. Sofern daher keine alternativen Baustoffe Beton großflächig verdrängen, wird der Einsatz von CCS oder ein Ausgleich durch negative Emissionen langfristig nötig sein.

Bei CO_2-Prozessemissionen handelt es sich in der Regel um Emissionen fossilen oder geogenen Kohlenstoffs. Eine Abscheidung und Speicherung führt in diesen Fällen daher maximal zu einer Vermeidung von Emissionen, aber nicht zu negativen Emissionen. Negative CO_2-Emissionen können dann erreicht werden, wenn beispielsweise die Prozesswärme für industrielle Prozesse aus biogenen Energieträgern bereitgestellt wird, deren Emissionen ebenfalls abgeschieden und gespeichert werden, sodass insgesamt bilanziert negative CO_2-Emissionen erreicht werden. Die Möglichkeiten der Abscheidung biogener CO_2-Emissionen an Punktquellen werden im folgenden Kapitel Abscheidung biogenes CO_2 näher betrachtet.

Abscheidung biogenes CO_2

Die Biomasseverbrennung mit anschließender CO_2-Abscheidung und -Speicherung (BECCS) lässt sich generell in drei Prozessschritte einteilen:

1. **Biomasse:** Energiepflanzen (z. B. Kurzumtriebsplantagen = KUP oder NawaRo = Nachwachsende Rohstoffe) wandeln atmosphärisches CO_2 mittels Photosynthese in Biomasse um.
2. **Energieumwandlung:** Feste bzw. gasförmige Biomasse wird z. B. für Strom- und Wärmeerzeugung genutzt.
3. **CCS:** Das biogene CO_2 wird abgeschieden, komprimiert, transportiert und in geeigneten geologischen CO_2-Speichern verpresst.

Die folgenden beiden Abbildungen zeigen exemplarisch die komplette **BECCS-Wertschöpfungskette** vom Anbau der Biomasse (in Grün) bis hin zur CO_2-Abscheidung (in Rot) jeweils für den Einsatz von gasförmiger Biomasse (z. B. NawaRo, Abbildung 11) und für den Einsatz fester Biomasse (z. B. KUP, Abbildung 12).[9]

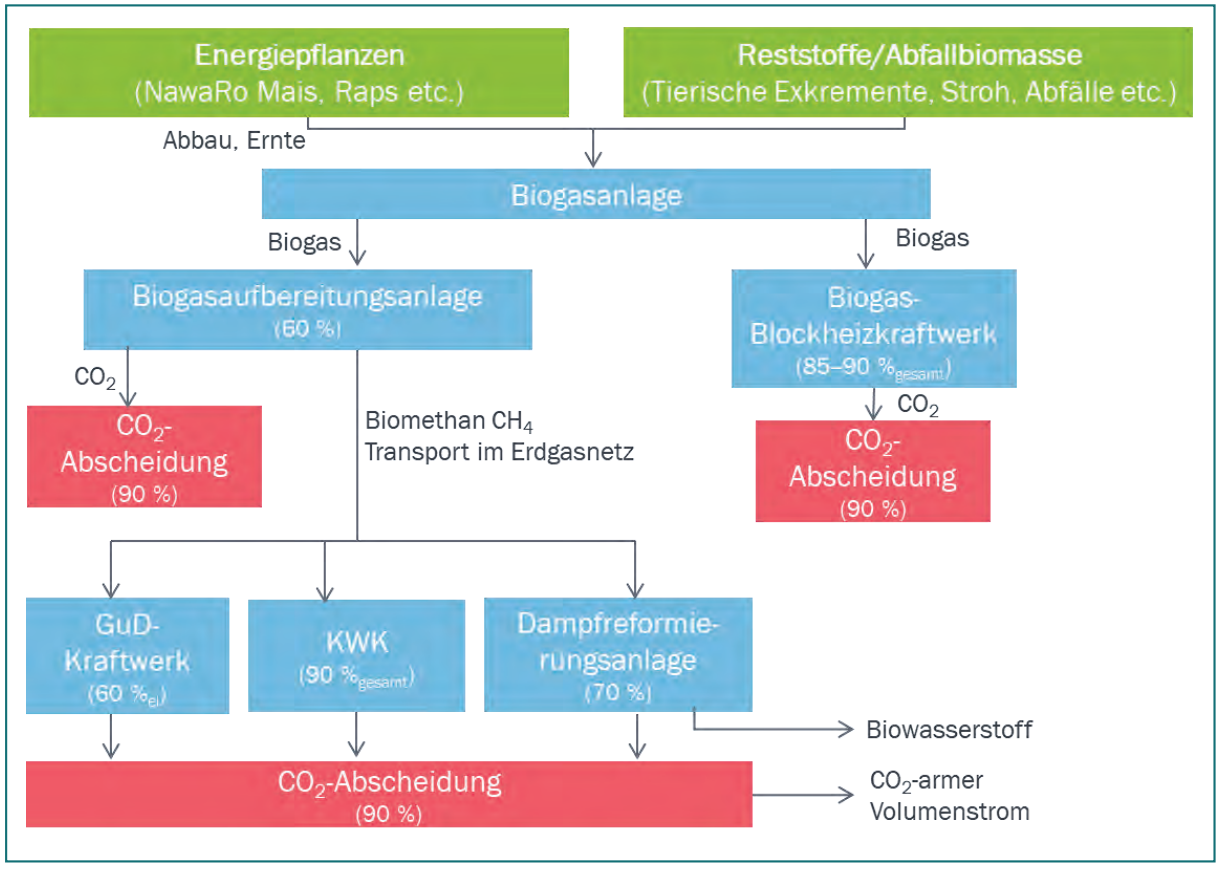


Abbildung 11 BECCS-Wertschöpfungskette gasförmige Biomasse; Quelle: eigene Darstellung
Hinweis: Energetischer Wirkungsgrad in Klammern

© Prognos AG 2021

Im ersten Schritt wird die Biomasse angebaut, geerntet, weiterverarbeitet und anschließend zu den Umwandlungsanlagen transportiert (in Grün). Im Umwandlungsschritt (in Blau) wird die Biomasse entweder zur Wärme- und Strom- oder zur Wasserstoffproduktion eingesetzt. Das bei der Umwandlung entstehende

[9] Der BECCS-Pfad über Bioethanolanlagen (Biomass to Liquid – BtL) wurde in diesem Gutachten nicht betrachtet.

CO_2 kann abgeschieden (in Rot) und zur langfristigen Speicherung (BECCS) oder für die Produktion neuer Produkte (BECCU/BECCUS) genutzt werden.

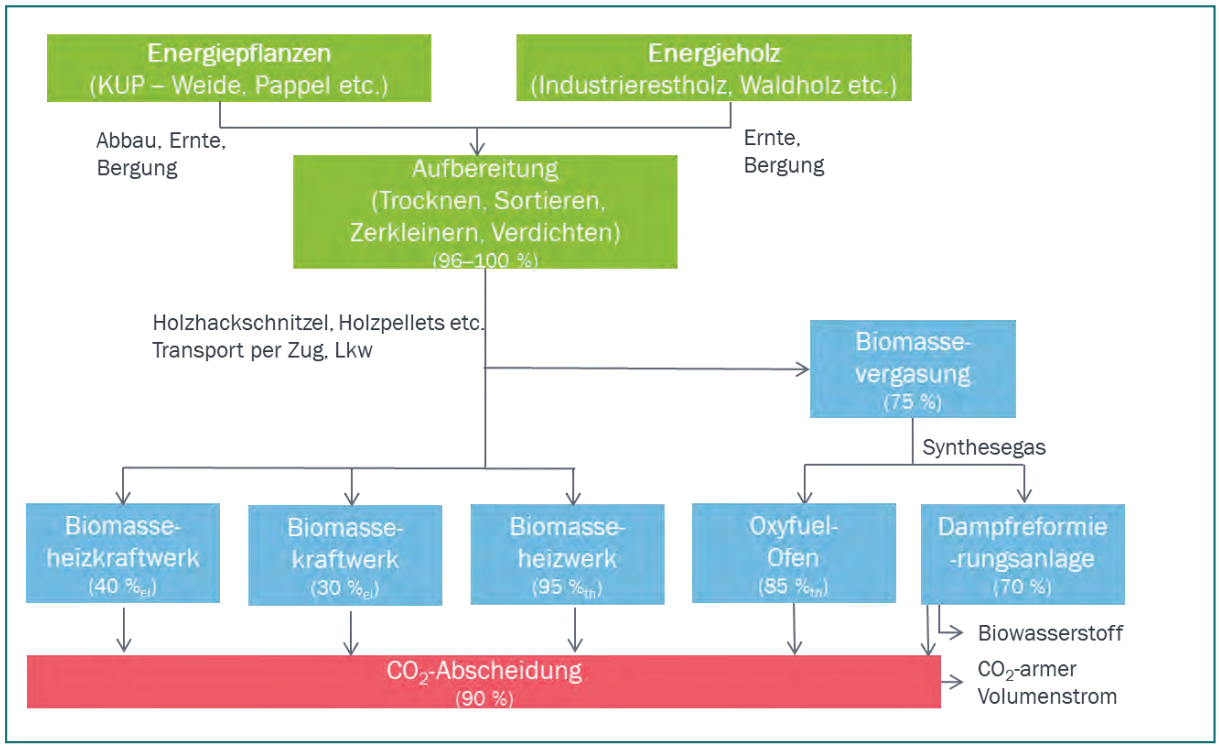


Abbildung 12 BECCS-Wertschöpfungskette feste Biomasse; Quelle: eigene Darstellung
Hinweis: Energetischer Wirkungsgrad in Klammern

© Prognos AG 2021

Um in Zukunft negative CO_2-Emissionen durch BECCS zu erzielen, stellt sich die Herausforderung, welche **Biomasseart** dafür im Energiesystem am effizientesten und kostengünstigsten eingesetzt werden kann. Für den Einsatz fester Biomasse spricht, dass der Biomassetransport per Lkw oder Zug durchgeführt und somit eine etablierte und flexible Transportlogistik genutzt werden kann, wohingegen das Biogas oder das veredelte Biomethan hauptsächlich per Pipeline transportiert wird und je nach zukünftigem Einsatzort eine neue mit Kosten verbundene Pipelineinfrastruktur aufgebaut werden müsste. Dazu kommt, dass die derzeitigen rund 9.000 Biogasanlagen dezentral in Deutschland verteilt sind (DBFZ, 2017). Entweder könnte direkt an den sehr kleinen Standorten das bei der Biogasaufbereitung frei werdende CO_2 abgeschieden werden oder das Biogas wird zu den großen Nachfragestandorten transportiert. Dort kann das Biogas zentral aufbereitet und das CO_2 abgeschieden werden. Problematisch bei der CO_2-Abscheidung vor Ort ist, dass das CO_2 in sehr kleinen Mengen anfällt, somit einerseits die Abscheidung mit hohen spezifischen Kosten verbunden ist und andererseits ein kleinteiliges CO_2-Transportnetz notwendig wird. Dies ist wiederum ein Vorteil für die Verwendung fester Biomasse, wobei die feste Biomasse in Form von Holzhackschnitzeln einfach gelagert und transportiert und je nach Einsatzort flexibel eingesetzt werden kann.

Zudem hat der Pfad der festen Biomasse über die Biomassevergasung, die Verbrennung des Synthesegases in einem Oxyfuelofen für Hochtemperaturwärmeprozesse in der Industrie und die anschließende CO_2-Abscheidung einen hohen energetischen Gesamtwirkungsgrad von rund 55 %. Im Vergleich dazu weist der Pfad der gasförmigen Biomasse über die Biogasaufbereitung, den Einsatz in einer KWK-Anlage und die anschließende CO_2-Abscheidung einen Wirkungsgrad von nur rund 49 % auf. Der Energieertrag pro Fläche

liegt bei beiden Biomassearten bei rund 50 MWh/ha/a und ist somit kein Argument für eine der beiden Biomassearten (DBFZ, 2015).
Generell sind die oben genannten Punkte für den energetischen Einsatz einer Biomasseart ein Einstieg in die bevorstehenden Diskussionen, wenn in Zukunft BECCS großskalig im Energiesystem eingesetzt werden soll. Die detaillierte Betrachtung der gesamten BECCS-Wertschöpfungskette bedarf noch tiefergehender Analysen und geht über die Aufgabenstellung in diesem Gutachten hinaus.

Durch das Ziel der THG-Neutralität in Deutschland und in Europa müssen über alle Sektoren netto-null THG-Emissionen erreicht werden. Dabei nimmt die **energetische Biomassenutzung** als erneuerbarer Energieträger eine entscheidende Rolle ein. Studien wie „Klimaneutrales Deutschland“ ((Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020) (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021)) nehmen eine Verlagerung der energetischen Biomassenutzung an. Hierbei verschiebt sich die Nutzung der Biomasse weg von der direkten Verstromung hin zur direkten Wärmeanwendung in der Industrie. Dabei findet aus den oben genannten Gründen eine Verlagerung von gasförmiger zu fester Biomasse in der energetischen Nutzung statt (Abbildung 13).

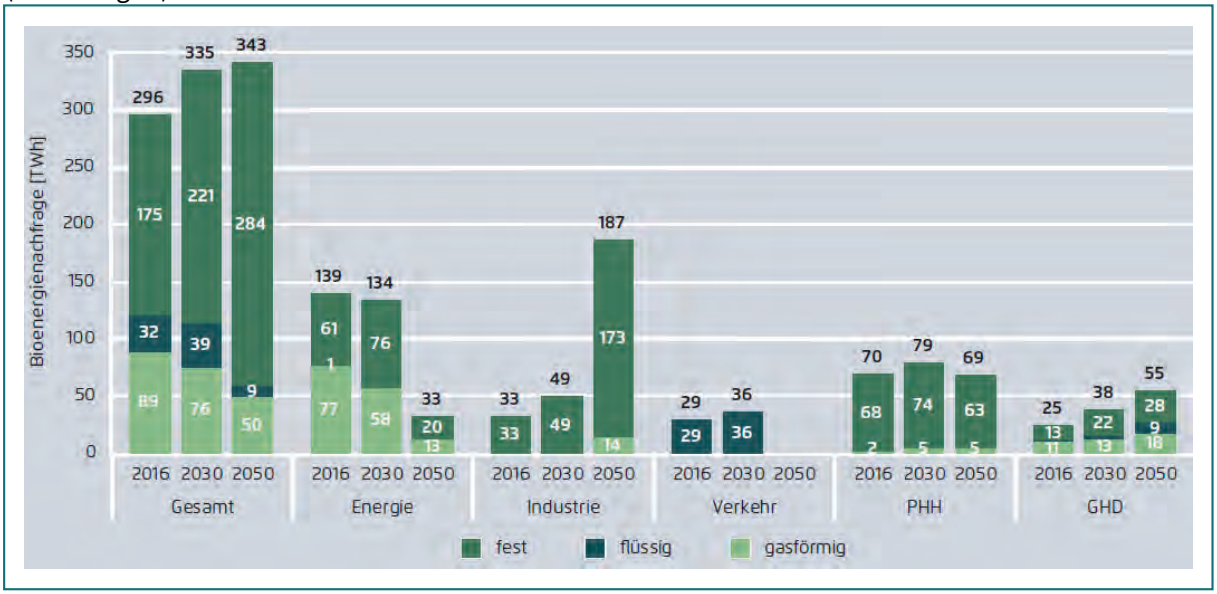


Abbildung 13 Energetischer Biomasseeinsatz in den Sektoren (in TWh)
Quelle: (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020)

© Prognos AG 2021

Insbesondere im **Industriesektor** kann die Biomasse sowohl zur Dekarbonisierung beitragen als auch negative CO_2-Emissionen durch BECCS erzeugen. Studien wie (Fuss, S., Johnsson, F., 2021), (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020) und (Rosa, L. et al., 2021) zeigen, dass besonders die Stahl-, Chemie- und Zementproduktion günstige Standorte für die Abscheidung biogener CO_2-Emissionen sind. Dabei können Holzhackschnitzel in einem Vergaser zu einem Synthesegas umgewandelt werden. Das Synthesegas kann als biogener Kohlenstofflieferant für die metallurgischen Prozesse und als Wärmelieferant für Hochtemperaturprozesse dienen. Für die Prozesswärmebereitstellung mit sehr hohen Temperaturen (>1.000°C), wie dies bei der Stahl-, Chemie- und Zementproduktion der Fall ist, ist das Oxyfuel-Verfahren geeignet. Dabei wird das Synthesegas in einem Oxyfuelofen verbrannt und das CO_2 anschließend abgeschieden.

Derzeit gibt es in Europa drei Projekte, die biogene Emissionen abscheiden und langfristig geologisch speichern (Tabelle 3).

Projekt	DRAX	Fortum MVA	Stockholm Exergi AB
Land	England	Norwegen	Schweden
Prozess	Stromerzeugung	Müllverbrennungsanlage*	Strom- und Wärmeproduktion
Geplante Kapazität $MtCO_2/a$	–4 bis –16	–0,4	–2
CO_2-Speicherort	Südliche Nordsee	Norwegische Nordsee – Northern Lights	Norwegische Nordsee – Northern Lights

Tabelle 3 BECCS-Projekte in Europa © Prognos AG 2021

* MVA = Müllverbrennungsanlagen – mit CCS CO_2-Vermeidung des fossilen Mülls und CO_2-Entnahme durch den biogenen Müllanteil

Quellen: (Drax, 2021), (Fortum, 2021), (Stockholm Exergi, 2021)

Für den zukünftigen Einsatz der Biomasse im Energiesystem ist zu beachten, dass das **nachhaltige Biomassepotenzial** begrenzt ist (343 TWh in 2050 (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020)) und somit abgewogen muss, in welchem Sektor Biomasse am effizientesten eingesetzt werden kann. Dafür bedarf es einer **Biomassestrategie**, die für den zukünftigen Biomasseeinsatz eine Richtung vorgibt.

4.2 CO_2-Abscheidung aus der Atmosphäre

Im Gegensatz zur CO_2-Abscheidung an Punktquellen wird bei der direkten Abscheidung aus der Umgebungsluft CO_2 direkt aus der Atmosphäre abgeschieden (Direct Air Carbon Dioxide Capture – DAC[10]). Das abgeschiedene CO_2 kann z. B. für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen genutzt (Direct Air Carbon Dioxide Capture and Utilisation – DACCU), langfristig in z. B. Baustoffen (Direct Air Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage – DACCUS) oder dauerhaft geologisch gespeichert werden (Direct Air Carbon Capture and Storage – DACCS). Die Prozesse DACCS und DACCUS können zu negativen CO_2-Emissionen führen.

Technische Analyse

Der DAC-Abscheidungsprozess läuft generell in den drei Prozessschritten ab:

1. Die Umgebungsluft wird mittels Ventilatoren zu dem Sorptionsmittel geleitet.
2. Das CO_2 aus der Umgebungsluft wird mittels ab- oder adsorbierender Substanzen gebunden.
3. Die Abtrennung des CO_2 vom Sorbent erfolgt durch Zufuhr thermischer Energie.
   Das Sorptionsmittel steht nach der Regenerationsphase für einen erneuten Zyklus bereit.

Grundsätzlich können die aktuellen DAC-Anlagen in ab- und adsorptionsbasierte Prozesse eingeteilt werden, wobei diese sich vor allem in der Wahl des Sorptionsmittels (flüssig oder fest), der Art der Regeneration und dadurch auch im benötigten Temperaturniveau unterscheiden.

[10] Streng genommen müsste die Abkürzung für Direct Air Carbon Capture DACC lauten. Da sowohl in der untersuchten Literatur als auch in diesem Exkurs nur die Abscheidung von CO_2 betrachtet wird und keine anderen THG-Emissionen, wird hier DAC als Abkürzung für Direct Air Carbon Capture verwendet.

Absorptionsbasiertes Hochtemperatur-DAC-Verfahren

Bei der CO_2-Abscheidung mittels eines Absorptionsverfahrens wird ein wässriges Absorptionsmittel verwendet, das mit dem gering konzentrierten CO_2 (aktuell rund 420 ppm (NOAA, 2021)) aus der eingesaugten Luft reagiert. Aufgrund der starken CO_2-Bindungsaffinität werden typischerweise Lösungsmittel auf Hydroxidbasis (Natriumhydroxid (NaOH), Kaliumhydroxid (KOH) oder Kalziumhydroxid ($Ca(OH)_2$)) eingesetzt. Abbildung 14 zeigt den absorptionsbasierten Prozess von Carbon Engineering mit einer anschließenden Calcinierung.

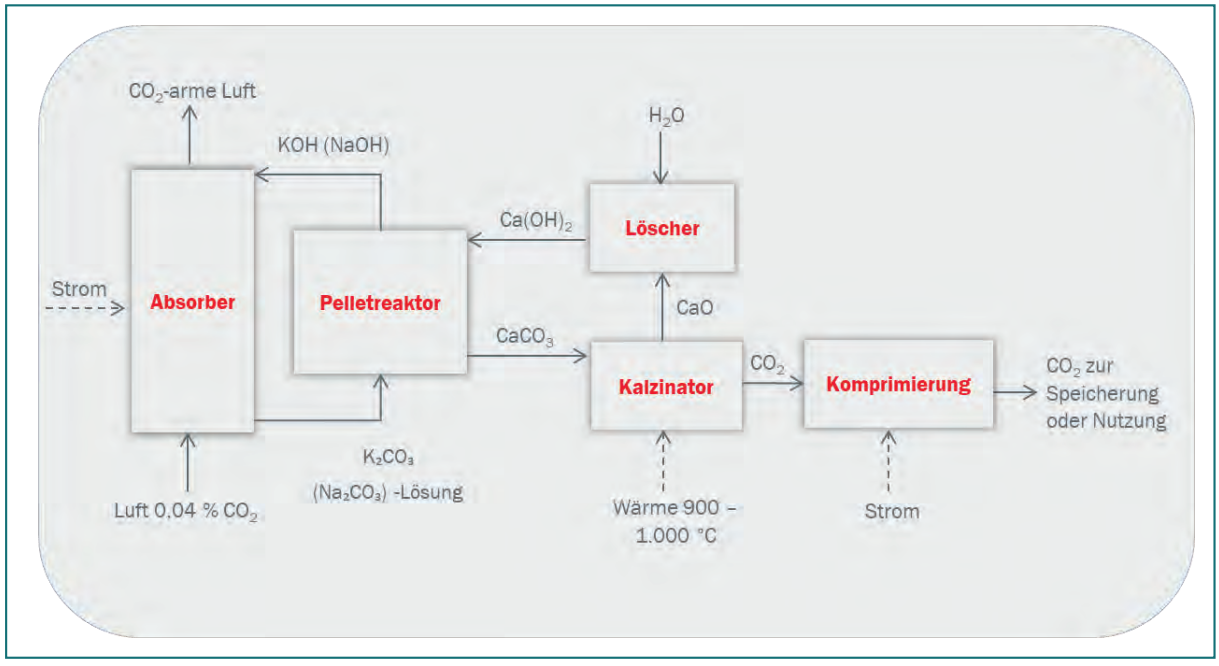


Abbildung 14 Prozessschritte absorptionsbasiertes Hochtemperatur-DAC-Verfahren; Quelle: eigene Abbildung 2021 © Prognos AG

KOH = Kaliumhydroxid, NaOH = Natriumhydroxid, K_2CO_3 = Kaliumkarbonat, Na_2CO_3 = Natriumcarbonatlösung, $CaCO_3$ = Calciumcarbonat, CaO = Calciumoxid, $Ca(OH)_2$ = Calciumhydroxid

Im Pelletreaktor wird das Kaliumkarbonat (K_2CO_3) unter Hinzugabe von Calciumhydroxid ($Ca(OH)_2$) umgewandelt in Kaliumhydroxid (KOH), das im Absorber als Sorptionsmittel dient, und in Calciumcarbonat ($CaCO_3$). Das Calciumcarbonat wird im Kalzinator durch das Hinzufügen thermischer Energie in Calciumoxid (CaO) und CO_2 getrennt. Das CaO wird anschließend in einem Löscher zu Calciumhydroxid hydratisiert, das für den ersten Prozess im Pelletreaktor wieder benötigt wird. Der reine CO_2-Volumenstrom kann danach komprimiert und zur Speicherung oder Nutzung transportiert werden. Für den Prozess im Kalzinator ist ein großer thermischer Energieaufwand mit sehr hohen Temperaturen von 900 bis 1.000 °C erforderlich. Die hohen Temperaturen werden bei der Anlage von Carbon Engineering derzeit noch über Erdgasverbrennung erreicht.

Adsorptionsbasiertes Niedrigtemperatur-DAC-Verfahren

Die CO_2-Abscheidung in einer adsorptionsbasierten DAC-Anlage basiert auf den wiederholenden Zyklen von Adsorption und Regeneration (siehe Abbildung 15). Bei der organisch-chemischen Adsorption wird das CO_2 an ein festes Adsorptionsmittel gebunden (z. B. poröses Granulat mit Aminverbindungen an der Oberfläche). Die Abtrennung des CO_2 vom festen Sorptionsmittel in der zweiten Phase der Regeneration erfolgt in einem

Vakuum und einer Umgebungstemperatur von rund 100 °C (TVSA = Temperature Vacuum Swing Adsorption). Abbildung 15 bildet den Abscheidungsprozess einer DAC-Anlage von Climeworks ab.

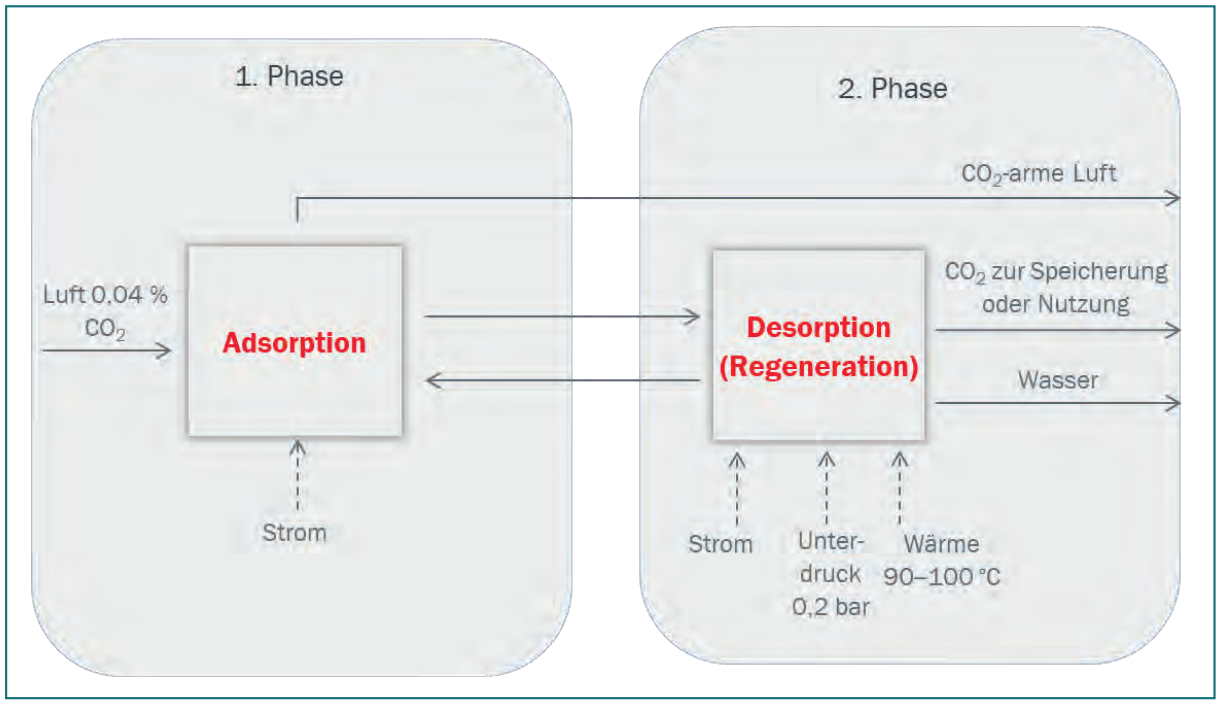


Abbildung 15 Prozessschritte adsorptionsbasiertes Niedrigtemperatur-DAC-Verfahren; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021

Zusätzlich zum thermischen Energiebedarf wird sowohl für das absorptionsbasierte als auch für das adsorptionsbasierte Verfahren elektrische Energie für die Ventilatoren benötigt, um Luft in die Anlage zu bewegen, um die Flüssigkeitspumpen zu betreiben, sowie für die Anlagenführung und für die CO_2-Komprimierung. Neben Climeworks und Carbon Engineering ist Global Thermostat aus den USA ein weiterer DAC-Hauptakteur. Tabelle 4 zeigt einen Vergleich mit den wesentlichen Eigenschaften.

	Adsorptionsbasierte Niedrigtemperatur-DAC-Anlage		**Absorptionsbasierte Hochtemperatur-DAC-Anlage**
Unternehmen	CLIMEWORKS	Global Thermostat	Carbon Engineering
Land	Schweiz/Deutschland	USA	Kanada
Gründungsjahr	2009	2010	2009
Prozess	TVSA	TVSA	Wäscher und Kalzinierung
Temperaturen °C	80–120 °C	105–130 °C	900 °C
Aktuell installierte Abscheidekapazitäten tCO_2/a	~ 1.000	~ 1.000	~ 365

	Adsorptionsbasierte Niedrigtemperatur-DAC-Anlage		Absorptionsbasierte Hochtemperatur-DAC-Anlage
Wärmequelle	Geothermie, Abwärme Müllverbrennungsanlage	Industrieanlagen und Solarparks	Erdgasverbrennung mit CCS

Tabelle 4 Weltweite DAC-Hauptakteure; TVSA = Temperature Vacuum Swing Adsorption; Quellen: (Climeworks, 2021), (Global Thermostat, 2021), (Carbon Engineering, 2021)

© Prognos AG 2021

Gemäß der IEA gibt es derzeit 15 DAC-Projekte weltweit mit einer Gesamtkapazität von 9.000 t/a (IEA, 2019). In Deutschland arbeitet das ZSW im Projekt CORAL an einer DAC-Anlage (ZSW, Universität Stuttgart, ifeu, 2020) und in Finnland forscht ein Projektkonsortium aus VTT und der Universität LUT an einer DAC-Pilotanlage (Bajamundi et al., 2019).

Energiebedarfsanalyse

Voraussetzung für die Erzeugung negativer Emissionen ist, dass der benötigte Energiebedarf aus erneuerbaren Quellen stammt, da ansonsten bei der Energieerzeugung für den DAC-Prozess CO_2-Emissionen anfallen und die Bilanz der Abscheidung sich verschlechtert oder gegebenenfalls sogar mehr Emissionen in die Atmosphäre gelangen als abgeschieden werden (Deutz, S., Bardow, A., 2021). Vor allem die niedrige CO_2-Konzentration in der Luft führt zu einem sehr hohen Energiebedarf. CO_2 kommt in der Umgebungsluft nur in sehr verdünnter Form von rund 420 ppm vor (im Vergleich dazu beträgt die Konzentration in den Abgasen aus einem Kohlekraftwerk bis zu 150.000 ppm).

Der thermische Energiebedarf macht mit rund 80 % den Großteil des Energieverbrauchs aus. 20 % entfallen auf den elektrischen Energiebedarf. Abbildung 16[11] stellt die große Bandbreite des Energiebedarfs sowohl für die Niedrigtemperaturen (links) über die Zeit als auch für die Hochtemperatur-DAC-Anlagen (rechts) dar. Da die Mehrheit der herangezogenen Literatur aktuelle Energiebedarfe analysiert und diese nicht in der Zukunft betrachtet, besteht für 2020 eine größere Bandbreite als für 2030 bzw. 2040.

[11] Im Anhang A befindet sich eine komplette Liste der herangezogenen Literatur mit weiteren Angaben zum jeweiligen DAC-Prozess.

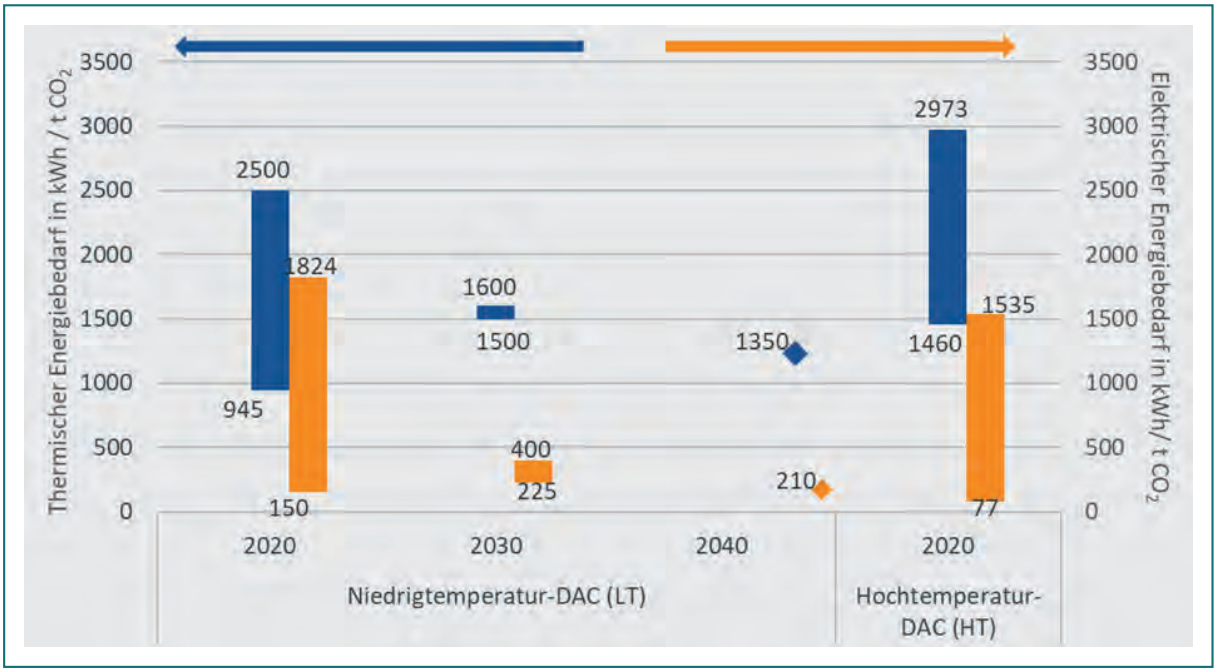


Abbildung 16 Energiebedarf thermisch und elektrisch für DAC-Anlagen © Prognos AG 2021
Quellen absorptionsbasierte DAC-Anlage: (Scolow et al., 2011), (Mazotti et al., 2013), (Keith et al., 2018), (NASEM, 2019), (Fasihi et al., 2019), (Carbon Engineering, 2021)
Quellen adsorptionsbasierte DAC-Anlage: (Ping et al., 2018), (Roestenberg et al., 2015), (House et al., 2011), (Fasihi et al., 2017), (NASEM, 2019), (Fasihi et al., 2019), (ZSW, Universität Stuttgart, ifeu, 2020), (Bajamundi et al., 2019), (Climeworks, 2021)

Der Vorteil der Niedrigtemperatur-DAC-Anlagen liegt vor allem darin, dass für die Abscheidung Temperaturen von nur rund 80–120 °C benötigt werden. Das Temperaturniveau kann entweder durch die Abwärme von Industrie- und Kraftwerksanlagen oder von Hochtemperatur-Wärmepumpen bereitgestellt werden. Beim Einsatz von Wärmepumpen benötigen die Niedrigtemperatur-DAC-Anlagen keine externe Wärmequelle und können vollständig mit Strom versorgt werden. Dies führt zu einer hohen Flexibilität in der Standortwahl. Zudem ermöglichen die niedrigeren Betriebstemperaturen kleinere, modulare Anlagen und eine erhöhte Flexibilität des Betriebes. Damit könnten adsorptionsbasierte DAC-Anlagen potenziell besser für die Integration in ein Energiesystem geeignet sein, das hauptsächlich mit variablen erneuerbaren Energien läuft. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass die Variabilität des Betriebs – und damit niedrigere Nutzungsraten – zu zusätzlichen Kosten führen könnte.

Kostenanalyse

Für die Abscheidungskosten von Niedrigtemperatur-DAC-Anlagen ergibt sich aus der bestehenden Literatur eine große Kostenbandbreite zwischen 113 und 1.000 Euro pro abgeschiedene Tonne CO_2. Die Kostenbandbreite für Hochtemperatur-DAC-Anlagen ist etwas geringer und liegt zwischen 85 und 465 Euro pro abgeschiedene Tonne CO_2 (siehe Abbildung 17[12]). Die Kosten für den CO_2-Transport und die CO_2-Speicherung sind hierbei nicht berücksichtigt.

[12] Im Anhang B befindet sich eine komplette Liste der betrachteten Literatur mit weiteren Kostenangaben zum jeweiligen DAC-Prozess.

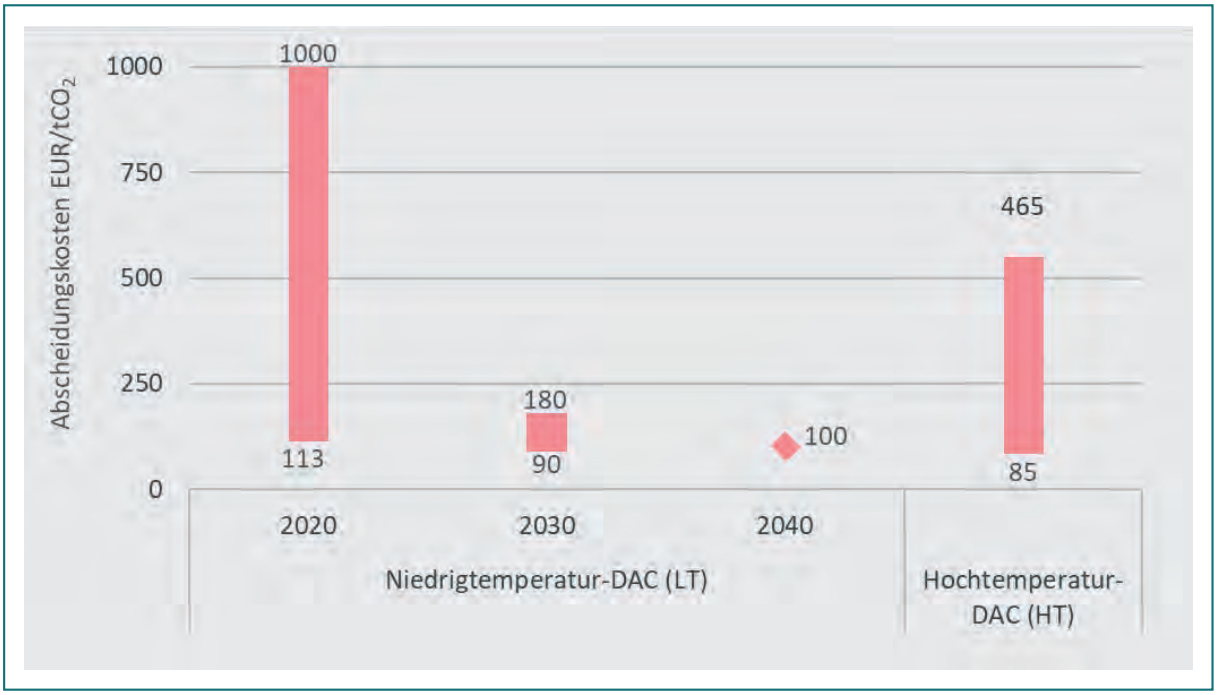


Abbildung 17 Abscheidungskosten DAC © Prognos AG 2021
Quellen absorptionsbasierte DAC-Anlagen: (Scolow et al., 2011), (Mazotti et al., 2013), (Keith et al. , 2018), (NASEM, 2019), (Carbon Engineering, 2021), (Fasihi et al., 2019)
Quellen adsorptionsbasierte DAC-Anlage: (Ping et al., 2018), (Roestenberg et al., 2015), (Fasihi et al., 2017), (House et al., 2011), (NASEM, 2019), (Fasihi et al., 2019), (ZSW, Universität Stuttgart, ifeu, 2020), (Climeworks, 2021), (Bajamundi et al., 2019)

Aufgrund der unterschiedlichen Randbedingungen lassen sich die angegebenen Kosten in der Literatur nur bedingt miteinander vergleichen, da sich die Abscheideprozesse stark unterscheiden (Auswahl des Sorptionsmittels, Energiezufuhr, CAPEX-Annahmen etc.) und außerdem einige Studien die gegenwärtigen, andere hingegen die zukünftigen Abscheidungskosten betrachten. So ermitteln z. B. (Keith et al. , 2018) nicht die Kosten für die derzeitige Pilotanlage, sondern die zukünftigen Kosten für eine im kommerziellen Maßstab laufende absorptionsbasierte DAC-Anlage.

Um die möglichen Kostendegressionen besser einschätzen zu können, wird mittels einer **Sensitivitätsanalyse** für die Niedrigtemperatur-DAC-Anlagen untersucht, welche Parameter den größten Einfluss auf die Abscheidungskosten haben (Abbildung 18). Der Basisfall bildet dabei die Kosten für eine derzeitige Niedrigtemperatur-DAC-Anlage (basierend auf Angaben von Climeworks) ab, bei der die Wärmeversorgung mittels einer Wärmepumpe erzeugt wird. Vom Basisfall ausgehend wird jeder Parameter auf ein extremes Niveau verändert, um den Einfluss auf die Gesamtkosten zu berechnen.

Die folgenden Veränderungen wurden für die jeweiligen Kostenparameter durchgeführt:

1. Betriebsstundenerhöhung auf 8.000 VLH → Reduktion der Abscheidungskosten um –44 %
2. CAPEX –50 % → Reduktion der Abscheidungskosten um –40 %
3. Strompreis –90 % → Reduktion der Abscheidungskosten um –17 %
4. WACC senken auf 3,5 % → Reduktion der Abscheidungskosten um –20 %
5. Strombedarf –50 % → Reduktion der Abscheidungskosten um –10 %

6. Lebensdauer auf 30 Jahre → Reduktion der Abscheidungskosten um –4 %

Abbildung 18 legt dar, dass die Betriebsstunden und die Investitionskosten den größten Einfluss auf die Abscheidungskosten haben. Zusätzlich zeigt Abbildung 18, dass die Investitionskosten (CAPEX) zu zwei Dritteln der größte Kostenfaktor und zu einem Drittel die laufenden Kosten (OPEX) und die Energiekosten sind. Daher ist für die Kostendegression einer DAC-Anlage notwendig, die Investitionskosten zu reduzieren und die DAC-Anlage mit hohen Volllaststunden im Jahr laufen zu lassen.

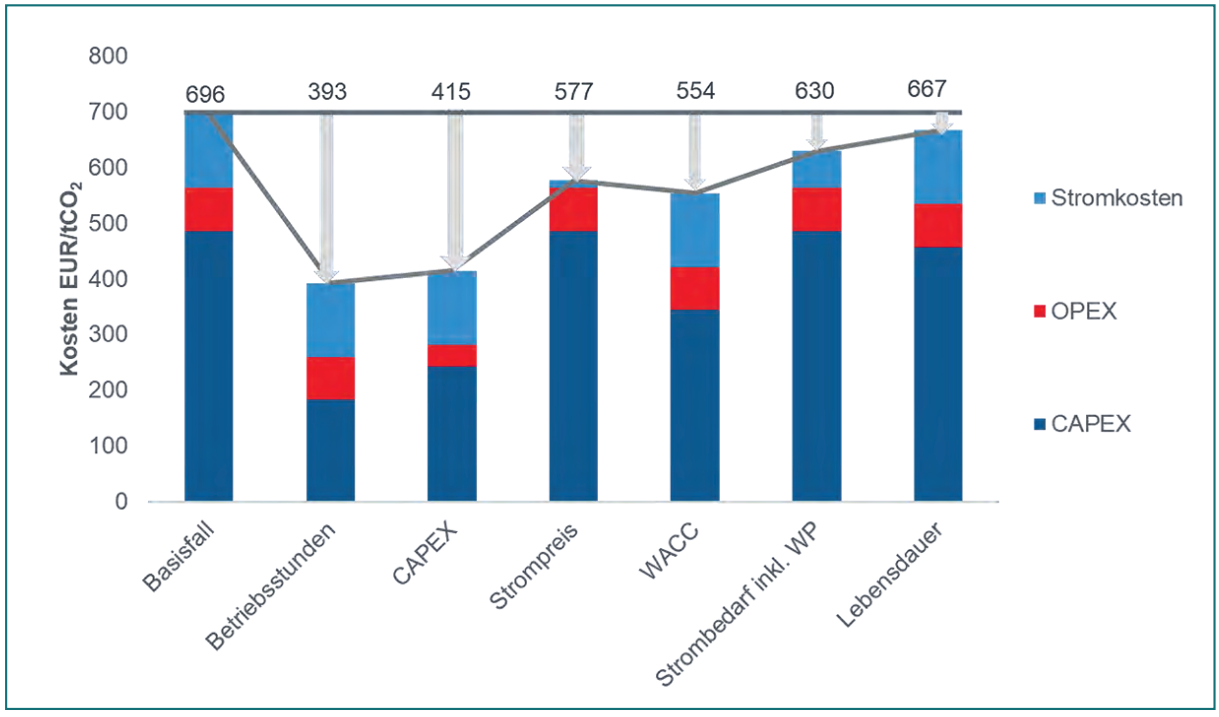


Abbildung 18 Sensitivitätsanalyse Niedrigtemperatur-DAC-Anlage; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021

Basisfall: CAPEX = 1.940 EUR/tCO_2; Strombedarf gesamt inklusive Wärmepumpe = 1.327 kWh; COP = 3; Lebensdauer = 25 Jahre, Betriebsstunden = 3.000 h; Strompreis = 0,10 EUR/kWh_{el}; WACC = 7 %

Die Erhöhung der Betriebsstunden ist davon abhängig, wie die DAC-Anlagen zukünftig ins Energiesystem integriert werden und wie viel erneuerbare Stromkapazitäten für DAC verfügbar sind. Grundsätzlich zeigt Abbildung 18, dass die Abscheidungskosten stark reduziert werden, je höher die Betriebslaufzeiten der DAC-Anlagen sind. Daraus lässt sich schließen, dass die DAC-Anlagen eher für einen Volllastbetrieb ausgelegt sind und damit aus Kostensicht keinen netzdienlichen Betrieb einnehmen sollten.

Die Energiekosten ergeben sich bei Niedrigtemperaturen-DAC-Anlagen durch die Entwicklung des Strombedarfs und des Strompreises. Langfristig kann angenommen werden, dass durch den stetigen Zuwachs der erneuerbaren Energien ins Energiesystem und den stetig sinkenden LCOE für PV und Wind die Energiekosten sinken werden (Nemet, G. et al., 2018).

Gerade bei den Investitionskosten besteht großes Kostendegressionspotenzial. Es können langfristig durch den modularen Aufbau von LT-DAC-Anlagen (z. B. Climeworks) und durch DAC-Anlagen mit größeren Kapazitäten Skaleneffekte aufgrund einer Massenproduktion (automatisierte Fertigung) erreicht werden. Zusätzlich bestehen beim Filtermaterial und beim Sorptionsmittel Effizienzpotenziale (größere Kapazitäten, längere Lebensdauer, geringerer Materialeinsatz). (Breyer et al., 2019), (McQueen, N., et al., 2021) und

(Nemet, G.F., Brandt A.R., 2012) gehen von bis zu 10–20 % technischen Lernkurven aus, die vergleichbar mit denen der PV-Kostenentwicklung sind.

Abscheidungskosten von rund 100 EUR/tCO_2 lassen sich aber mit derzeitigem Kenntnisstand nur durch eine extreme Kostendegression der Investitionskosten erklären. Für die Niedrigtemperatur-DAC-Anlage gehen z. B. (Fasihi et al., 2019) davon aus, dass sich die Abscheidungskosten auf rund 100–150 EUR/tCO_2 reduzieren lassen.[13] Wie diese erreicht werden können, zeigt Abbildung 19. Dabei wird jeder Kostenparameter, wie in Abbildung 18, auf einen Extremwert verändert, um rund 100 EUR/tCO_2 zu erreichen. Die Kostenanalyse zeigt, dass sich die einzelnen Kostenparameter mit extremen Annahmen verändern müssen, um auf sehr geringe Abscheidungskosten von rund 100 EUR/tCO_2 zu kommen.

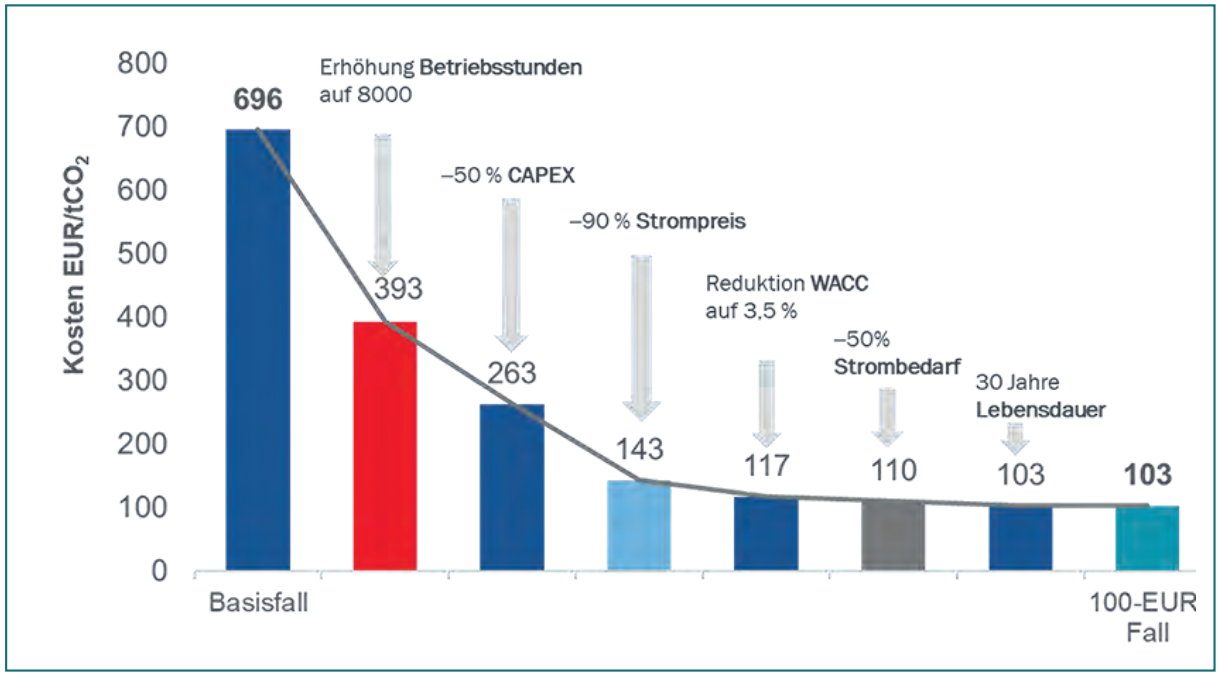


Abbildung 19 Voraussetzungen für Abscheidungskosten von 100 EUR/tCO_2; Quelle: eigene Darstellung 2021 © Prognos AG

Die knapp 700 EUR/tCO_2 im Basisfall sind noch sehr viel höher als der derzeitige CO_2-Preis im EU ETS von rund 50 EUR/tCO_2. In Zukunft ist mit sinkenden DAC-Abscheidungskosten zu rechnen, sodass mittelfristig DAC-Abscheidungskosten von unter 200 EUR/tCO_2 möglich sind und bei einem weiter steigenden CO_2-Preis langfristig die CO_2-Vermeidungskosten erreicht sind und somit im großen Maßstab (rund 1 $MtCO_2$/a/DAC-Anlage) CO_2 direkt aus der Atmosphäre entnommen werden kann (Fasihi et al., 2019).

DACCS im Vergleich zu BECCS

Im Vergleich zur Abscheidung biogener CO_2-Emissionen an Punktquellen sind die DAC-Abscheidungskosten derzeit noch um Faktor 10 höher. DAC-Anlagen weisen aber im Vergleich zu BECCS einige Vorteile auf. DAC-Anlagen sind standortflexibel und benötigen nur den Zugang zu erneuerbaren Energien für den Strom- und Wärmebedarf (adsorptionsbasierte DAC-Anlagen). BECCS-Anlagen haben hingegen einen größeren

[13] In letzter Zeit tauchen immer wieder Meldungen von Unternehmen auf, nach denen die CO_2-Abscheidung direkt aus der Umgebungsluft auch <100 EUR/tCO_2 möglich sei. Es wird aber nicht detailliert dargestellt, wie sich die geringen Kosten ergeben (z. B. (Prometheusfuels, 2021)).

Flächenfußabdruck durch den Anbau der benötigten Biomasse. Tabelle 5 vergleicht Niedrigtemperatur-DAC-Anlagen mit Hochtemperatur-DAC-Anlagen und mit BECCS.

	Einheit	Niedrigtemperatur-DAC-Anlage Climeworks	Niedrigtemperatur-DAC-Anlage Global Thermostat	Hochtemperatur-DAC-Anlage Carbon Engineering	BECCS
Flächenbedarf	$km^2/MtCO_2$	0,1 * 0,4–2 **	0,002–0,05 *	0,0016 ***	424–450
Wasserbedarf	m^3/tCO_2	Wasserproduktion: 0,8–2	Wasserproduktion: 5,125	KOH-Prozess: 4,7 NaOH-Prozess: 8,13	218–450
Energiebedarf Abscheidung aktuell	MWh_{th}/tCO_2 MWh_{el}/tCO_2	2,0 0,66		1,46 0,37	Post-Combustion: 0,7 0,4

Tabelle 5 DAC- Flächen- und Wasserbedarf © Prognos AG 2021

* beinhaltet komplette Anlage inkl. Steuerungstechnik, aber nicht die Fläche für die Energiebereitstellung (90 m^2 für 0,9kt/a); ** inkl. PV-Strom für Wärmepumpen; *** nach Holmes und Keith 2012 antizipierte Werte beziehen sich lediglich auf Packungsmaterialien und eine tatsächliche Anlagengröße wird deutlich unterschätzt ($8 \times 200\ m^2$ für 1 $MtCO_2$)
Quellen: (Climeworks, 2021), (Carbon Engineering, 2021), (Scolow et al., 2011), (Fasihi et al., 2019), (Smith, P. et al., 2015), (Bajamundi et al., 2019), (Creutzig, F. et al., 2019)

Zudem weisen BECCS-Anlagen einen größeren **Wasserfußabdruck** auf, da u. a. für den Anbau von Biomasse in Kurzumtriebsplantagen Wasser benötigt wird. Bei Niedrigtemperatur-DAC-Anlagen steht am Ende des Abscheidungsprozesses sogar beim Prozess anfallendes Wasser zur Verfügung. Dies ist auch ein weiterer Vorteil der Niedrigtemperatur-DAC-Anlagen im Vergleich zu den Hochtemperaturanlagen, da erstere in der angesaugten Umgebungsluft enthaltene Feuchtigkeit nach dem Abscheidungsprozess als Wasser zur Verfügung stellen und nicht wie bei absorptionsbasierten DAC-Anlagen dem Abscheidungsprozess noch zusätzliches Wasser zugeführt werden muss. Die absorptionsbasierte DAC-Anlage von Carbon Engineering verbraucht rund 4.7 m^3 Wasser pro abgeschiedener Tonne CO_2 (Carbon Engineering, 2021), wohingegen die adsorptionsbasierte DAC-Anlage von Climeworks pro abgeschiedener Tonne CO_2 rund 1–2 m^3 Wasser aus der angesaugten Luft produziert (Climeworks, 2021).

Wie im Kapitel zum Kostenbedarf erläutert, kann man von sinkenden Abscheidungskosten für DAC-Anlagen aufgrund von Skaleneffekten etc. ausgehen. Die Abscheidungskosten bei BECCS können hingegen langfristig wieder steigen (siehe Abbildung 20).

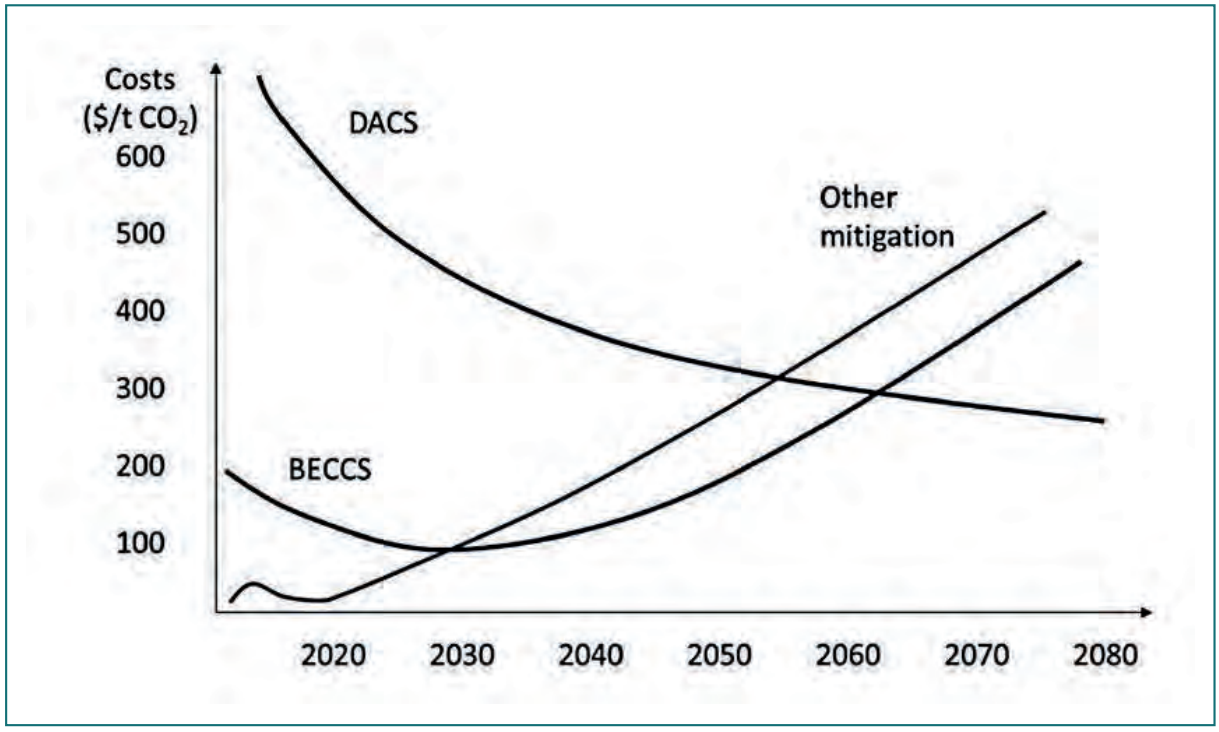


Abbildung 20 Kostenentwicklung DACCS und BECCS; Quelle: (Honegger, M., Reiner, D., 2018) © Prognos AG 2021

Das liegt zum einen daran, dass das nachhaltige Biomassepotenzial begrenzt ist, und zum anderen daran, dass die Biomassenachfrage durch den Dekarbonisierungsdruck aller Sektoren zunehmen wird. Das kann wiederum dazu führen, dass es verstärkt zu Landnutzungskonkurrenzen und zu steigenden Grundstückspreisen kommt und somit zu höheren Preisen für die energetische Biomasse. Langfristig kann die abnehmende CO_2-Speicherkapazität einen Kostendruck sowohl auf DACCS als auch auf BECCS haben, wobei die internationalen Speicherkapazitäten grundsätzlich als sehr hoch angenommen werden (siehe Seite 56).

5. CO_2-Transport

Für den Transport von CO_2 gibt es, analog zu anderen Gastransporten, wie beispielsweise Erdgas, viele Unterschiede bei den Transportparametern. Aufgrund der geringen Dichte von Gasen bei Umgebungstemperatur und -druck werden Gase in der Regel komprimiert und teilweise auch gekühlt transportiert, um das Transportvolumen gering zu halten. Im Phasendiagramm in Abbildung 21 sind die relevanten Parameter für CO_2 dargestellt. Kohlenstoffdioxid ist bei Umgebungsbedingungen gasförmig und hat eine ca. 64 % höhere Dichte als Luft (1,977 kg/m^3 bei 20 °C und 1 bar). Es wird deutlich, dass die Dichte von CO_2 etwa um den Faktor 500 gesteigert werden kann, wenn der Druck erhöht und die Temperatur deutlich abgesenkt wird. Typische Zustände für den Transport liegen zwischen 5 bis 200 bar und –55 bis +30 °C, sodass CO_2 üblicherweise flüssig oder als überkritisches Fluid transportiert wird (Coquelet, et al., 2017).

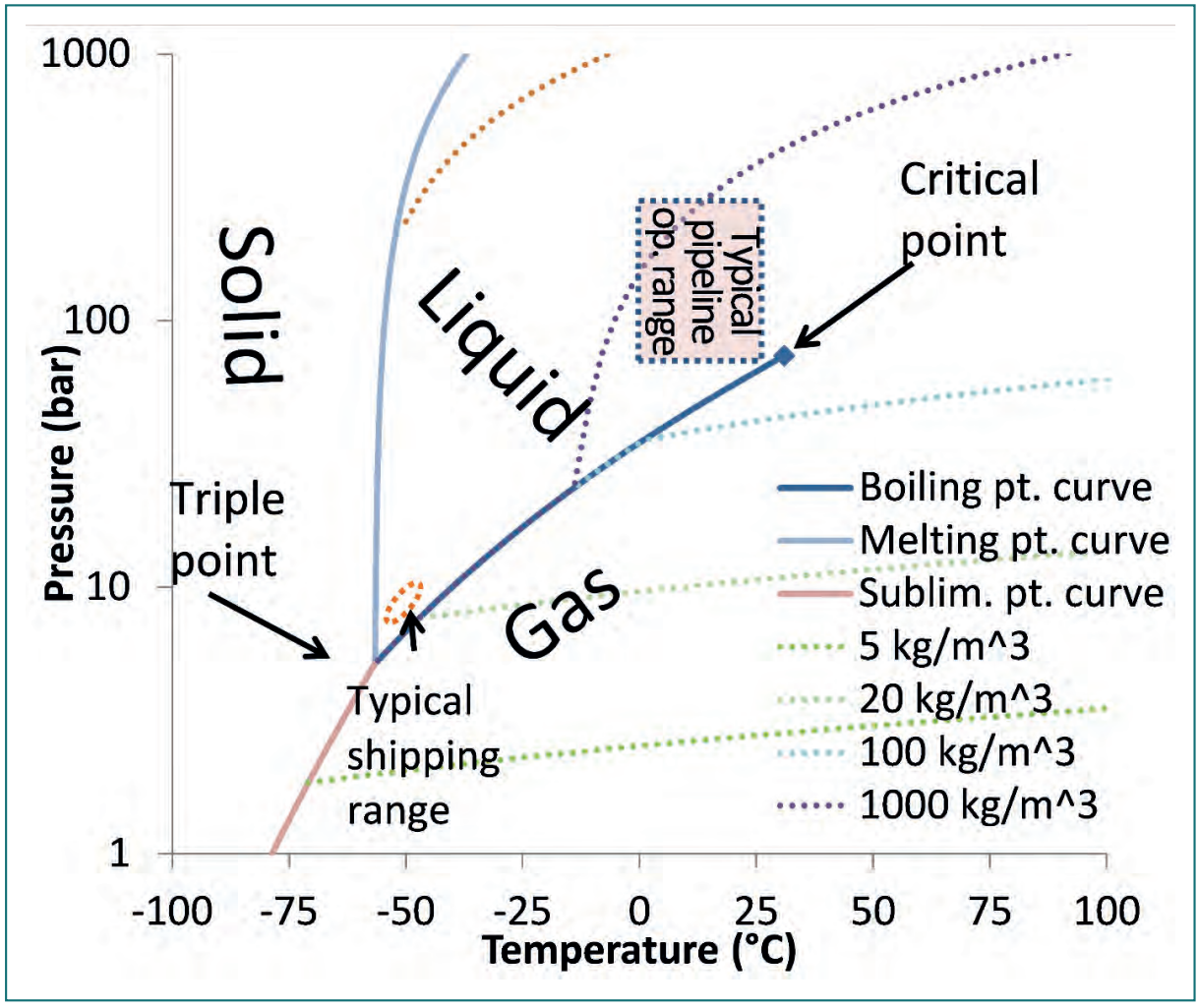


Abbildung 21 Phasendiagramm von reinem CO_2 mit Dichteangaben und Bereichen für Pipeline- und Schiffstransport; Quelle: (Løvseth, 2021)

© Prognos AG 2021

Transportoptionen

Als Transportoptionen kommen Lkw, Zug, Schiff und Pipeline infrage. Lkw und Zug sind nur für geringe Mengen und Distanzen geeignet, während Schiff und Pipeline auch für größere Mengen und Distanzen

geeignet sind. Abbildung 22 zeigt die sogenannte Dampfdruckkurve für reines CO_2, also die Zustände (Druck und Temperatur), an denen CO_2 sowohl flüssig als auch gasförmig vorliegen kann. Wird der dargestellte Dampfdruck über- bzw. die zugehörige Dampfdrucktemperatur unterschritten, so liegt CO_2 in flüssiger Form vor und die Dichte nimmt je nach Zustandspunkt um einen Faktor von bis zu 84 gegenüber dem gasförmigen Zustand zu.

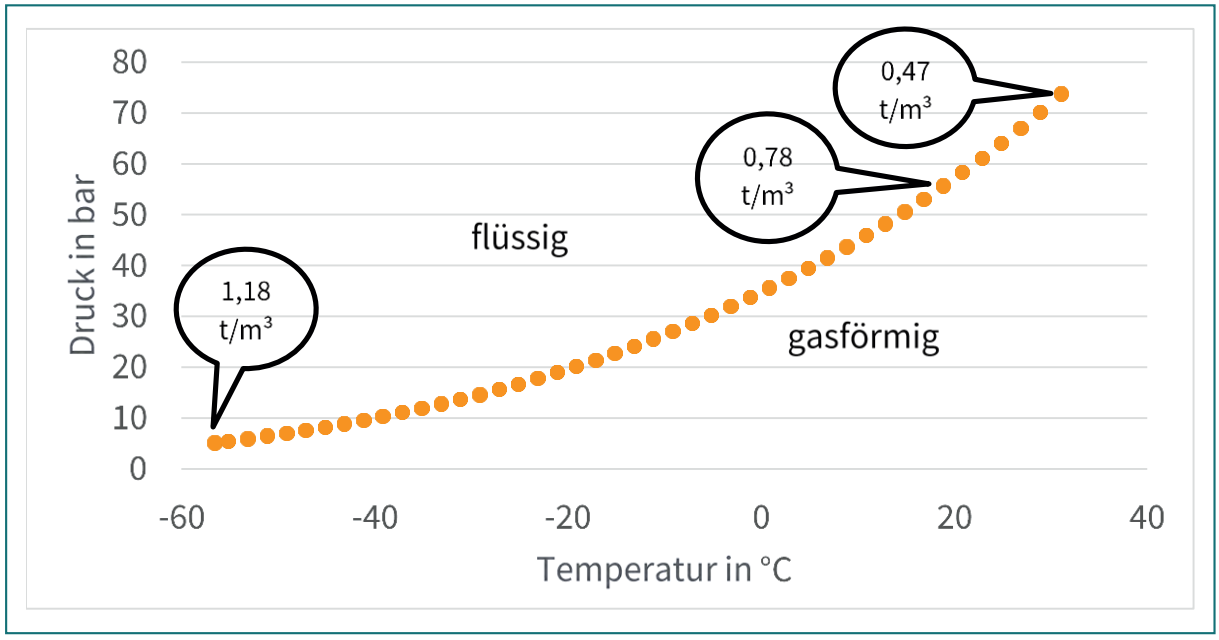


Abbildung 22 Dampfdruckkurve von reinem CO_2 © Prognos AG
2021
Quelle: Abbildung Prognos auf Basis von Daten aus (Babel, 2021)

In der Abbildung werden mögliche Dichten in Tonnen pro Kubikmeter von flüssigem CO_2 zwischen 0,47 t/m³ (bei 31 °C und 74 bar) und 1,18 t/m³ (bei –57 °C und 5 bar) markiert.

Der mittlere Wert verdeutlicht: Bei einer Umgebungstemperatur von 20 °C muss ein Druck von über 57,3 bar sichergestellt sein, damit CO_2 flüssig mit einer Dichte von 0,78 t/m³ vorliegt. Wird dieser Druck bei 20 °C unterschritten, verdampft das CO_2 und vervielfacht dabei sein Volumen. Der CO_2-Transport muss darum in jedem Falle so ausgelegt sein, dass es nicht zu einem Phasenwechsel kommt. Für alle Transportmodi müssen Pufferkapazitäten am Be- und Entladeort als Infrastruktur entsprechend mitgedacht werden.

Lkw

Die Transportkapazität eines Lkw liegt in der Größenordnung von maximal 25 t CO_2 je nach Form und Auslegung des Flüssigtanks[14].

Zug

Unter der Annahme von 35 Güterwaggons[15] erreicht die Transportkapazität eines Güterzuges beladen mit je zwei 25-m³-Tankcontainern pro Waggon mit einer maximalen Ladung von je 15 t[16] eine Größenordnung von ca. 1.050 t CO_2 pro Güterzug. Das entspricht 42 Lkw.

[14] Orientierungswert in Anlehnung an LPG-Sattelauflieger auf 3 Achsen (http://www.kadatec.cz/wp-content/uploads/2017/11/LPG_Tankwagen.pdf).
[15] Für den europäischen Vergleich eine eher optimistische Zuglänge (https://www.allianz-pro-schiene.de/themen/aktuell/740-meter-gueterzug/).
[16] Wert in Anlehnung an LPG ISO Tankcontainer KC2434/20 (http://www.kadatec.cz/wp-content/uploads/2017/11/LPG_Tankwagen.pdf).

Schiff

Bei CO_2-Transportschiffen liegt die Kapazität bis zu 50-mal höher als beim Zug. Hier werden bis zu 50 kt CO_2 erreicht (Zero emissions platform, 2021). CO_2-Transportschiffe sind vergleichbar mit LPG-Transportschiffen, von denen über 300 weltweit im Einsatz sind und über 20 Jahre Erfahrungswerte zum Transport vorliegen. Der Transport erfolgt hierbei üblicherweise in gekühlten Drucktanks (–30 bis –50 °C) mit einem Druck von 7 bis 20 bar. Eine Umwidmung heutiger LPG-Transporter auf den CO_2-Transport ist technisch möglich (Zero emissions platform, 2021).

Pipeline

Beim Pipelinetransport von CO_2 liegen Erfahrungswerte aus ca. 8.000 km CO_2-Pipeline mit einer Kapazität von 70 Mio tCO_2/a in EOR-Anwendungen in Nordamerika vor. Darüber hinaus ist der Gastransport in großen Mengen im Erdgasbereich seit Jahrzehnten etabliert. Ein zentraler Unterschied zum Erdgastransport besteht beim CO_2-Transport zu einer CO_2-Endlagerstätte darin, dass sich im Laufe der Zeit die Prozessparameter des Speicherfeldes ändern: Durch einen Druckaufbau im Speicher aufgrund des eingelagerten CO_2 über die Zeit kann der erforderliche Druck der Einspeicherung und damit die Anforderungen an die Technik (Kompressoren, Leitungen etc.) steigen. Das Ausmaß dieses Effekts hängt vom jeweiligen Reservoir und von der eingespeicherten Menge an CO_2 ab (Chadwick, et al., 2008). Auch der Pipelinetransport erfolgt flüssig bzw. überkritisch bei Drücken zwischen 100 und 200 bar. Eine Umwidmung von Öl- und Erdgaspipelines für CO_2 ist grundsätzlich möglich und führt zu deutlichen Kosteneinsparungen gegenüber dem Neubau (IEA, Special Report on Carbon Capture Utilization and Storage, 2020).

Energiebedarfsanalyse

Die Kompression von CO_2 auf den Transport- oder Endlagerzustand ist ein aufwendiger Prozess mit hohem Anlagen- und Energiebedarf. Es werden mehrstufige Verdichter (z. B. 4 bis 10 Stufen) mit Zwischenkühlung benötigt oder gekühlte Verdichter in Verbindung mit Pumpen für die Druckerhöhung der flüssigen Phase (Coquelet, et al., 2017). Die Zwischenkühlung ist erforderlich, um den Energiebedarf insgesamt zu senken, weil sich das Gas bei der Verdichtung stark erwärmt. Der Energiebedarf der CO_2-Verdichtung liegt in der Größenordnung von 70 bis 125 kWh/t CO_2 (Fischedick, Görner, & Thomeczek, 2015). Er ist abhängig von:

- Eintrittsdruck und Temperatur
- Speichertemperatur und Speicherdruck
- Anzahl der Zwischenkühlungen
- Gasreinheit und Beimischungen

Die Gasreinheit ist ein zentraler Punkt, denn die Eigenschaften von reinem CO_2 können sich von einem Gasgemisch aus CO_2 und einem geringen Anteil von Verunreinigungen deutlich unterscheiden. Die zusätzliche Gaskomponente muss außerdem gefördert und verdichtet werden, sodass der spezifische Energiebedarf für die Verdichtung gegenüber der Verdichtung von reinem CO_2 steigt. Abbildung 23 stellt den erhöhten Leistungsbedarf für die Kompression von reinem CO_2 gegenüber einer Verunreinigung mit 10 mol.% Stickstoff (N_2) dar und zeigt, dass 13,7 % mehr Leistung benötigt werden (Fischedick, Görner, & Thomeczek, 2015).

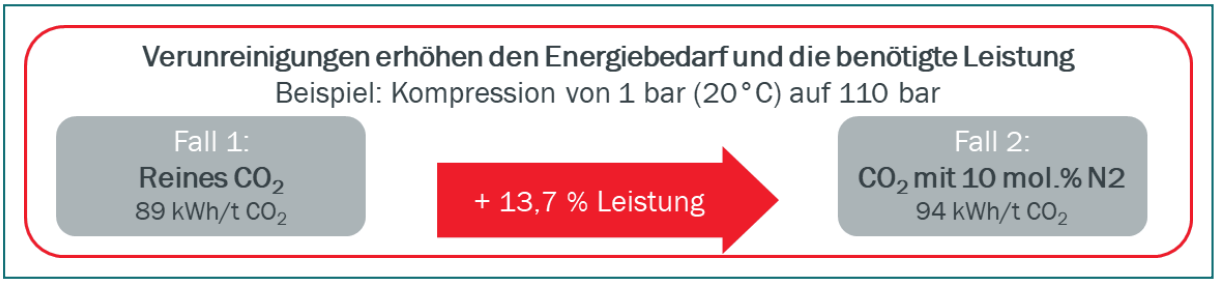


Abbildung 23 Einfluss von Verunreinigungen auf den Leistungsbedarf der CO_2-Kompression © Prognos AG 2021
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (Fischedick, Görner, & Thomeczek, 2015)

Transport- und Speichervolumen sind durch Verunreinigungen ebenso betroffen, weshalb eine möglichst hohe Reinheit des CO_2 sichergestellt werden muss.

Kostenanalyse

Bei den Kosten zeigen sich bei den einzelnen Transportmodi unterschiedliche Tendenzen. Bei Lkw- und Zugtransporten spielt die Kapazität eine untergeordnete Rolle, da die Lkw oder Waggons ein vergleichsweise geringes Volumen haben und nicht zwischen voller und nicht voller Auslastung unterschieden werden muss.

Bei Pipelinetransport zeigt sich vor allem, dass sich die Wirtschaftlichkeit bei hoher Kapazität verbessert und die Kosten pro Tonnenkilometer sinken. Onshore-Pipelinetransport ist jeweils etwas günstiger als bei einer Offshore-Pipeline, da der Ausbau der Leitungen und der Kompressionsstufen an Land deutlich einfacher umzusetzen ist. Beim Schiffstransport ist insbesondere die Distanz entscheidend für die Wirtschaftlichkeit, wobei lange Strecken zu deutlich niedrigeren Tonnenkilometerkosten führen (Abbildung 24).

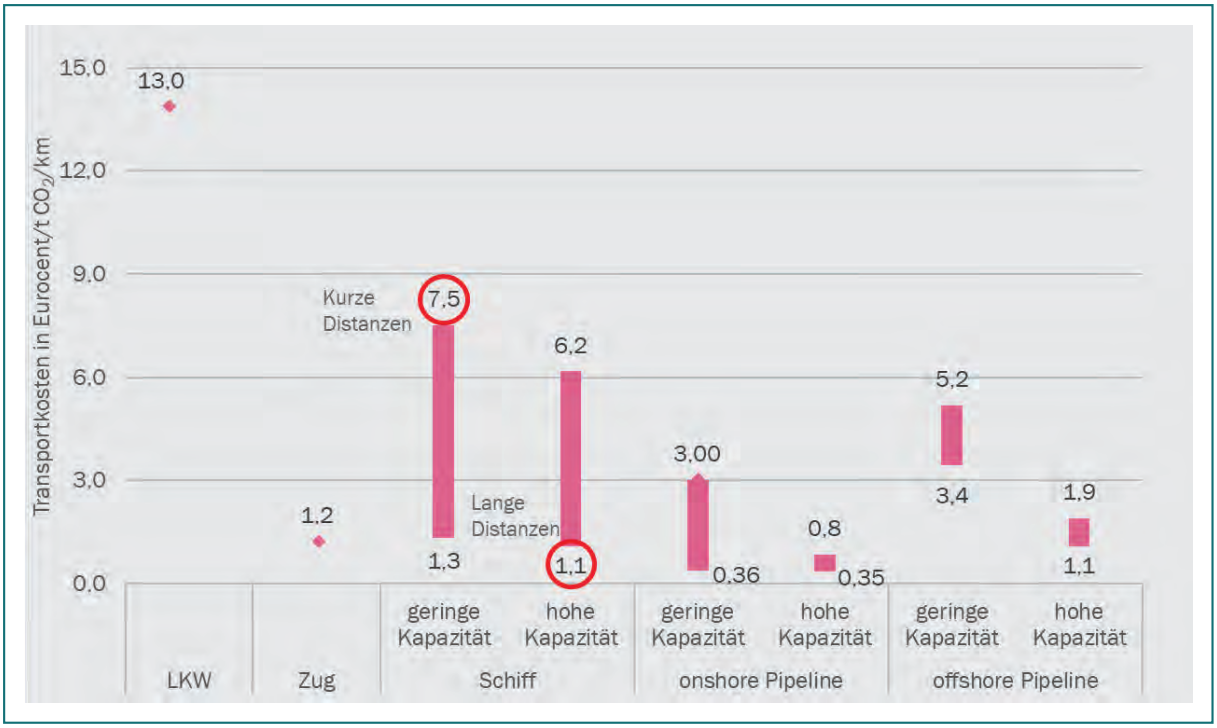


Abbildung 24 CO_2-Transportkosten nach Transportmodi mit Bandbreiten nach Distanzen © Prognos AG 2021
geringe Kapazität = 2,5 MtCO_2 und hohe Kapazität = 20 MtCO_2; geringe Distanz = 180 km und lange Distanz = 1.500 km;
Quellen: (Freitas, R.A., 2015), (Zero emissions platform, 2011), (IPCC, 2005), (Gao, L. et al., 2011), (Aspelund, A. et al., 2006)

Die unterschiedlichen Transportmodi haben jeweils ihre Vor- und Nachteile und es sind unter bestimmten Rahmenbedingungen Kombinationen der Transportarten in der Transportkette vorstellbar. Ein Transport mit Lkw und Zug bietet kurzfristig die einfachste Möglichkeit, CO_2 zu transportieren, da wenig Infrastruktur aufgebaut werden muss und geringe Mengen, wie sie beispielsweise bei Pilotanlagen anfallen, flexibel transportiert werden können. Bei größeren Mengen an CO_2 sind beim Lkw-Transport die Kosten pro Tonnenkilometer sehr hoch. Beim Transport per Zug ist die Auslastung des Schienennetzes ein limitierender Faktor. Dies gilt insbesondere in einem klimaneutralen Szenario mit der entsprechenden Dekarbonisierung des Verkehrs mit ausgebautem ÖV bei einer gleichzeitigen Verlagerung von Gütertransport von der Straße auf die Schiene. Pipeline und Schiffstransport sind besonders über lange Distanzen und bei großen Transportmengen mit entsprechend hohen Auslastungen wirtschaftlich, haben aber auch höhere Infrastrukturanforderungen. Wenn die Standorte für die Abscheidung entsprechend angeschlossen werden, kann langfristig eine europäische CO_2-Infrastruktur aufgebaut werden, in der die Standorte mit Pipelines oder über die Wasserstraßen international angebunden sind.

6. CO_2-Nutzung

CO_2-Nutzung (CCU) ist eine Alternative zur langfristigen Speicherung, bei der das CO_2 auf unterschiedliche Arten genutzt werden kann. Hierbei geht es um den expliziten Einsatz von abgeschiedenem bzw. höher als in der Atmosphäre konzentriertem CO_2. Das genutzte CO_2 kann direkt eingesetzt, als Kohlenstoffquelle genutzt werden oder als Basis für beschleunigten Pflanzen- und Organismenwachstum dienen. Idealerweise kann durch die Nutzung von CO_2 mittels CCU der Bedarf an fossilem Kohlenstoff in den entsprechenden Anwendungsbereichen gesenkt werden.

Arten der CO_2-Nutzung

Das CO_2-Molekül hat einen vielfältigen Nutzen in einem breiten Spektrum von Anwendungen. Wie in Abbildung 25 dargestellt lässt sich die Nutzung den vier Kategorien physikalische, chemische, biotechnologische und biologische Anwendung zuordnen.

Abbildung 25 Arten der CO_2-Nutzung
Quelle: eigene Abbildung in Anlehnung an (DECHEMA, 2017)

© Prognos AG 2021

Physikalische Nutzung ist in der Regel die direkte Verwendung des CO_2-Moleküls, beispielsweise als Inertgas, Reinigungs-, Lösch-, Kältemittel oder Trockeneis etc. Das CO_2 wird in diesen Anwendungsfällen häufig direkt wieder emittiert, z. B. das verdampfende Trockeneis während einer Oberflächenbehandlung oder das sich verflüchtigende CO_2 nach einem Löschvorgang. Ein Senkenpotenzial für CO_2 bieten diese Nutzungen darum nicht.

Chemische Nutzung umfasst alle Vorgänge, bei denen CO_2 in andere Stoffe umgesetzt oder eingeschlossen wird. Hierzu zählen zahlreiche chemische Grundprodukte, Spezialchemikalien, Kunst-, Kraftstoffe und auch mineralische Baumaterialien.

Biotechnologische Nutzung bedeutet, dass CO_2 mithilfe von Mikroorganismen in Biomasse oder Wertstoffe umgesetzt wird.

Biologische Nutzung umfasst den gesamten Prozess der natürlichen Photosynthese und Pflanzen- bzw. Algenwachstum, welches in einer Atmosphäre mit erhöhter CO_2-Konzentration beschleunigt abläuft.

Ein CO_2-Senkenpotenzial in der chemischen, biotechnologischen oder biologischen Nutzung kann erst dann entstehen, wenn biogener oder atmosphärischer Kohlenstoff durch diese Nutzung nicht in die Atmosphäre zurückgelangt, also eine dauerhafte Entnahme aus dem atmosphärischen CO_2-Pool erfolgt.

Vertiefung chemische CO_2-Nutzung

Die Nutzung von CO_2 in der Chemie ist sehr vielfältig, wie Abbildung 26 darstellt. Zu den kommerziell verfügbaren Anwendungen zählen

- Harnstoffherstellung als Ausgangsbasis für Produkte wie Düngemittel oder Kunstharze,
- Polycarbonatherstellung für Verpackungen,
- Salizylsäuresynthese für pharmazeutische Anwendungen wie Aspirin und
- die zyklischen Carbonate für vielfältige Zwischen- und Folgeprodukte (z. B. Lösungsmittel, Elektrolyte für Batterietechnik oder Polymersynthese).

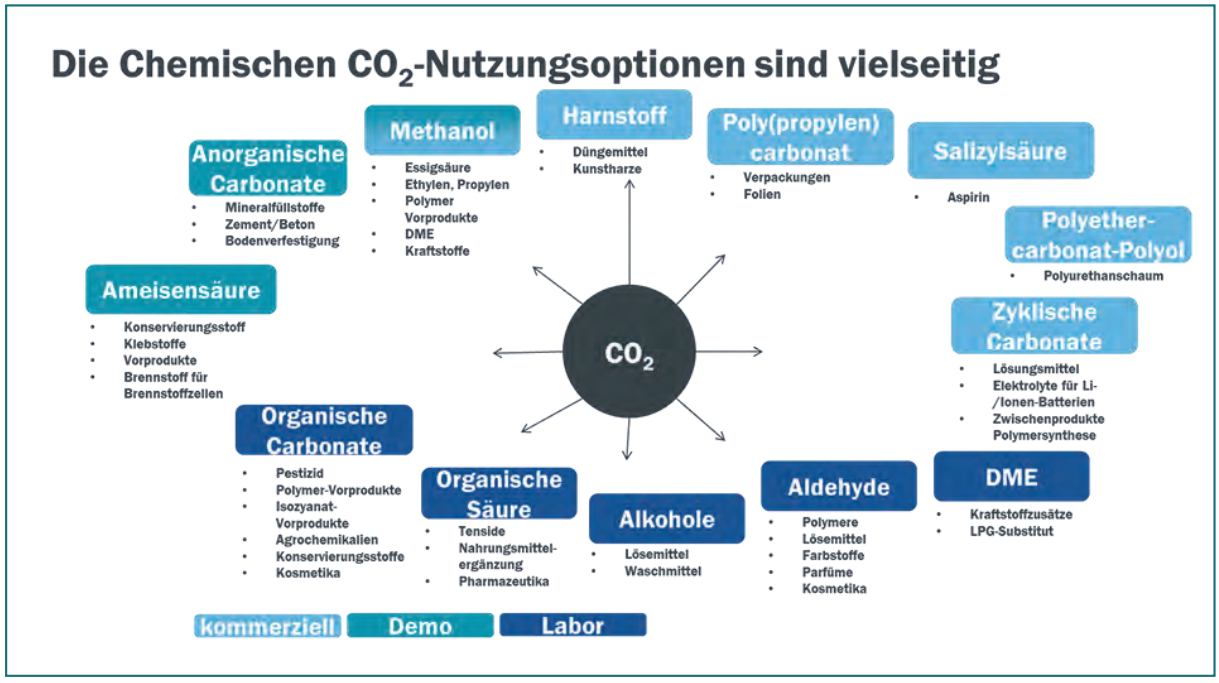


Abbildung 26 Pfade der chemischen CO_2-Nutzung
Quelle: eigene Abbildung auf Basis von (DECHEMA, 2017)

© Prognos AG 2021

Eine Vielzahl weiterer Anwendungen wird erforscht und weiterentwickelt und ist als Demonstrations- oder Laboranwendung verfügbar. Dazu zählt ein Teil der heute auf Rohöl basierenden organischen Chemie wie organische Säuren, Alkohole, Aldehyde und organische Carbonate, aber auch anorganische Carbonate und potenzielle Energieträger (Methanol, Dimethylether DME etc.) (DECHEMA, 2017).

Die zentrale Herausforderung jeglicher auf CO_2 basierender Anwendung ist die Frage der Energiequelle für den Prozess. Dies ist relevant, da CO_2 äußerst reaktionsträge und energiearm ist, wie Abbildung 27 im

Vergleich mit anderen Molekülen, Energieträgern und chemischen Produkten darstellt. Sämtliche Ausgangsstoffe der heutigen Chemie wie Erdöl oder Erdgas und ihre Zwischen- und Endprodukte wie Ethen, Methanol oder die Kunststoffe Polypropylen etc. zeichnen sich durch eine hohe Reaktionsfähigkeit und einen hohen Energiegehalt aus. CO_2 steht im völligen Gegensatz dazu, denn es ist das Endprodukt der Kohlenstoffoxidation und darum weder reaktionsfreudig noch hat es einen hohen Energiegehalt.

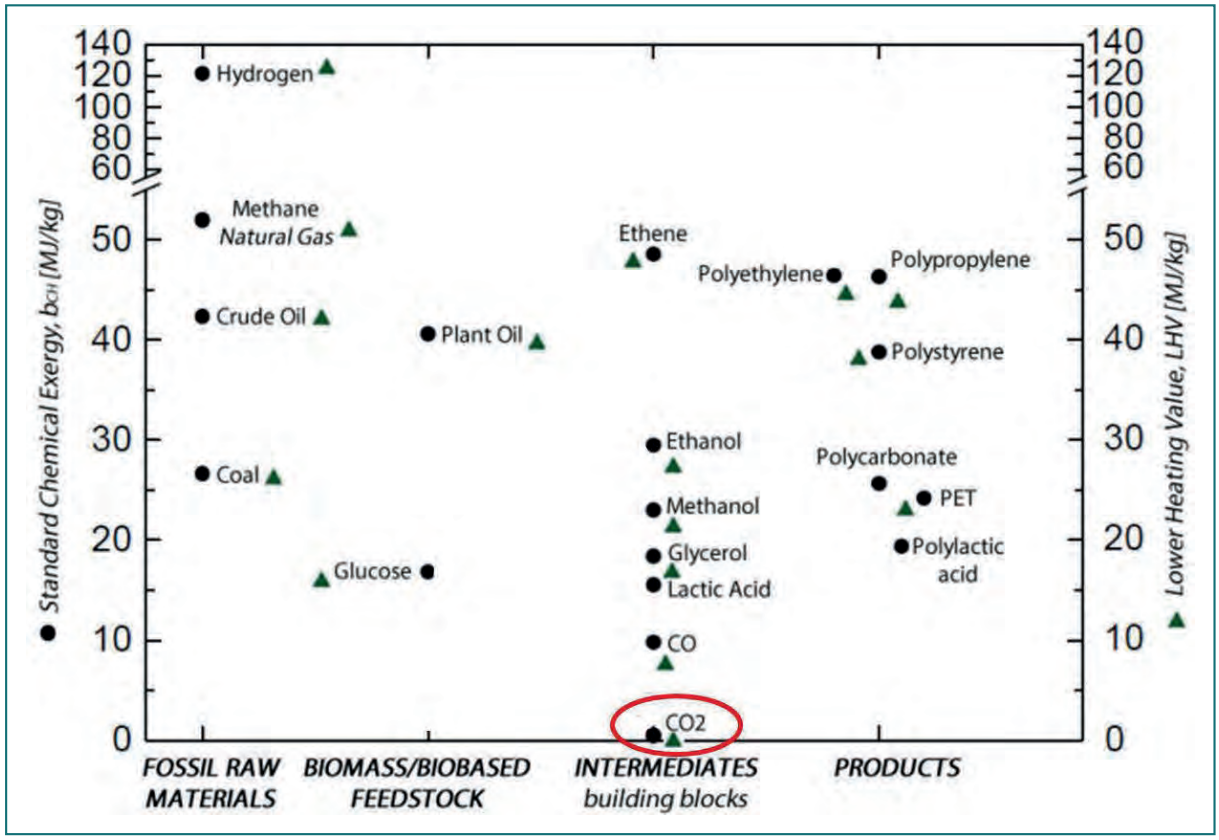


Abbildung 27 Exergie und Heizwert (engl. Lower Heating Value LHV) verschiedener Energieträger, Produkte und Moleküle im Vergleich; Quelle: (Silva Ortiz, Maciel Filho, & Posada, 2019) © Prognos AG 2021

Kategorien der chemischen CO_2-Nutzung

Es können drei grundlegende Kategorien der chemischen CO_2-Nutzung unterschieden werden, die in Abbildung 28 dargestellt sind.

- Carbonatisierung: das CO_2-Molekül wird komplett an ein anderes Molekül „addiert“, während die Oxidationsstufe erhalten bleibt. Es besteht der geringste Energieaufwand, jedoch sind die Anwendungsfälle selten.
- Carboxylierung mit organischen Substraten: Es wird eine C-C-Bindung gebildet und die Oxidationsstufe wird reduziert, weshalb der Energieaufwand gegenüber der Carbonatisierung erhöht ist.
- Hydrierung: C-C- und C-H-Bindungen werden aufgebaut. Dies geschieht mithilfe von Katalysatoren und benötigt sehr viel Energie (vgl. nachfolgenden Abschnitt). Ergebnis der Hydrierung sind Kohlenwasserstoffe, die eine breite und vielfältige Anwendung haben.

Für die zukünftige CO_2-Nutzung werden neue Stoffe interessant, in denen das CO_2-Molekül möglichst direkt genutzt werden kann, z. B. im Fall von Polypropylencarbonat (Deutsche Welle, 2021), einem biologisch abbaubaren Kunststoff (Sigma-Aldrich, 2021) oder Polylactid.

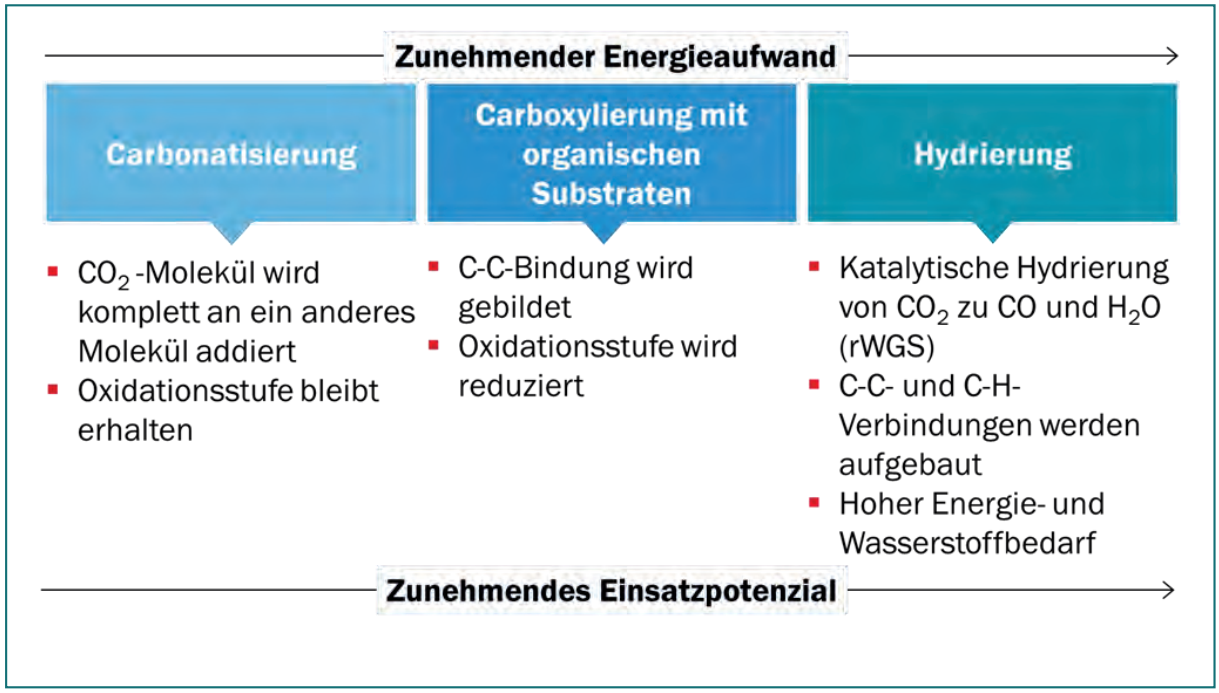


Abbildung 28 Kategorien der chemischen CO_2-Nutzung
Quelle: eigene Abbildung auf Basis von (Aresta, Karimi, & Kawi, 2020)

© Prognos AG 2021

Eine Chemie auf CO_2-Basis ist aus energetischer Sicht für viele der angesprochenen Pfade eine „Umkehrung" der heutigen Chemie und damit sehr aufwendig. Besonders deutlich wird das am nachfolgenden Beispiel der Kohlenwasserstoffe und Energieträger auf CO_2-Basis.

Kohlenwasserstoffe auf CO_2-Basis

Als mögliche Energieträger auf CO_2-Basis werden im Allgemeinen Kohlenwasserstoffpfade diskutiert, die eine Umkehrung der heutigen fossilen Pfade, im Wesentlichen der Nutzung von Erdöl und seinen Folgeprodukten sowie von Erdgas, bedeuten. Es geht dabei um den Aufbau von Kohlenwasserstoffen auf Basis katalytischer Hydrierung von CO_2 mit Wasserstoff. Der Wasserstoff muss hierbei aus erneuerbaren Energien gewonnen werden, um THG-neutrale Produkte zu ermöglichen. Folgende Synthesen spielen in der aktuellen Diskussion eine zentrale Rolle:

- Fischer-Tropsch-Synthese
- Methanolsynthese
- Methanisierung

Das Kohlenstoffdioxid dient dabei als Quelle für den elementaren Kohlenstoff, neben dem Wasserstoff der zentrale Baustein für die Kohlenwasserstoffe. Der Kohlenstoff macht einen Großteil der Masse des Energieträgers aus, je nach Produkt beträgt der Massenanteil 38 % (Methanol), 75 % (Methan) oder ca. 85 % (Fischer-Tropsch-Kraftstoffe). Der energetische Input in die Synthese dieser CO_2-basierten Energieträger muss durch Wasserstoff bereitgestellt werden. Tabelle 6 stellt die drei Pfade vergleichend gegenüber.

Die **Fischer-Tropsch-Synthese**, entwickelt in den 1920er-Jahren als Verfahren zur Kohleverflüssigung, ist ein Verfahren zur Umsetzung von Synthesegas in ein Spektrum aus kurz- bis langkettigen Kohlenwasserstoffen („FT-Syncrude"). Die Kohlenstoffquelle im Synthesegas kann beliebiger Herkunft sein. Heute ist sie noch überwiegend fossil, vorrangig auf Basis von Kohle[17] und Erdgas[18]. Die weltweite Kapazität für Fischer-Tropsch-Synthesen liegt unter 1 % der weltweiten jährlichen Ölnachfrage[19]. Die Verteilung der kurz- bis langkettigen Kohlenwasserstoffe (gasförmig bis fest) kann je nach Temperatur- und Druckniveau sowie Katalysator in Bandbreiten justiert werden. Es sind weitere Schritte (Upgrading) für eine Veredelung des Produktes zu Kraftstoffen wie Kerosin nötig. Die langkettigen Wachse sind für die chemische Industrie (Kosmetika etc.) interessant. Perspektivisch kann die Fischer-Tropsch-Synthese für die Produktion von Energieträgern (z. B. Kerosin) und Ausgangsstoffen für die Chemieindustrie („grünes Naphtha", „grüne Basischemikalien") auf Basis von erneuerbarem CO_2 eingesetzt werden (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020).

Die **Methanolsynthese** ist ein Verfahren, das heute ebenfalls großtechnisch im Einsatz ist, allerdings noch nicht auf CO_2-Basis. Da die Synthese von Methanol einen unter den Kohlenwasserstoffsynthesen vergleichbar hohen Wirkungsgrad aufweist, könnte Methanol eine zunehmende Rolle als „grüner Energieträger" der Zukunft spielen. Verfahren zur Methanol-basierten Herstellung von Olefinen[20] (Methanol-to-Olefine) oder Aromaten[21] (Methanol-to-Aromate) können einen CO_2-neutralen Ersatz für die heute überwiegende Erdöl-Steamcrackerroute bieten (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020).

Die **Methanisierung**, also die chemische Reaktion von Kohlenstoffdioxid zu Methan (Sabatier-Prozess), ist die chemische Umsetzung von einem CO_2-Molekül mit vier Wasserstoffmolekülen zu einem Methan- und zwei Wassermolekülen. Wegen des ca. 30-fach höheren Treibhausgaspotenzials (GWP100) von Methan gegenüber CO_2 stellt sich die Frage, ob der Einsatz synthetischen Methans überhaupt eine große Perspektive in einer klimaneutralen Welt hat. Denn die Herausforderungen, direkte Methanemissionen (Methanschlupf) in Transport und Nutzung zu minimieren, bestehen bei synthetischem Methan genauso wie bei fossilem. Darüber hinaus ist die Diskussion über den umgekehrten Prozess, also die Gewinnung von Wasserstoff (H_2) aus Methan (CH_4) mittels Dampfreformierung + CCS oder Pyrolyse + CCS, aktuell viel größer.

Alle Kohlenwasserstoffsynthesen liegen in ihrem Gesamtwirkungsgrad[22] deutlich unter 50 Prozent. Die direkte Verwendung von erneuerbarem Strom oder Wasserstoff hat darum, gegenüber dem „Umweg" der Kohlenwasserstoffsynthese, deutliche Vorteile. In den Bereichen, in denen es ohne einen Kohlenwasserstoff nicht geht, wie z. B. der stofflichen Nutzung, bieten sie das Potenzial einer zukünftigen CO_2-Kreislaufnutzung.

[17] Sasol betreibt die weltgrößte Kohleverflüssigungsanlage „Secunda CtL" in Südafrika mit einer Kapazität von rund 8,8 Mio. t/a flüssiger Energieträger. Das entspricht rund einem Drittel des südafrikanischen Bedarfes flüssiger Energieträger (28,8 Mio. t/a in 2017 (BP, 2018)).
[18] Qatar Petroleum und Shell betreiben die weltgrößte GtL-Anlage „Pearl GtL" in Katar mit einer Kapazität von rund 6,4 Mio. t/a flüssiger Energieträger.
[19] 40 Mio. t/a FTS-Kapazität in 2011 (Jess & Waserscheid, 2013), Weltölnachfrage in 2017 4.622 Mio. t/a (BP, 2018)).
[20] Olefine: Oberbegriff für alle acyclischen und cyclischen Kohlenwasserstoffe, z. B. Ethylen, Propylen und Butadien.
[21] Aromaten: Cyclische Kohlenwasserstoffmoleküle mit mindestens einem Kohlenstoffring.
[22] Verhältnis aus Produktheizwert zu Stromeinsatz, inklusive Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung

Prozess	Produkt		Heizwert	Kohlenstoffgehalt		Energiebedarf	Wirkungs-grad	CO_2-Bedarf
			kWh/kg	Kg C/kg	Kg C/MWh Heizwert	kWh/kg		Kg CO_2/kWh Heizwert
Fischer-Tropsch-Synthese	Fischer-Tropsch-Syncrude	C_xH_y	11.33	ca. 0.85	75	26.7	42 %	0.27
Methanolsynthese	Methanol	CH_3OH	6.29	0.38	60	13.2	48 %	0.22
Methanisierung	Methan	CH_4	13.89	0.75	54	30.6	45 %	0.2

Tabelle 6 Gegenüberstellung der Pfade CO_2-basierter Energieträger © Prognos AG 2021
Quelle: (VCI, Chemiewirtschaft in Zahlen, 2021)

Chemie auf CO_2-Basis

Der Übergang zwischen den CO_2-basierten Energieträgern und CO_2-basierten Chemikalien als Grundlage für stoffliche Anwendungen ist fließend. Kohlenwasserstoffe zeichnen sich dadurch aus, dass sie eine Art Baukasten für verschiedenste Substanzen mit vielseitigen Eigenschaften und Anwendungen sind. Alle Kohlenwasserstoffe haben einen hohen Energiegehalt, können also neben der stofflichen Nutzung immer auch als Energieträger interessant sein (vgl. Abbildung 27).

Tabelle 7 listet die fünf wichtigsten Basischemikalien auf. Sie werden heute vor allem aus Rohöl auf Basis von Naphtha gewonnen und bestehen überwiegend aus Kohlenstoff zu etwa 86 bis 92 Massenprozent. Sie können aber auch aus alternativen Kohlenstoffquellen hergestellt werden, wie nachwachsender Biomasse oder CO_2-basierten Kohlenwasserstoffen.

Die Basischemikalien bilden die Grundlage für eine weitverzweigte Wertschöpfungskette der chemischen Industrie. **Ethylen** wird überwiegend als Basis für Kunststoffe wie Polyethylen und Polyester verwendet, aber auch als Ausgangsstoff für vielfältige Folgeprodukte oder als Grundlage von Waschmitteln. Ethylen wird sogar in überregionalen Pipelinesystemen transportiert (EPS, 2021). **Propylen** kommt auch überwiegend als Grundlage für Kunststoffe, aber auch als Basis für Textilfasern, Baustoffe (Polyurethan) und Beschichtungen (Lacke) sowie Klebstoffe zum Einsatz. **Butadien** wird überwiegend für die Gummiherstellung (Synthesekautschuk und andere) benötigt. **Benzol** wird als Kraftstoffzusatz (Erhöhung der Klopffestigkeit), aber auch als Grundlage für Polymere und Harze verwendet. **Toluol** ist eine weitere wichtige Grundlage für die Synthese von Folgeprodukten und als Lösungsmittel.

		Heizwert	Kohlenstoffgehalt		Erzeugung Deutschland 2018	Verwendung
		kWh/kg	kg/kg	Kg C/MWh	Mio. t/a	
Ethylen	C_2H_4	14,14	0,86	61	4,5	Basis für Kunststoffe (75 %), Polyethylen, Polyester, Tenside

		Heizwert	Kohlenstoffgehalt		Erzeugung Deutschland 2018	Verwendung
						(Waschmittel), Ethylbenzol (Basis für Polystyrol)
Propylen	C_3H_6	12,3	0,86	70	3,4	Polypropylen (66 %, Kunststoff), Acrylnitril (Basis für Textilfasern), Propylenoxid (Basis für Polyurethan, Lacke und Klebstoffe)
Butadien	C_4H_6	12,3	0,89	72	2,1	Synthesekautschuk (90 %) und andere
Benzol	C_6H_6	11,27	0,92	82	1,5	Kraftstoffzusatz (Klopffestigkeit)
Toluol	C_7H_8	11,37	0,91	80	0,5	TNT, Lösungsmittel, Ausgangschemikalie für Synthesen

Tabelle 7 Die wichtigsten Basischemikalien der organischen Chemie © Prognos AG 2021
Quelle: (VCI, Chemiewirtschaft in Zahlen, 2021)

Theoretisches Potenzial der CO_2-Nutzung in Grundchemikalien

In Deutschland werden derzeit rund 12 Mio t/a der wichtigsten Basischemikalien eingesetzt (VCI, Webseite des VCI - Chemiewirtschaft in Zahlen, 2021). Rund 10,5 Mio. t Kohlenstoff sind damit verbunden. Um diese Menge Kohlenstoff aus CO_2 bereitzustellen, würden 38,4 Mio. t CO_2/a benötigt.

Einordnung

Wenn die Folgeprodukte aus diesen Grundchemikalien, z. B. Kunststoffe oder andere kohlenstoffbasierte stoffliche Produkte, dauerhaft genutzt oder am Ende ihrer Lebensdauer „endgelagert“ werden (evtl. auch wieder in Form von CO_2 nach der Müllverbrennung), wäre eine Senkenwirkung in der Größenordnung von 38 Mio. t/a CO_2 möglich, sofern ausschließlich biogenes oder atmosphärisches CO_2 als Ausgangsstoff eingesetzt wird.

Kunststoffe auf CO_2-Basis

Kunststoffe finden aufgrund ihrer vorteilhaften Eigenschaften (Vielseitigkeit, Formbarkeit, Produktvielfalt, Kosten etc.) breite Verwendung. Heute basieren sie fast ausschließlich auf Erdöl und werden im Wesentlichen aus den vorangehend genannten Basischemikalien hergestellt. Wenn diese Basischemikalien über eine CO_2-basierte Route erzeugt werden, bietet die heutige Bandbreite an Kunststoffen ein mögliches CO_2-Nutzungsfeld. Tabelle 8 listet die häufigsten Kunststoffe auf, wobei es sich im Wesentlichen um fünf verschiedene Kunststoffarten handelt.

Polyethylen basiert auf Ethylen und ist mit über einem Drittel Anteil an der Gesamtkunststoffproduktion der häufigste Kunststoff weltweit. **Polypropylen** basiert auf Propylen und ist der zweithäufigste Kunststoff. **Polyvinylchlorid**, der dritthäufigste Kunststoff, basiert auf Ethylen und Chlor. **Polystyrol**, der vierthäufigste Kunststoff, kommt in unterschiedlichen Ausprägungen (expandiert oder extrudiert) zum Einsatz.

Polyurethane sind Kunststoffe oder Kunstharze, die vielseitig eingesetzt werden können, u. a. als Schaumstoffe, Hartschäume, Dämmstoffe, Klebstoffe oder Lacke.

		Heizwert	Kohlenstoff-gehalt	Verwendung	Beschreibung	Erzeugung
		kWh/kg	kg/kg			Mio. t/a
Polyethylen	C_2H_4	14,14	0,86	häufigster Kunststoff (38 % der Kunststoff-verwendung weltweit)		2,6
Polypropylen		12,3	0,86	zweithäufigster Kunststoff, Maschinen- und Fahrzeugbau, Elektro, Rohrleitungen, Textilien, Verpackung	gute Recyclingeigenschaften, aber geringer Anteil bisher	1,9
Polyvinylchlorid	C_2H_3Cl	12,3	0,38	Fensterprofile, Rohre, Schallplatten, Bodenbeläge etc.	schlechte Recycling-eigenschaften wegen Chloranteil	1,6
Extrudiertes Polystyrol (XPS)	C_8H_8	11,27	0,92	Platz 4 unter den Kunststoffen, Schaumstoffe	Aufschäumen u. a. mit CO_2, ca. 5 % des Kunststoffes in DE	0,5
Expandiertes Polystyrol (EPS)	C_8H_8	11,37	0,92	Styropor	60 % des weltweiten EPS in Bauindustrie	
Polyurethan (PUR)	(–NH–CO–O–)			32 % Gebäudedämmung, 20 % Möbel und Matratzen, 14 % Kfz, 10 % Lacke und Farben	Schaumstoffe, Hartschäume, Dämmstoffe, Klebstoffe, Lacke	1,1

Tabelle 8 Die häufigsten Kunststoffe
Quelle: (VCI, Chemiewirtschaft in Zahlen, 2021)

© Prognos AG 2021

Theoretisches Potenzial der CO_2-Nutzung in Kunststoffen

In Deutschland werden derzeit rund 8 Mio. t/a der wichtigsten Kunststoffe erzeugt (VCI, Webseite des VCI - Chemiewirtschaft in Zahlen, 2021). Rund 5,2 Mio. t Kohlenstoff sind damit verbunden. Um diese Menge Kohlenstoff aus CO_2 bereitzustellen, würden 19 Mio. t CO_2/a benötigt.

Einordnung

Wenn die heute in Deutschland produzierten Kunststoffe dauerhaft genutzt (beispielweise als Konstruktionsmaterial, Dämmstoffe bzw. in einer Kreislaufnutzung) oder am Ende ihrer Lebensdauer „endgelagert" werden, wäre dadurch eine theoretische CO_2-Senkenwirkung in der Größenordnung von 19 Mio. t/a CO_2 möglich, sofern ausschließlich biogenes oder atmosphärisches CO_2 als Ausgangsstoff eingesetzt wird.

Die Nutzung von CO_2 wird in verschiedenen Projekten erforscht. Es überwiegen die Bereiche Chemie und Kunststoffe, Energieträger und Zement sowie künstliche Photosynthese. Nachfolgend werden einige der Projekte bzw. Unternehmen und ihre Projekte stichwortartig aufgelistet.

CO_2-basierte Chemikalien: Carbon2Chem (Hüttengase Stahl), Steelanol (Hüttengase Stahl zu Ethanol), Dream Production (Polyole, PUR), Carbon Clean Solutions (Natriumcarbonat), CO_2 zu Formaldehyd (BASF), Rheticus (Ko-Elektrolyse + Mikroorganismen zu Chemikalien, LanzaTech (Bakterien, Neuseeland)

CO_2-basierte Energieträger: PtL: RWE, PtG Audi, LanzaTech, Carbon Engineering, Global Thermostat, Nordic Blue Crude, Ineratec, Carbon Recycling International (Island, CO_2-Methanol)

CO_2-basierte Kunststoffe: Novomer (Polypropylencarbonat, USA), Carbon4PUR (Hüttengase Stahl zu Kunststoffen)

CO_2-Nutzung in der Zementindustrie: CarbonCure (Nova Scotia, Kanada), Solidia (New Jersey, USA), Blue Planet (Kalifornien, USA), Project CO2MENT (Lafarge Canada, Svante, Total), Neustark (Bern, Schweiz)

Künstliche Photosynthese: Sonnenlicht zu Ameisensäure (Panasonic), Bionisches Blatt + gentech. Opt. Bakterien (Harvard University)

Zement als CO_2-Speicher

Bei der Herstellung von Zementklinker entstehen Prozessemissionen aus der Freisetzung von CO_2 aus Kalk (siehe Seite 19). Umgekehrt kann Zement CO_2 auch wieder einlagern, wobei nicht mehr gespeichert werden kann als bei den Prozessemissionen entstanden ist. Der Aufnahmeprozess von CO_2 läuft automatisch ab, ist aber sehr langsam und geschieht vor allem oberflächennah. Beton, der eine exponierte (nicht versiegelte) Fläche zur Umgebungsluft hat, entzieht der Atmosphäre langsam CO_2, wobei die Menge an CO_2 je nach Schätzung bis zu 43 % der Prozessemissionen betragen kann (Xi, et al., 2016). Dieser Prozess kann beschleunigt werden, indem Altbeton beim Recycling gemahlen wird, um die Oberfläche zu erhöhen und dann in der Atmosphäre zu lagern, um CO_2 aufnehmen zu können (siehe auch Beschleunigte Verwitterung,≠ Seite 53 ff.). Dieser Altbeton kann anschließend als Beigabe in neuem Beton eingesetzt werden (Neustark AG, 2021). Hierbei verbessert sich die CO_2-Bilanz des neuen Betons, allerdings müssen die entstehenden Prozessemissionen (und energetischen Emissionen) abgeschieden und zusätzlich gespeichert werden, bevor von einer geringen Senkenleistung ausgegangen werden kann.

Alternativ kann der Prozess des Aushärtens des Betons (englisch „curing“), welches normalerweise mit Wasser geschieht, unter CO_2-Atmosphäre geschehen. In diesem Fall können größere Anteile der Prozessemissionen wieder in den Beton eingebracht werden (Solidia, 2021), (Svante, Lafarge Canada, Total, 2021). Das Aushärten unter CO_2-Atmosphäre ist eine Nutzung von CO_2 mit langfristiger Speicherung (CCUS), wenn die Betonbauteile lange Zeit in Verwendung bleiben (CarbonCure, 2021). Das genaue Ausmaß der Speicherkapazitäten ist noch im Untersuchungsstadium und nur schwierig abzuschätzen, außerdem gehen mit dem Speicherpotenzial im Beton auch die entsprechenden Prozessemissionen einher. Daher ist allgemein von keiner Senkenleistung durch die Einlagerung von CO_2 in Beton auszugehen. Zusätzlich gilt es zu beachten, dass das Aushärten unter CO_2-Atmosphäre bisher nur für vorgeformte Bauteile möglich ist und der größte Anteil von Beton als vor Ort gemischter Beton vergossen und eingesetzt wird. Hierbei ist das Aushärten unter CO_2-Atmosphäre nicht plausibel möglich.

Zwischenfazit

Die Nutzung von CO_2 kann unter bestimmten Rahmenbedingungen einen wertvollen Beitrag zu einem klimaneutralen Szenario beisteuern. Insbesondere im Vergleich zu einer Referenzentwicklung kann die Wiederverwendung von fossilem CO_2 die Emissionsentwicklung reduzieren. Beim Einsatz von biogenem oder atmosphärischem CO_2 können sogar klimaneutrale Produkte erzeugt werden. Vor allem in Bereichen, die schwierig zu dekarbonisieren sind, wie beispielsweise im Flugverkehr, kann der Einsatz synthetischer Kraftstoffe ein wichtiges Instrument sein.

Insgesamt ist die Nutzung von CO_2 allerdings keine Senke, da für eine Senkenleistung sichergestellt werden muss, dass das CO_2 nicht zurück in die Atmosphäre gelangt. Im Falle von CCU ist daher die Lebensdauer der Produkte relevant. Kurzlebige Produkte wie synthetische Kraftstoffe speichern das CO_2 in der Größenordnung von bis zu wenigen Jahren, bis es wieder in die Atmosphäre emittiert wird. Bei Produkten wie Kunststoffen kann von einer Einlagerung im Rahmen von Jahren bis Jahrzehnte ausgegangen werden. Wenn die Produkte dann nicht vollständig recycelt[23], sondern beispielsweise in einer MVA verbrannt werden,

[23] Im Falle von vollständig geschlossenen Produktrecyclingketten in einer Kreislaufwirtschaft sind die ursprünglich eingelagerten CO_2-Emissionen länger gespeichert. Gleichzeitig fällt die Senkenwirkung in diesem Fall insgesamt niedrig aus, da ab dem funktionierenden Kreislauf kein oder kaum neues CO_2 genutzt wird, weil der Bedarf aus dem Recycling der Produkte gedeckt werden kann.

gelangt das CO_2 wieder in die Atmosphäre. In beiden Fällen wird die Emission verzögert, aber nicht verhindert, weshalb nicht von einer Senkenwirkung gesprochen werden kann.

Bei einer Nutzung von CO_2 mit einer langfristigen Fixierung in Produkten mit einer Lebensdauer in der Größenordnung von Jahrhunderten (CCUS) ist die Verzögerung der Emissionen lang genug, dass für einen Zeitraum bis 2050 von einer Senkenwirkung gesprochen werden kann. Wenn die Emissionen nach Ablauf der Lebensdauer in die Atmosphäre gelangen, muss die entsprechende Menge dann ausgeglichen werden. Sofern bilanziell von negativen Emissionen ab 2050 ausgegangen werden kann, erscheint ein Ausgleich dieser stark verzögerten Emissionen möglich und hilfreich bei der Reduktion bis 2050.

7. CO_2-Speicherung

Neben der kurz- bis mittelfristigen Speicherung durch die Nutzung von CO_2 (CCU) und der langfristigen Speicherung von CO_2 in Produkten (CCUS) ist die dauerhafte Speicherung von CO_2 relevant. Insbesondere bei den Speicherkapazitäten liegt die geologische Speicherung um mehrere Größenordnungen höher als bei der Fixierung durch CCU und CCUS. Insbesondere für die Erzeugung von negativen Emissionen durch BECCS und DACCS ist die geologische Speicherung ein elementarer Bestandteil der CO_2-Kette.

Geologische Speicherungsoptionen

Die geologische Speicherung beschreibt das unterirdische Einlagern von CO_2 in den dafür geeigneten Gesteinsformationen. Das sind vor allem saline Aquifere, erschöpfte Öl- und Gasfelder sowie zu einem geringeren Maße die Mineralisierung in situ, welche im Folgenden näher beschrieben werden.

Saline Aquifere

Saline Aquifere sind wasserführende, poröse Gesteinsschichten (z. B. Sandstein), die nach oben und unten von undurchlässigen Gesteinsschichten (z. B. Schiefer) begrenzt werden. Die begrenzenden Gesteinsschichten müssen ein nach oben und unten geschlossenes Reservoir bilden, um eine dichte Speicherung über lange Zeit gewährleisten zu können. Das komprimierte CO_2 wird dafür in die wasserführende Gesteinsschicht gepresst, in der mehrere Prozesse das CO_2 festsetzen. Nach der Einspeisung bleiben die CO_2-Blasen, die im Wasser nach oben steigen, in den feinporigen Gesteinszwischenräumen hängen. Die poröse Struktur und die undurchlässige Deckschicht verhindern hierbei ein Austreten des CO_2. Über die Zeit löst sich das CO_2 im Wasser als Kohlensäure und das mit CO_2 angereicherte Wasser sinkt aufgrund der höheren Dichte innerhalb der durchlässigen Gesteinsschicht nach unten ab. Die nach unten angrenzende Gesteinsschicht hält das CO_2 im salinen Aquifer und der geringe Auftrieb aufgrund der höheren Dichte verhindert ein Aufsteigen des CO_2. Langfristig reagiert das kohlensäurehaltige Wasser mit dem umliegenden Gestein und formt Minerale, die eine dauerhafte geologische Speicherung gewährleisten (IPCC, 2005). Die passenden Aquifere liegen in der Regel zwischen 800 und 2.500 Meter unterhalb der Oberfläche. Der Umgebungsdruck ab 800 Meter Tiefe ist notwendig, damit das CO_2 vom gasförmigen zum superkritischen Zustand wechselt und mit der höheren Dichte entsprechend weniger Volumen in den Gesteinsschichten benötigt (IPCC, 2005).

Erschöpfte Öl- und Gasfelder

Erschöpfte Öl- und Gasfelder eignen sich für die Speicherung von CO_2, da diese Reservoirs erwiesenermaßen dicht sind, da die Öl- und Gasmengen über lange Zeiträume sicher gespeichert waren. Zu diesen Feldern existieren außerdem in der Regel bereits ausführliche geologische Monitorings. Zudem können in einigen Fällen die Bohrlöcher der Förderung genutzt werden, um CO_2 in das Reservoir einzuspeisen, was die Kosten für die Einspeisung senkt. Öl- und Gasfelder liegen in der Regel rund 5.000 Meter unter der Oberfläche (IPCC, 2005).

Bei der Speicherung von CO_2 in Öl- und Gasfeldern ist zu beachten, dass große Unterschiede bestehen zwischen dem Einspeisen von CO_2 in ausgediente Felder und dem Einspeisen in Felder, aus denen noch gefördert wird. Letzteres wird unter dem Begriff „Enhanced Oil Recovery“ (EOR) zusammengefasst und dient dazu, den Druck im Ölfeld hochzuhalten, um mehr Öl aus einem bestehenden Ölfeld zu fördern. Das CO_2, welches eingespeist wird, bleibt zwar unterirdisch gebunden, allerdings wird durch die erhöhte Förderung

wesentlich mehr fossiler Kohlenstoff aus dem Reservoir geholt, als eingespeist und gespeichert wird. Bilanziell ist EOR daher explizit keine Option, die in ein klimaneutrales Szenario passt. Auch wenn durch die Anwendung von EOR die Technologie, die für CCS notwendig ist, weiterentwickelt wird und Preissenkungseffekte global schneller eintreten können, ist EOR grundsätzlich eine klimaschädliche Anwendung. Auch Konzepte von EOR+, bei denen neben der Förderung von fossilen Energieträgern auch die Speicherung von CO_2 deutlich erhöht werden kann (IEA, 2015), sind in Ausmaß und Relevanz vorsichtig einzuordnen. Zum einen ist die Ölförderung im europäischen Kontext weniger relevant als beispielsweise in Nordamerika, zum anderen beinhaltet EOR+ immer die Förderung fossiler Energieträger. Dadurch wird die effektive Senkenwirkung der Speicherung reduziert und es muss geprüft werden, inwieweit EOR+ zu einer Klimaneutralitätsstrategie passt und entsprechend kommuniziert werden kann.

Mineralisierung in situ

Die In-situ-Mineralisierung ist eine weitere Form der geologischen CO_2-Speicherung, neben den salinen Aquiferen oder ausgeschöpften Öl- und Gasfeldern. Bei der In-situ-Mineralisierung wird in Wasser gebundenes CO_2 (Kohlensäure) in den Untergrund mit den passenden Gesteinsschichten (z. B. Basalt) injiziert und dabei über die Zeit mineralisiert (versteinert). Im Gegensatz zum Ex-situ-Prozess (siehe Infobox), bei dem das Gestein auf Böden ausgebracht und der atmosphärischen Luft ausgesetzt wird, wird bei der In-situ-Mineralisierung das abgeschiedene CO_2 direkt in die entsprechenden Gesteinsschichten injiziert und in den geologischen Tiefen innerhalb von wenigen Jahren mineralisiert. Das abgeschiedene CO_2 bleibt durch die Mineralisierung als Gestein gespeichert und dadurch der Atmosphäre permanent entzogen (Snæbjörnsdóttir, S. et al., 2020). Aktuell ist das Projekt Carbfix in Zusammenarbeit mit Climeworks in Island das einzige Projekt weltweit, das CO_2 durch Mineralisierung in situ geologisch speichert (Carbfix, 2021).

Mineralisierung ex situ (beschleunigte Verwitterung)

Bei der Ex-situ-Mineralisierung wird Gestein, wie beispielsweise das häufig vorkommende Vulkangestein Basalt oder Olivine, gemahlen und weiträumig als Steinstaub auf Feldern oder Ozeanen verteilt. Durch das Pulverisieren (Erhöhung der Oberfläche) des Gesteins und die Verteilung auf großen Flächen wird der natürliche Prozess der Verwitterung beschleunigt. Das gemahlene Gestein nimmt bei der Verwitterung CO_2 aus der Atmosphäre auf, wobei Karbonate entstehen. Die Karbonate können über Bäche und Flüsse in die Ozeane gespült werden, wo sie auf den Boden sinken und permanent gespeichert werden (Strefler, J., et al., 2018). Die Ex-situ-Mineralisierung ist eine technische Methode, um negative CO_2-Emissionen zu generieren.

Risiken der CO_2-Speicherung

Bezüglich der Risiken geologischer CO_2-Speicherung besteht in vielen Aspekten noch Forschungsbedarf. Dies beinhaltet beispielsweise die Folgen ungeplanter Austritte und einer Eintragung in das Grundwasser. Ein anderes Risiko betrifft den Wiederaustritt des CO_2 aus den Speicherstätten. Dies kann abrupt (z. B. durch Verschiebungen und Öffnung der Gesteinsformationen aufgrund eines Erdbebens) geschehen oder langsam ablaufen (z. B. mangelhaft abgedichtete Bohrlöcher oder zu dünne Deckschichten). Lokal bestehen um die Speicherstätte Risiken wie das Einbringen von Schadstoffen in Grundwasserschichten. Global gesehen würde die (vermeintlich) gespeicherte Menge an CO_2 wieder an die Atmosphäre gelangen und die Senkenwirkung negieren (Alcalde, J. et al., 2018). Die Möglichkeit einer langfristigen und dauerhaften geologischen Einlagerung von CO_2 muss zusätzlich erst noch gezeigt werden. Es bestehen zwar Projekte, die seit Jahrzehnten CO_2 geologisch speichern (Equinor, 2021), aber es fehlen Nachweise über längere Zeiträume.

Gesellschaftlich stellt ein Austreten von CO_2 aus der geologischen Speicherung ein Risiko für die Akzeptanz von CCS dar. Grundsätzlich sind die Risiken einer fehlerhaften Speicherung von CO_2 aber im Ausmaß nicht vergleichbar mit beispielsweise einer fehlerhaften Einlagerung von radioaktivem Abfall und ausgedienten Brennstäben, da CO_2 abgesehen von der Wirkung als Treibhausgas keine toxische Wirkung hat.

Energiebedarfsanalyse

Für die Speicherung von CO_2 herrschen am Injektionsbohrloch im Reservoir je nach Tiefe und Art des Reservoirs Drücke von über 6 MPa wie beispielsweise im salinen Aquifer bei der Gasplattform Sleipnir (Chadwick, et al., 2008). Bei tiefer gelegenen Reservoiren müssen entsprechend höhere Gegendrücke im Reservoir für eine Einspeisung überwunden werden. Da das CO_2 bei höheren Drücken transportiert wird, ist der Energiebedarf für die Einspeisung im Vergleich zu Abscheidung, Aufbereitung und Transport deutlich weniger relevant.

Je nach Durchlässigkeit und Größe des Reservoirs erhöht sich der Druck mit der eingespeisten Menge CO_2 unterschiedlich, da sich das CO_2 unterschiedlich schnell im Reservoir verteilt. Hier bestehen große Unterschiede zwischen den Reservoirs, weshalb ein gründliches Monitoring bei der Erkundung und während des operativen Betriebs wichtig ist[24].

Kostenanalyse

Bei den Kosten für die geologische Speicherung von CO_2 ist zu beobachten, dass eine Onshore-Speicherung durchschnittlich günstiger ist als eine Offshore-Speicherung. Die Arbeiten unter Wasser erhöhen die Investitionskosten deutlich und bedeuten höhere Bandbreiten bei den Einspeisekosten pro Tonne CO_2. Gleiches gilt für die ausgebeuteten Gas- und Öllagerstätten, die niedrigere Investitionskosten aufweisen als bei salinen Aquiferen, was insgesamt die Speicherkosten pro Tonne CO_2 senkt. Das ist insbesondere dann der Fall, wenn bestehende Infrastruktur wie z. B. Bohrlöcher wiederverwertet werden kann (Abbildung 29, Tabelle 17).

[24] Das Monitoring ist nach der Einspeisung weiterhin wichtig, um beispielsweise allfällige flüchtige Emissionen aus dem Reservoir zu entdecken. Für den Energiebedarf der Einspeisung ist das Folgemonitoring allerdings nicht mehr relevant.

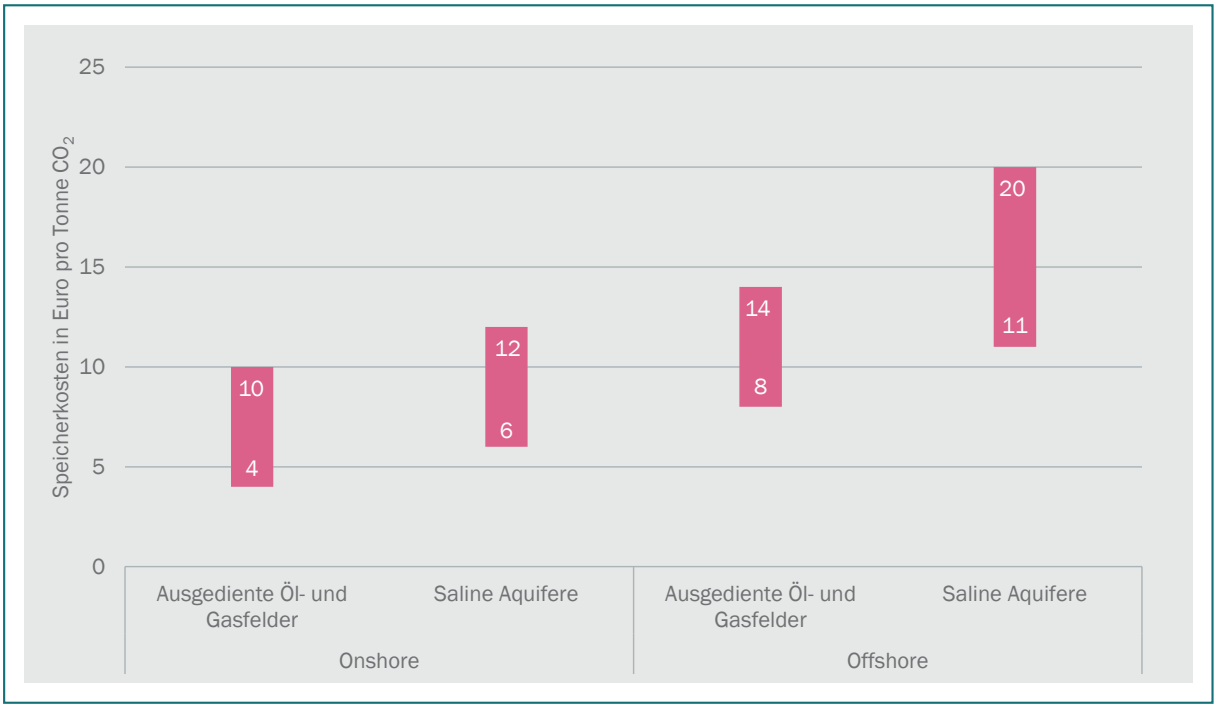


Abbildung 29 CO_2-Speicherkosten bei einer Kapazität von 1 Mt CO_2 pro Jahr in 2.500 bis 5.000 Meter Tiefe 2021 © Prognos AG
Quellen: (Navigant, 2019) (Zero emissions platform, 2011) (Hendriks, Graus, & van Bergen, 2004)

Werden die Brunnen bzw. Bohrungen der ausgedienten Öl- und Gasfelder wiederverwendet, hat dies einen kostenreduzierenden Einfluss auf die Gesamtkosten. Wenn dies nicht der Fall ist, dann landet man an der oberen Kostenbandbreite bei 10 bzw. 14 EUR/tCO_2. Da bei Onshore-CO_2-Speicherprojekten mit großen Widerständen der lokalen Bevölkerung zu rechnen ist, sind momentan vor allem abgelegene Speicherorte und Offshore-Speicherorte in Nutzung und Planung.

Speicherkapazitäten

Speicherkapazitäten in Deutschland

In Deutschland sind große theoretische Speicherkapazitäten vorhanden. In Abbildung 30 sind in Grün potenzielle Gebiete dargestellt, die sich von den Gesteinsformationen her grundsätzlich für eine geologische Speicherung von CO_2 eignen würden. Die schraffierten Flächen markieren die vom BGR direkt untersuchten Gebiete. Als geologische Speicherstätten an Land kommt das BGR mit 90 % Sicherheit auf eine Speicherkapazität von über 16.000 Mt CO_2. Im Offshore-Bereich kommen rund 3.800 Mt CO_2 hinzu. Bei 50 % Sicherheit der Bestimmung liegen die Speicherkapazitäten noch einmal 150 % höher. Die größten Speicherkapazitäten liegen im Norddeutschen Becken (Knopf, S., May, F., 2017).

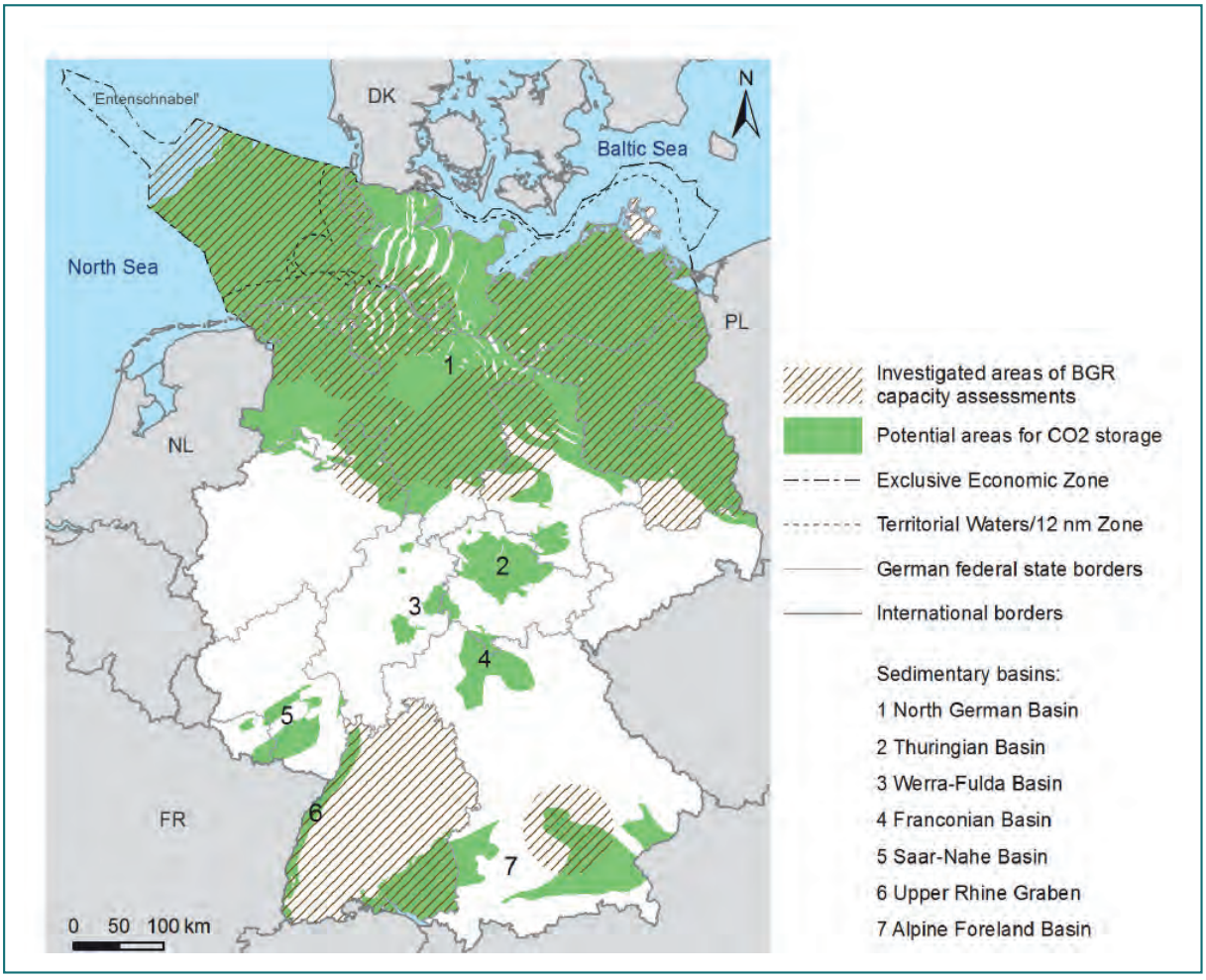


Abbildung 30 CO_2-Speicherpotenziale in Deutschland und der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone 2021
Quelle: (Knopf, S., May, F., 2017); direkter Austausch mit dem BGR

© Prognos AG

Relevant für die geologische Speicherung von CO_2 ist allerdings nicht nur die vorhandene Speicherkapazität, sondern auch das jährliche Einspeisevermögen, welches von den entwickelten Projekten und erschlossenen Kapazitäten abhängt. Die jährliche Einspeisekapazität bestimmt die Menge an CO_2, die in einem Jahr effektiv in die Speicher verpresst werden kann. Hierfür ist nicht die Größe des Speicherreservoirs relevant, sondern Parameter wie der Füllstand (bzw. der Druck im Reservoir) sowie die Anzahl und Größe der Bohrlöcher, mit denen das Reservoir befüllt wird.

Unter der Annahme, dass die residualen Emissionen in Deutschland ab 2050 unter 100 Mt CO_2 pro Jahr liegen, sind die Speicherkapazitäten nicht der relevante Engpass. Allerdings muss bis 2050 die Infrastruktur vorbereitet werden, damit die notwendige jährliche Einspeisekapazität nicht zum Engpass wird.

Speicherkapazitäten in Europa und weltweit

Global gesehen sind noch signifikant größere Speicherkapazitäten von vielen Tausend Gt CO_2 vorhanden. Allein im europäischen Kontext kann mit hoher Sicherheit von mindestens 300 Gt an Speicherkapazität ausgegangen werden, wobei allein 200 Gt in der Nordsee zur Verfügung stehen (Abbildung 31).

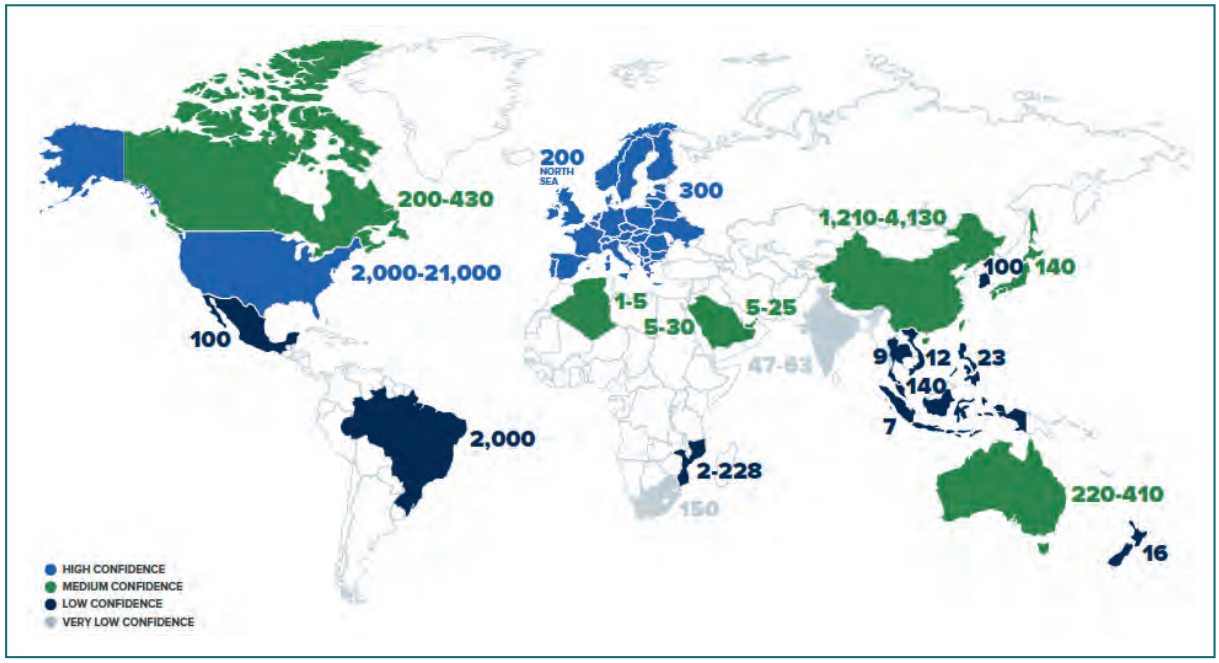


Abbildung 31 Globale CO_2-Speicherpotenziale in Gt CO_2
Quelle: (Global CCS Institute, 2019)

© Prognos AG 2021

Die Speicherkapazitäten in der Nordsee werden insbesondere von Norwegen teilweise bereits seit Jahrzehnten genutzt (Equinor, 2021) und seit Kurzem bestehen auch Projekte, die eine kommerzielle Speicherung auch für ausländische CO_2-Emissionen anbieten. Das Projekt „Northern Lights“ bietet an, CO_2 zu verpressen und die Speicherung zu übernehmen. Kurzfristig soll mit dem ersten Bohrloch eine Einspeisekapazität von 1,5 Mt CO_2 pro Jahr erreicht werden, während langfristig 5 Mt CO_2 pro Jahr eingelagert werden sollen (Northern Lights, 2021). Ein Geschäftsmodell mit der Speicherung von CO_2 kann dazu beitragen, dass die Technologie frühzeitig ausgerollt und getestet sowie dass die nötige Infrastruktur aufgebaut wird. Neben Northern Lights gibt es derzeit in Europa 21 großskalig laufende bzw. geplante CCS-Projekte (CO_2-Abscheidung, CO_2-Speicherung, CO_2-Hubs). Eine Liste mit den CCS-Projekten in Europa, die insgesamt über 25 Mt CO_2 pro Jahr abscheiden bzw. speichern können sollen, ist in Tabelle 18 zu finden.

8. Ergebnissynthese

Die vorangegangenen Kapitel haben die Abscheidung, den Transport, die Nutzung sowie die Speicherung jeweils einzeln vertieft und bezüglich des Energie- und Kostenbedarfs analysiert. In der Ergebnissynthese wird auf technischer Ebene betrachtet, wie der Entwicklungsstand in den einzelnen Bereichen ist und wo die Engpässe im Aufbau einer CCS-Wertschöpfungskette liegen. Anschließend werden in der Potenzialsynthese die Ergebnisse der Einzelabschnitte zusammengeführt, um einen plausiblen Hochlaufpfad technischer CO_2-Senken für Deutschland zu skizzieren. Die dabei aufgezeigten CCS-Ketten technischer Senken werden dann beispielhaft betrachtet, um eine Abschätzung der spezifischen Kosten pro erzeugte Tonne negativer CO_2-Emissionen aufzuzeigen.

Technische Synthese

Die Technologien in den unterschiedlichen Bereichen der CCUS-Wertschöpfungskette befinden sich in einem sehr breiten Bereich der Technologiereife. Es gibt in allen Bereichen von Abscheidung, Transport, Nutzung und Speicherung Technologien, die bereits am Markt etabliert sind. Gleichzeitig gibt es viele Technologien, die momentan erst im Stadium der Pilotprojekte oder noch weiter von der Marktreife entfernt sind. In Tabelle 9 ist ein Überblick über ausgewählte Technologien und ihren Technologiereifegrad enthalten.

	Entwicklungsbedarf (TRL < 6)	Ausrollbedarf (TRL 6, 7, 8)	Marktreif (TRL 9)
CO_2-Abscheidung	Oxyfuel (Zement)	Direct Air Capture BECCS Oxyfuel Combustion Capture Post-Combustion Capture (Chemical looping, Carbonate looping)	Post-Combustion Capture (Aminwäsche) Pre-Combustion Capture (H_2)
CO_2-Transport		Pipelinetransport offshore	Pipelinetransport onshore (EOR) Schiffstransport (Methan)
CO_2-Nutzung	Chemische Nutzung als Baustein (synthetische Energieträger)		Stoffliche Nutzung
CO_2-Speicherung	Einlagerung in Zement (Vor-Ort-Mischung) Beschleunigte Verwitterung (ex situ)	Basaltgestein (in situ) Beschleunigte Verwitterung Erschöpfte Öl- und Gasfelder Einlagerung in Zement (Bausteine)	Saline Aquifere CO_2-EOR

Tabelle 9 Technologiereifegrade (Technology Readiness Level, TRL) ausgewählter Technologien in der CCUS-Wertschöpfungskette; © Prognos AG 2021
Quellen: (Bui, et al., 2018), (JRC, 2020), (Global CCS Institute, 2021), (IEA, Special Report on Carbon Capture Utilization and Storage, 2020)

Bereits marktreif sind Technologien, die schon länger analog in anderen Industriebereichen eingesetzt werden. Dazu zählt bei der **CO_2-Abscheidung** vor allem die Post-Combustion-Capture-Technologie, die in der Erdgasförderung seit Langem eingesetzt wird, um CO_2-Anteile im geförderten Erdgas abzuscheiden. Diese Technologie steht daher bereits grundlegend zur Verfügung, allerdings ist die Aminwäsche, was den Energiebedarf angeht, nicht besonders effizient, gerade im Vergleich mit anderen Abscheidetechnologien. Alternative Abscheidemethoden wie „carbonate looping", „MOF" oder „chemical looping" sind allerdings noch in der Entwicklung und in Testphasen. Andere Technologien wie Oxyfuel Combustion Capture sind noch nicht im Stadium der Marktreife, haben aber laufende Pilotprojekte (Global CCS Institute, 2021).

Beim **CO_2-Transport** sind CO_2-Pipelines bei EOR bereits in Benutzung. Es gibt viele Analogien zum Gastransport von Methan, welcher in fast allen Transporttechnologien bereits lange Marktreife besitzt. Im Transportbereich sind vor allem Adaptionen aus anderen Gastransporten nötig, aber es kann mit hoher Zuversicht gesagt werden, dass der Reifegrad der für den Transport von CO_2 benötigten Technologien nicht den Engpass darstellt.

Bei der **CO_2-Nutzung** sind die Reifegrade sehr unterschiedlich. Für die stoffliche Nutzung als Inertgas z. B. in der Lebensmittelindustrie besteht nach einer Aufbereitung des CO_2 auf die entsprechenden Standards keine technologische Limitierung. Bei der chemischen Nutzung von CO_2, wie der Herstellung von synthetischen Energieträgern oder als Baustein für Kohlenstoff in Kunststoffen, sind die nötigen Technologien noch nicht marktreif.

Bei der **CO_2-Speicherung** sind die Technologien zum Teil bereits seit Jahrzehnten im Einsatz. Die Erdgasplattform Sleipnir speichert seit 1997 das abgeschiedene CO_2 (rund 0,9 Mt pro Jahr) aus der Erdgasaufbereitung. Das CO_2 wird allerdings nicht in das Gasfeld eingespeist, aus dem es gefördert wird, sondern in einem salinen Aquifer gespeichert, welcher regelmäßig untersucht wird, um die Effekte beim Füllen der Gesteinsformation zu beobachten. Ebenso sind Projekte wie Northern Lights ein guter Indikator dafür, dass die geologische Speicherung von CO_2 wahrscheinlich nicht durch die Technologiereife limitiert sein dürfte. Bei der In-situ-Mineralisierung läuft mit Carb2fix ebenfalls momentan ein Pilotprojekt in Island. Andere Einlagerungen von CO_2 in Zement oder als beschleunigte Verwitterung sind noch nicht im Stadium der Marktreife und die Rolle dieser Technologien ist bis 2050 mit großen Unsicherheiten behaftet.

Potenzialsynthese

Die Einsatzformen, Standorte und Mengenpotenziale von CCS bis 2050 sind mit Unsicherheiten behaftet und können je nach Szenario in der Ausgestaltung variieren. Nichtsdestotrotz ist es möglich, einen plausiblen Pfad für die Einsatzgebiete von CCS aufzuzeigen.

Aufgrund der Dekarbonisierungsoptionen in der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung ist eine Abscheidung fossilen CO_2 oder der großflächige Einsatz biogener Energieträger in diesem Sektor nicht notwendig und aufgrund begrenzter Biomassepotenziale und Einspeisekapazitäten auch nicht zielführend.

Die Biomassepotenziale sind in einigen Industriebereichen bei Industrieheizkraftwerken besser aufgehoben, da hier Wärmebedarfe auf teilweise sehr hohen Temperaturniveaus (>1.000 °C) anfallen. Gleichzeitig fallen an diversen Industriestandorten CO_2-Prozessemissionen an, die ohnehin abgeschieden werden müssen (sofern sie nicht durch einen Technologiewechsel vermeidbar sind). Die Industriebereiche von Eisen und Stahl, Zement und Kalk sowie der Grundstoffchemie sind, wie auf Seite 19 ff. beschrieben, gut geeignet, um BECCS anzuwenden und negative Emissionen zu erzeugen. Die Industriestandorte sind außerdem in der Regel

logistisch gut angeschlossen, um neben dem Transport von Beton oder Stahl auch feste Biomasse als Energieträger gewährleisten zu können. Eine Pipelineanbindung für einen CO_2-Abtransport sollte grundsätzlich auch möglich sein, da insbesondere die Chemiestandorte mit Erdgaspipelines angeschlossen sind. Der Einsatz von Biomasse und BECCS in der energieintensiven Industrie findet sich in vergleichbaren Studien ebenfalls wieder und kann in gewissem Maße als „No-Regret-Strategie" bezeichnet werden (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020), (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021) und (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019).

Unter der Annahme, dass keine Deindustrialisierung in größerem Maßstab stattfinden wird und die Industriestandorte mehrheitlich gleich bleiben, ist die Karte (Abbildung 32) der Industriestandorte in den beschriebenen Bereichen eine gute Annäherung für den Einsatz von BECCS in 2050. In der Karte sind die Standorte mit ihren Emissionen im Jahr 2017 aufgeführt, ebenso wie geeignete Standorte für DAC-Anlagen, die als technische Senkenoption nahe der Küste sowohl von erneuerbarem Windstrom profitieren können als auch eine kurze Transportstrecke zu Offshore-Speicherorten aufweisen. Grundsätzlich können DAC-Anlagen überall aufgestellt werden, wobei die erneuerbare Stromversorgung und kurze Transportwege für das CO_2 die relevanten Kriterien sind. Zusätzlich kann stärkerer Wind den Strombedarf für die Ventilation senken. Grundsätzlich könnten die DAC Anlagen auch als „Energieinseln" offshore eingesetzt werden, um den Transport des CO_2 weiter zu minimieren.

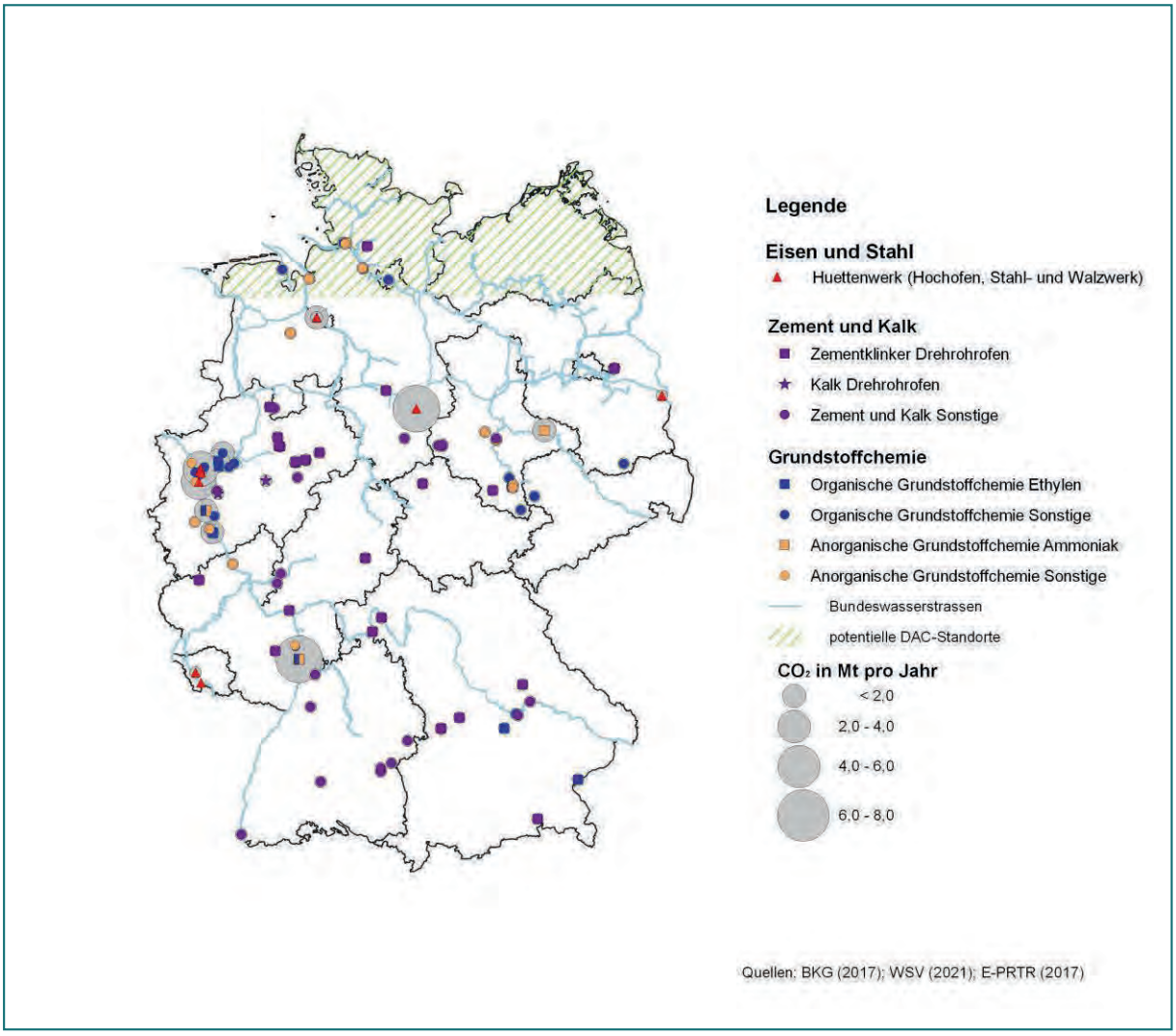


Abbildung 32 CO_2-Quellenkarte; Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG 2021

Wenn die genannten Industriebereiche als Standorte für BECCS eingesetzt und DAC-Anlagen in Küstennähe aufgestellt werden, dann ergeben sich auch potenzielle Transportkorridore, die in der Karte (Abbildung 33) aufgezeigt werden. Die Korridore verbinden die großen Industriestandorte und orientieren sich dabei wo möglich entlang der Bundeswasserstraßen, um einen Schiffstransport grundsätzlich zu ermöglichen. Inwiefern es sich lohnt, kleinere und dezentrale Standorte an ein CO_2-Netz anzuschließen (vor allem in Süddeutschland), muss abhängig von den Szenarien entschieden werden. Eine internationale Anbindung an ein europäisches CO_2-Netz kann ebenfalls einen großen Einfluss auf die konkrete Ausgestaltung der Netze haben. Endpunkte im Landnetz sind Übergänge zu Offshore-Pipelines und Häfen, die mit Verladeterminals und Zwischenspeichern als CO_2-Hubs die Anbindung zu Offshore-Speicherstätten ermöglichen können.

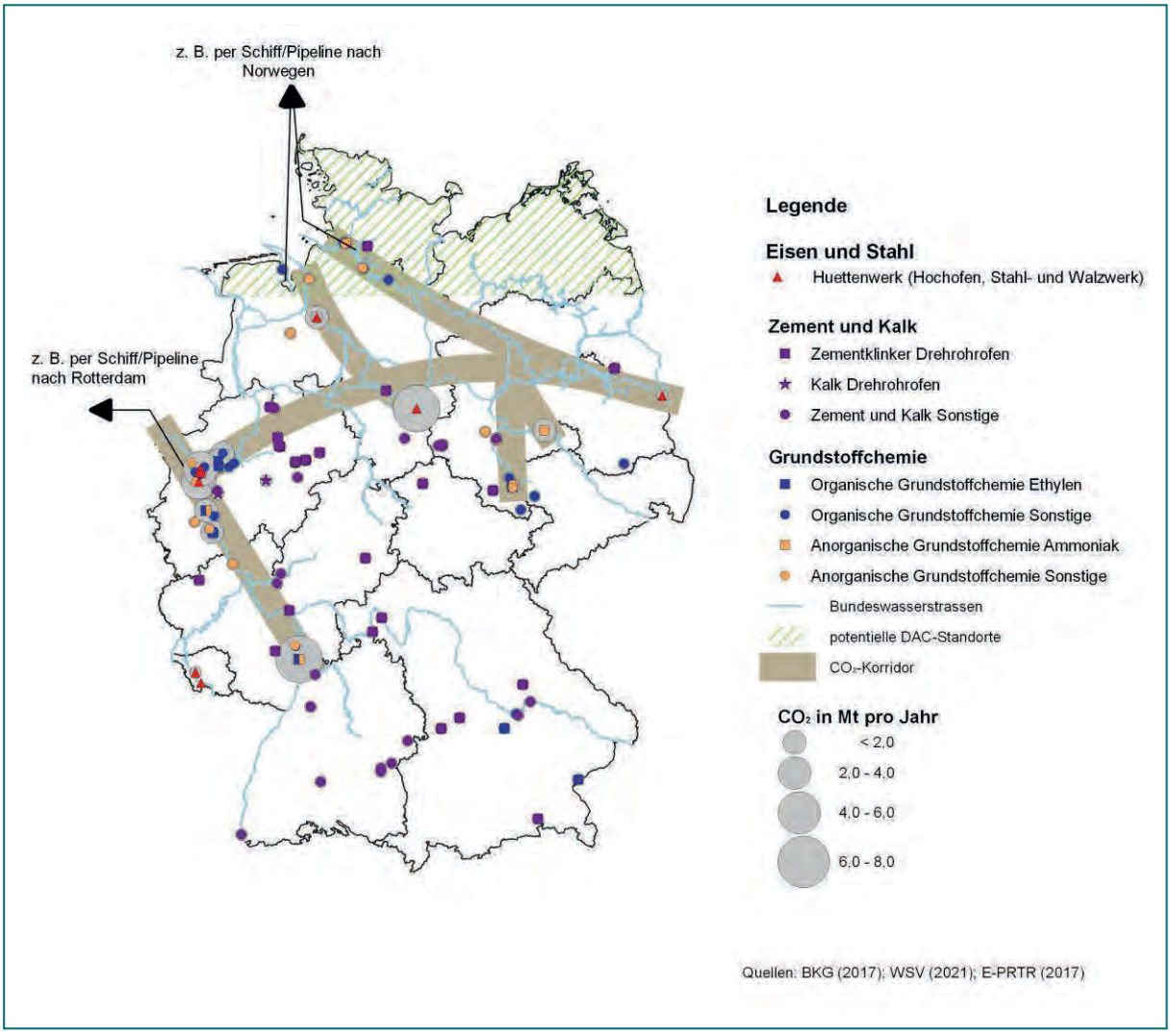


Abbildung 33 CO_2-Korridorkarte; Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG 2021

Kostensynthese

In den Kapiteln 4–7 wurden die einzelnen Kosten pro Wertschöpfungsschritt aufgezeigt. Anhand der beiden folgenden Abbildungen wird exemplarisch jeweils ein **BECCS- und** ein **DACCS-Kostenpfad** gezeigt. Dies sind nur zwei Beispiele von vielen weiteren Optionen, doch anhand derer ist zu erkennen, woraus sich schließlich die Gesamtkosten zur Generierung einer negativen Tonne CO_2 bilden können.

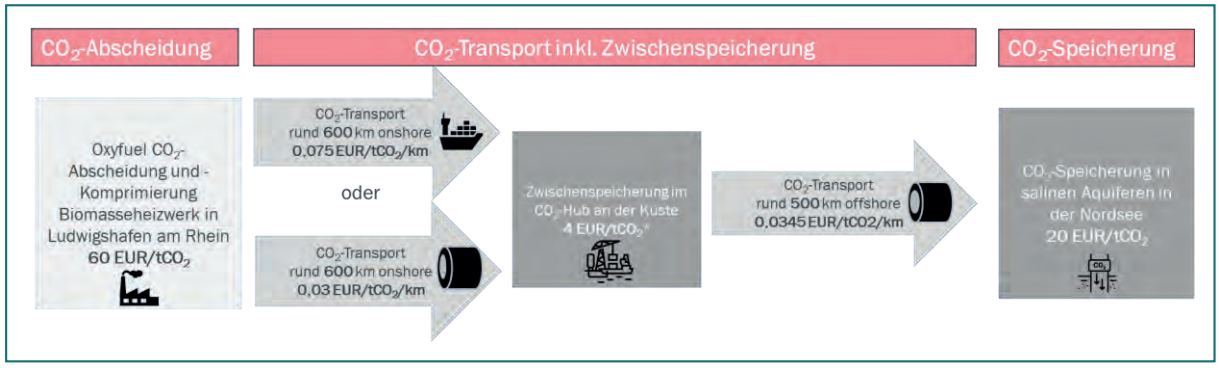


Abbildung 34 Kostenpfad BECCS in der Industrie; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021
* Kostenannahme für die Zwischenspeicherung an einem CO_2-Hub

Im **BECCS-Kostenpfad** in Abbildung 34 wird biogenes CO_2 in einem Biomasseheizwerk an einem Chemie-Industriestandort in Süddeutschland mittels Oxyfuel Combustion abgeschieden und entweder per Schiff oder per Onshore-Pipeline zum CO_2-Hub zur Zwischenspeicherung transportiert. Von dort wird das CO_2 per Offshore-Pipeline zur Offshore-CO_2-Speicherung in der Nordsee transportiert und langfristig in einem salinen Aquifer geologisch gespeichert. Es entstehen Gesamtkosten von 120 EUR/tCO_2 (Transport per Onshore-Pipeline) bis 147 EUR/tCO_2 (Transport per Binnenschifffahrt). Dabei ist die CO_2-Abscheidung der größte Kostenfaktor in der BECCS-Wertschöpfungskette. Insbesondere durch neue Abscheidungstechnologien und Effizienzverbesserungen bei der CO_2-Abscheidung können die Kosten der Abscheidung mittelfristig noch etwas sinken. Beim Transport sind die Kosten für den Schiffstransport um den Faktor 2,5 größer als diejenigen der Onshore-Pipelinetransporte und damit nicht zu vernachlässigen.

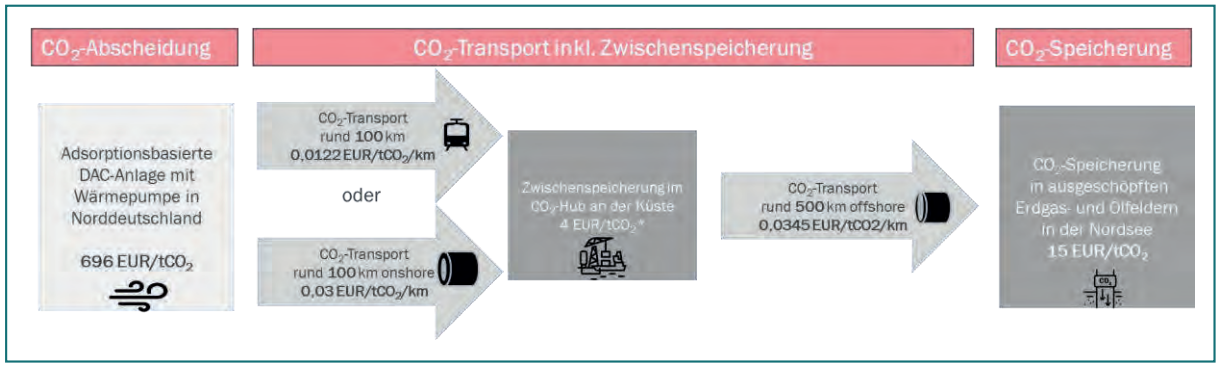


Abbildung 35 Kostenpfad DACCS in Norddeutschland; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021
* Kostenannahme für die Zwischenspeicherung an einem CO_2-Hub

Beim **DACCS-Kostenpfad** wird eine adsorptionsbasierte Niedrigtemperatur-DAC-Anlage angenommen, die in Norddeutschland CO_2 aus der Atmosphäre zieht. Das abgeschiedene CO_2 wird entweder per Zug oder per Onshore-Pipeline zu einem CO_2-Hub an der Küste transportiert und von dort per Offshore-Pipeline zur geologischen CO_2-Speicherstätte in der Nordsee in einem ausgeschöpften Erdgas- bzw. Ölfeld eingepresst. Dabei entstehen für die gesamte DACCS-Wertschöpfungskette Gesamtkosten von rund 735 EUR/tCO_2 für die heutige CO_2-Abscheidung aus der Atmosphäre. Damit durch DAC-Anlagen großskalig CO_2-Emissionen langfristig aus der Atmosphäre entfernt werden, ist es notwendig, dass besonders die Abscheidungskosten stark reduziert werden, um mittelfristig auf rund 200 EUR/tCO_2 und langfristig auf unter 100 EUR/tCO_2 zu kommen. Im Vergleich zur CO_2-Abscheidung an biogenen Punktquellen sind die Gesamtkosten derzeit noch

um den Faktor 7 größer (Abbildung 36). Insbesondere die Abscheidungskosten machen rund 94 % der Gesamtkosten bei DACCS aus. Wohingegen bei BECCS die Abscheidungskosten nur noch 57 % betragen. Grundsätzlich sind vor allem bei der CO_2-Abscheidung noch enorme Kostendegressionspotenziale durch neue und effizientere Abscheidungstechnologien zu erwarten.

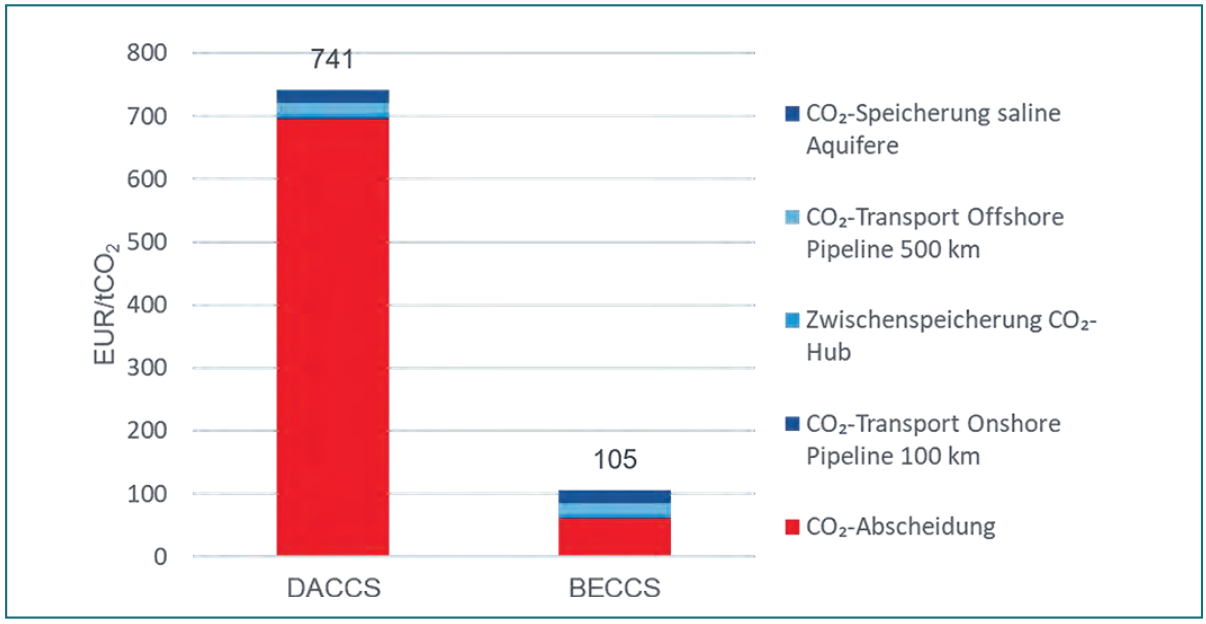


Abbildung 36 Gesamtkostenvergleich aktuell DACCS und BECCS; Annahmen: DACCS – adsorptionsbasierte DAC-Anlage; BECCS – Oxyfuel Combustion

© Prognos AG 2021

Ein Markthochlauf sollte so bald wie möglich starten, da Unternehmen viel Zeit und Ressourcen benötigen, um eine neue Technologie großskalig umzusetzen. Dafür kann ein Hochlaufpfad für DAC-Anlagen über die Produktion von synthetischen Kraftstoffen, z. B. synthetischem Kerosin für die Luftfahrt, erzeugt werden. Für die Herstellung dieser Energieträger wird atmosphärisches oder biogenes CO_2 benötigt, damit der gesamte Kreislauf der synthetischen Kraftstoffe mindestens netto-null erreichen kann (Viebahn, P., Scholz, A., Zelt, O., 2019).

Kernergebnisse aus der Synthese

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass auf technischer Seite viele Technologien den relevanten technologischen Reifegrad erreicht haben. Es besteht dennoch großer Entwicklungsbedarf, um eine gesamte CCUS-Wertschöpfungskette aufzubauen. Bei der Potenzialanalyse zeigen sich Zusammenhänge, dass sich insbesondere im Industriesektor Synergien für den Einsatz von BECCS ergeben und sich daraus eine Transportinfrastruktur skizzieren lässt. Bei der Kostensynthese zeigt sich vor allem, dass die Abscheidungskosten der relevante Kostenfaktor im gesamten Kostenpfad sind.

Grundsätzlich lassen sich die folgenden **Kernergebnisse** aus der Synthese ableiten:

- Die **Abscheidung von CO_2 aus Punktquellen** ist technisch möglich und an einigen Stellen unvermeidlich (Zementproduktion). Es besteht weiterhin Entwicklungsbedarf bei einigen Technologien, aber die Abscheidung kann und muss zeitnah ausgerollt werden, um in den nächsten Jahrzehnten technisch und wirtschaftlich ausgereift zur Verfügung zu stehen.

- Der Einsatz von **BECCS** ist besonders für Prozesse im Industriesektor geeignet, die einen großen Wärmebedarf auf hohem Temperaturniveau (Stahl-, Grundstoffchemie- und Zementproduktion) haben. Dabei ist der BECCS-Einsatz in der Zementproduktion eine No-Regret-Strategie, da einerseits die unvermeidbaren Prozessemissionen abgeschieden werden und gleichzeitig bei steigender Biomassenutzung durch die Abscheidung biogenen CO_2 negative Emissionen erzeugt werden können.
- Der Einsatz von **DACCS** bietet langfristig ein großes Potenzial für negative Emissionen. Die DAC-Technologie steht mit den drei Hauptakteuren Climeworks, Global Thermostat und Carbon Engineering am Übergang zur Marktreife, die Abscheidungskosten sind derzeit allerdings noch nicht wirtschaftlich. Hier ist erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf notwendig, um die notwendigen Kostenreduktionen zu erreichen. DACCS weist gegenüber BECCS einige Vorteile auf hinsichtlich der Standortflexibilität, des Flächen- und des Wasserfußabdrucks.

9. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Durch die Zielsetzung der Treibhausgasneutralität („netto-null“) rückt verstärkt die Ausgleichsfunktion der CO_2-Senken in den Fokus. Die bisherigen Kapitel haben gezeigt, vor welchen technischen und ökonomischen Herausforderungen technische CO_2-Senken zur Generierung negativer CO_2-Emissionen stehen.

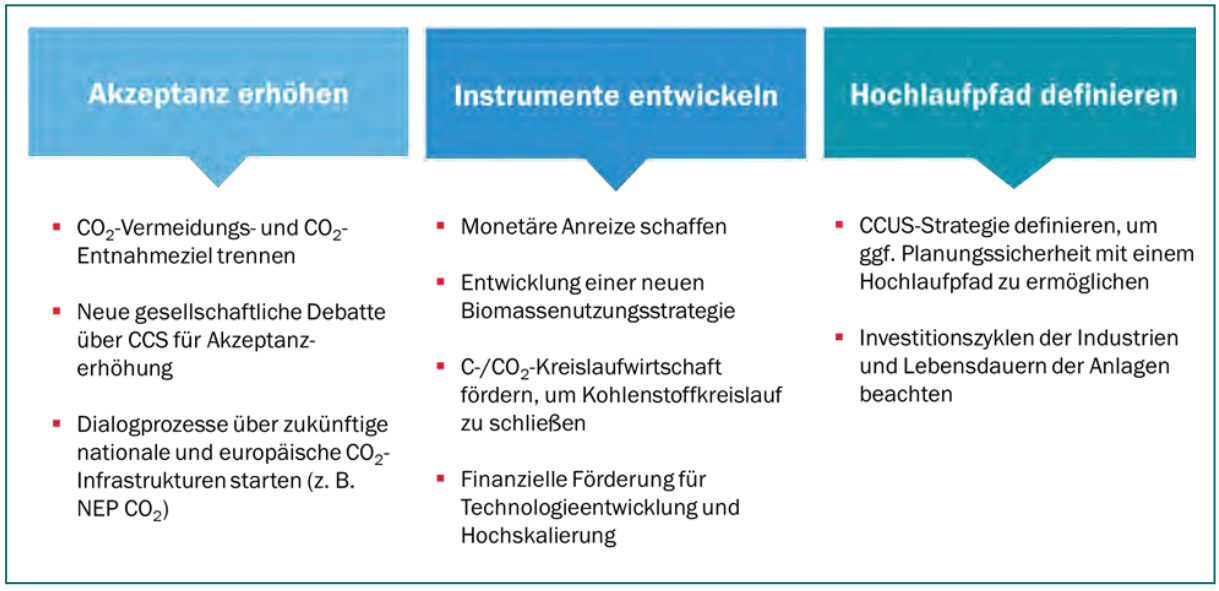


Abbildung 37 Handlungsempfehlungen für die Förderung technischer CO_2-Senken; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021

Damit im großskaligen Maßstab CO_2-Emissionen mittels DACCS oder BECCS langfristig aus der Atmosphäre entfernt werden können, sollten bereits kurz- und mittelfristig die passenden Rahmenbedingungen dafür geschaffen werden. Die folgenden Schritte (Abbildung 37) sind dabei notwendig, wobei es sich damit lediglich um einen Einstieg in die Diskussion handelt:

- Ein **Stakeholder-Konsens** über die Notwendigkeit von CCS könnte die Grundlage für eine gesellschaftliche Debatte bilden. Hierzu bietet die dena-Leitstudie eine ideale Ausgangslage.
- Aufbauend auf diesen Erkenntnissen sollten umfassende **Informations- und Dialogverfahren** gestartet werden, um über die Notwendigkeiten und Möglichkeiten zu informieren.
- Parallel zur Planung von Abscheidung und Lagerung von CO_2 ist eine **CO_2-Infrastruktur** zu entwickeln. Erste Leitungen werden vermutlich dann geplant, wenn große Punktquellen von anders nicht vermeidbaren CO_2-Emissionen vermieden werden sollen. Perspektivisch wird ein Netz an CO_2-Pipelines benötigt. Der pipelinegebundene Netzausbau könnte durch die Implementierung eines „**CO_2-Netzentwicklungsplans**“ zu gegebener Zeit koordiniert werden. Hierzu sind entsprechende regulatorische Vorgaben erforderlich.
- Die Möglichkeit von negativen CO_2-Emissionen sollte nicht zu einem „Weiter so“ bei den fossilen Emissionen führen. Es muss ausgeschlossen werden, dass fossile Emissionen „kompensiert“ werden, die sich vermeiden lassen (Offsetting). Die geologischen CO_2-Kapazitäten sind prinzipiell begrenzt und werden für den Ausgleich der nicht vermeidbaren Emissionen benötigt.

- Um das Kompensieren fossiler Emissionen zu verhindern und weiterhin das THG-Reduktionsniveau hochzuhalten, braucht es eine **Trennung des Netto-null-Ziels** in ein **Emissionsminderungsziel** und ein **Entnahmeziel** ((Geden, O., Schenuit, F., 2020) (McLaren, D. et al. , 2019)). Dabei muss definiert werden, welchen Sektoren THG-Emissionen in welcher Höhe zustehen, und wer für die Erzielung negativer CO_2-Emissionen mittels technischer CO_2-Entnahmetechnologien zahlt.
- Es kann mit der Integration negativer CO_2-Emissionen in den Europäischen Emissionshandel ein **monetäres Anreizmodell** geschaffen werden, um mit Gutschriften für negative Emissionen (Rickels, W. et al. , 2020) oder mit dem Modell einer Auftragsauktion („reverse auction“) wie in Schweden (Schenuit, F. et al. , 2021) neue Geschäftsmodelle zu entwickeln. Darüber hinaus könnte besonders zu Beginn weitergehender finanzieller Förderbedarf bestehen, um die teils sehr hohen Abscheidekosten zu tragen und zur Hochskalierung der entsprechenden Technologien beizutragen.
- Zusätzlich zu monetären Anreizen wird eine neue **Biomassenutzungsstrategie** notwendig sein. Neben erneuerbarem Strom sind grüner Wasserstoff und nachhaltige Biomasse eine Säule für die vollständige Dekarbonisierung des Gesamtsystems. Dabei ist die effiziente Nutzung der Biomasse von Bedeutung. Sie sollte vor allem dort eingesetzt werden, wo es keine Alternativen gibt.
- Zudem ist es vor allem im Industriesektor wichtig, langfristig den **Kohlenstoffkreislauf zu schließen** und den Austausch des derzeitig überwiegend fossilen Kohlenstoffs durch recycelten und biobasierten Kohlenstoff bzw. durch abgeschiedenes Kohlenstoffdioxid zu fördern.
- Generell gilt beim **Hochlaufpfad** der technischen CO_2-Senken, dass die vermeidbaren THG-Emissionen bis 2045 vollständig reduziert werden und gleichzeitig in CCS-Technologien investiert wird, um die residualen Emissionen (z. B. aus dem Zementsektor) und parallel den Ausbau der technischen CO_2-Entnahmetechnologien zu forcieren.
- Damit Unternehmen langfristig planen können, „stranded investments“ vermeiden und in kostenintensive CO_2-Vermeidungstechnologien investieren, benötigen sie Planungssicherheit durch politische Rahmenbedingungen. Wir schlagen daher eine **CCUS-Strategie** vor, die sich aus dem Klimaneutralitätsziel 2045 für die Bundesregierung ableitet. Diese sollte einen Hochlaufpfad für die benötigten Technologien definieren.

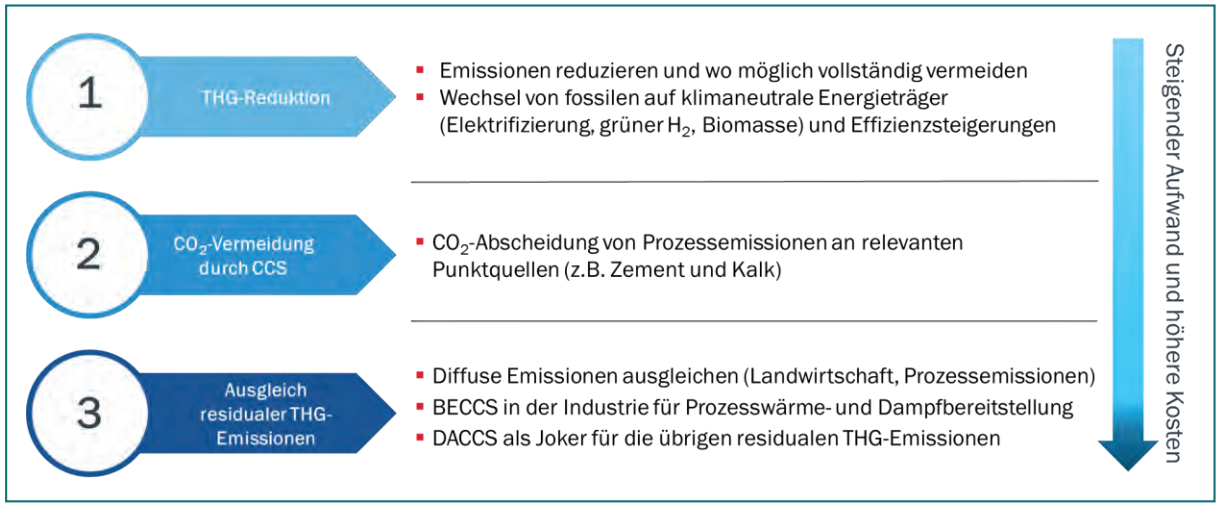


Abbildung 38 Priorisierung auf dem Weg zur THG-Neutralität; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021

Für einen passenden Hochlaufpfad ist vor allem wichtig zu beachten, dass zuerst die Menge an residualen THG-Emissionen so weit wie möglich zu reduzieren ist. Eine umfassende Dekarbonisierung mittels Elektrifizierung und Energieträgerwechsel kann die meisten energetischen Emissionen vermeiden, während in einigen Bereichen ein Technologiewechsel (z. B. Stahl mittels Direktreduktion) auch Prozessemissionen vermeiden kann. In den Bereichen, wo dies nicht möglich ist, kann der Einsatz von CCS verhindern, dass zusätzliche Mengen an CO_2 in die Atmosphäre gelangen. Zuletzt können nicht, oder nur sehr aufwendig, vermeidbare residuale Emissionen durch negative Emissionen ausgeglichen werden. Aufgrund der begrenzten Menge an nachhaltiger Biomasse und der hohen Kosten bei der direkten Abscheidung aus der Atmosphäre gilt beim Ausgleich von residualen THG-Emissionen und beim Erreichen der THG-Neutralität (Abbildung 38): So wenig wie möglich, so viel wie nötig.

Für den Zeitraum nach 2045 wird die Bedeutung von technischen CO_2-Senken aber nochmals zunehmen, um dauerhaft die CO_2-Konzentration in der Atmosphäre zu senken und langfristig **netto Negativemissionen** zu erreichen.

10. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Begriffsbestimmung CCS, CCU und CCUS; © Prognos AG 2021 11

Abbildung 2 Prozessschema Post-Combustion Capture; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021 14

Abbildung 3 Prozessschema Oxyfuel Combustion Capture; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021 14

Abbildung 4 Prozessschema Pre-Combustion Capture; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021 15

Abbildung 5 Energiebedarf für die CO_2-Abscheidung an Punktquellen © Prognos AG 2021 Quellen Post-Combustion Capture: (Global CCS Institute, 2017), (Stec, et al., 2015) Quellen Oxyfuel Combustion Capture: (Rubin, Davison, & Herzog, 2015), (Öko-Institut , 2012) Quellen Pre-Combustion Capture: (Global CCS Institute, 2017) 16

Abbildung 6 Abscheidungskosten aus Punktquellen © Prognos AG 2021 Quellen Post-Combustion Capture: (IEA, Special Report on Carbon Capture Utilization and Storage, 2020), (Bui, et al., 2018), (Rubin, Davison, & Herzog, 2015) Quellen Oxyfuel Combustion Capture: (Rubin, Davison, & Herzog, 2015), (Bui, et al., 2018) Quellen Pre-Combustion Capture: (Rubin, Davison, & Herzog, 2015), (Global CCS Institute, 2017) 17

Abbildung 7 Emissionen Stahlproduktion; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021 20

Abbildung 8 Emissionen Ammoniakproduktion; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021 21

Abbildung 9 Emissionen Zementproduktion; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021 22

Abbildung 10 Emissionen bei der Dampfreformierung; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021 23

Abbildung 11 BECCS-Wertschöpfungskette gasförmige Biomasse; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021 Hinweis: Energetischer Wirkungsgrad in Klammern 24

Abbildung 12 BECCS-Wertschöpfungskette feste Biomasse; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021 Hinweis: Energetischer Wirkungsgrad in Klammern 25

Abbildung 13 Energetischer Biomasseeinsatz in den Sektoren (in TWh) © Prognos AG 2021 Quelle: (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020) 26

Abbildung 14 Prozessschritte absorptionsbasiertes Hochtemperatur-DAC-Verfahren; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021 KOH = Kaliumhydroxid, NaOH = Natriumhydroxid, K_2CO_3 = Kaliumkarbonat, Na_2CO_3 = Natriumcarbonatlösung, $CaCO_3$ = Calciumcarbonat, CaO = Calciumoxid, $Ca(OH)_2$ = Calciumhydroxid 28

Abbildung 15 Prozessschritte adsorptionsbasiertes Niedrigtemperatur-DAC-Verfahren; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021 29

Abbildung 16 Energiebedarf thermisch und elektrisch für DAC-Anlagen © Prognos AG 2021 Quellen absorptionsbasierte DAC-Anlage: (Scolow et al., 2011), (Mazotti et al., 2013), (Keith et al. , 2018), (NASEM, 2019), (Fasihi et al., 2019), (Carbon Engineering, 2021) Quellen adsorptionsbasierte DAC-Anlage: (Ping et al., 2018), (Roestenberg et al., 2015), (House et al., 2011), (Fasihi et al., 2017), (NASEM, 2019), (Fasihi et al., 2019), (ZSW, Universität Stuttgart, ifeu, 2020), (Bajamundi et al., 2019), (Climeworks, 2021) 31

Abbildung 17 Abscheidungskosten DAC © Prognos AG 2021 Quellen absorptionsbasierte DAC-Anlagen: (Scolow et al., 2011), (Mazotti et al., 2013), (Keith et al. , 2018), (NASEM, 2019), (Carbon Engineering, 2021), (Fasihi et al., 2019) Quellen adsorptionsbasierte DAC-Anlage: (Ping et al., 2018), (Roestenberg et al., 2015), (Fasihi et al., 2017), (House et al., 2011), (NASEM, 2019), (Fasihi et al., 2019), (ZSW, Universität Stuttgart, ifeu, 2020), (Climeworks, 2021), (Bajamundi et al., 2019) 32

Abbildung 18 Sensitivitätsanalyse Niedrigtemperatur-DAC-Anlage; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021 Basisfall: CAPEX = 1.940 EUR/tCO_2; Strombedarf gesamt inklusive Wärmepumpe = 1.327 kWh; COP = 3; Lebensdauer = 25 Jahre, Betriebsstunden = 3.000 h; Strompreis = 0,10 EUR/kWh_{el}; WACC = 7 %..... 33

Abbildung 19 Voraussetzungen für Abscheidungskosten von 100 EUR/tCO_2; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021..... 34

Abbildung 20 Kostenentwicklung DACCS und BECCS; Quelle: (Honegger, M., Reiner, D., 2018) © Prognos AG 2021..... 36

Abbildung 21 Phasendiagramm von reinem CO_2 mit Dichteangaben und Bereichen für Pipeline- und Schiffstransport; Quelle: (Løvseth, 2021) © Prognos AG 2021..... 37

Abbildung 22 Dampfdruckkurve von reinem CO_2 © Prognos AG 2021 Quelle: Abbildung Prognos auf Basis von Daten aus (Babel, 2021) 38

Abbildung 23 Einfluss von Verunreinigungen auf den Leistungsbedarf der CO_2-Kompression © Prognos AG 2021 Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (Fischedick, Görner, & Thomeczek, 2015) 40

Abbildung 24 CO_2-Transportkosten nach Transportmodi mit Bandbreiten nach Distanzen © Prognos AG 2021 geringe Kapazität = 2,5 MtCO_2 und hohe Kapazität = 20 MtCO_2; geringe Distanz = 180 km und lange Distanz = 1.500 km; Quellen: (Freitas, R.A., 2015), (Zero emissions platform, 2011), (IPCC, 2005), (Gao, L. et al., 2011), (Aspelund, A. et al., 2006)..... 40

Abbildung 25 Arten der CO_2-Nutzung © Prognos AG 2021 Quelle: eigene Abbildung in Anlehnung an (DECHEMA, 2017)..... 42

Abbildung 26 Pfade der chemischen CO_2-Nutzung © Prognos AG 2021 Quelle: eigene Abbildung auf Basis von (DECHEMA, 2017) 43

Abbildung 27 Exergie und Heizwert (engl. Lower Heating Value LHV) verschiedener Energieträger, Produkte und Moleküle im Vergleich; Quelle: (Silva Ortiz, Maciel Filho, & Posada, 2019) © Prognos AG 2021 44

Abbildung 28 Kategorien der chemischen CO_2-Nutzung © Prognos AG 2021 Quelle: eigene Abbildung auf Basis von (Aresta, Karimi, & Kawi, 2020) 45

Abbildung 29 CO_2-Speicherkosten bei einer Kapazität von 1 Mt CO_2 pro Jahr in 2.500 bis 5.000 Meter Tiefe © Prognos AG 2021 Quellen: (Navigant, 2019) (Zero emissions platform, 2011) (Hendriks, Graus, & van Bergen, 2004) 56

Abbildung 30 CO_2-Speicherpotenziale in Deutschland und der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone © Prognos AG 2021 Quelle: (Knopf, S., May, F., 2017); direkter Austausch mit dem BGR 57

Abbildung 31 Globale CO_2-Speicherpotenziale in Gt CO_2 © Prognos AG 2021 Quelle: (Global CCS Institute, 2019) 58

Abbildung 32 CO_2-Quellenkarte; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021 62

Abbildung 33 CO_2-Korridorkarte; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021 63

Abbildung 34 Kostenpfad BECCS in der Industrie; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021 * Kostenannahme für die Zwischenspeicherung an einem CO_2-Hub 64

Abbildung 35 Kostenpfad DACCS in Norddeutschland; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021 * Kostenannahme für die Zwischenspeicherung an einem CO_2-Hub 64

Abbildung 36 Gesamtkostenvergleich aktuell DACCS und BECCS; © Prognos AG 2021 Annahmen: DACCS – adsorptionsbasierte DAC-Anlage; BECCS – Oxyfuel Combustion 65

Abbildung 37 Handlungsempfehlungen für die Förderung technischer CO_2-Senken; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021 67

Abbildung 38 Priorisierung auf dem Weg zur THG-Neutralität; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021 68

11. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 CO_2-Entnahmeoptionen, eigene Darstellung © Prognos AG 2021 Quellen: (Fuss et al. , 2018), (NASEM, 2019), (EASAC, 2018) 12

Tabelle 2 Emissionsdaten 2017 für deutsche Punktquellen aus dem europäischen Schadstoffemissionsregister in Mt CO_2 (Europäisches Schadstoffemissionsregister (PRTR), 2021) © Prognos AG 2021 CRF = Common Reporting Format (UNFCCC) * Gesamtemissionsmengen und entsprechende Anteile aus dem PRTR-Datensatz (nur CO_2-Emissionen inklusive biogenen CO_2) mit insgesamt 430 Mt CO_2 2017 in Deutschland aus großen Punktquellen ** CO_2-Prozessemissionen gemäß CRF Table 2 A, B, C (Umweltbundesamt, 2021) 19

Tabelle 3 BECCS-Projekte in Europa © Prognos AG 2021 * MVA = Müllverbrennungsanlagen – mit CCS CO_2-Vermeidung des fossilen Mülls und CO_2-Entnahme durch den biogenen Müllanteil Quellen: (Drax, 2021), (Fortum, 2021), (Stockholm Exergi, 2021) 27

Tabelle 4 Weltweite DAC-Hauptakteure; TVSA = Temperature Vacuum Swing Adsorption; © Prognos AG 2021 Quellen: (Climeworks, 2021), (Global Thermostat, 2021), (Carbon Engineering, 2021) 30

Tabelle 5 DAC- Flächen- und Wasserbedarf © Prognos AG 2021 * beinhaltet komplette Anlage inkl. Steuerungstechnik, aber nicht die Fläche für die Energiebereitstellung (90 m^2 für 0,9kt/a); ** inkl. PV-Strom für Wärmepumpen; *** nach Holmes und Keith 2012 antizipierte Werte beziehen sich lediglich auf Packungsmaterialien und eine tatsächliche Anlagengröße wird deutlich unterschätzt (8 × 200 m^2 für 1 $MtCO_2$) Quellen: (Climeworks, 2021), (Carbon Engineering, 2021), (Scolow et al., 2011), (Fasihi et al., 2019), (Smith, P. et al., 2015), (Bajamundi et al., 2019), (Creutzig, F. et al., 2019) 35

Tabelle 6 Gegenüberstellung der Pfade CO_2-basierter Energieträger © Prognos AG 2021 Quelle: (VCI, Chemiewirtschaft in Zahlen, 2021) 47

Tabelle 7 Die wichtigsten Basischemikalien der organischen Chemie © Prognos AG 2021 Quelle: (VCI, Chemiewirtschaft in Zahlen, 2021) 48

Tabelle 8 Die häufigsten Kunststoffe © Prognos AG 2021 Quelle: (VCI, Chemiewirtschaft in Zahlen, 2021) 49

Tabelle 9 Technologiereifegrade (Technology Readiness Level, TRL) ausgewählter Technologien in der CCUS-Wertschöpfungskette; © Prognos AG 2021 Quellen: (Bui, et al., 2018), (JRC, 2020), (Global CCS Institute, 2021), (IEA, Special Report on Carbon Capture Utilization and Storage, 2020) 59

Tabelle 10 Begriffsdefinition Überbegriffe; Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an (IPCC, 2018) © Prognos AG 2021 83

Tabelle 11 Begriffsdefinition Emissionen; Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an (IPCC, 2018) © Prognos AG 2021 84

Tabelle 12 Begriffsdefinition – CO_2-Abscheidung, -Speicherung, und -Nutzung; Quelle: eigene Darstellung (IPCC, 2018) © Prognos AG 2021..... 85

Tabelle 13 Energiebedarf Hochtemperatur-DAC-Anlage; © Prognos AG 2021 Hinweis: [a] nur Erdgas; [b] Strom und Erdgas; [c] nur Strom..... 87

Tabelle 14 Energiebedarf Niedrigtemperatur DAC-Anlage © Prognos AG 2021 Hinweis: [d] Strom aus PV 88

Tabelle 15 Abscheidungskosten Niedrigtemperatur-DAC-Anlage © Prognos AG 2021 Hinweis: [a] nur Erdgas; [b] Strom und Erdgas; [c] nur Strom; [d] Wechselrate EUR/USD in 2016: 1.11 89

Tabelle 16 Abscheidungskosten Niedrigtemperatur-DAC-Anlage © Prognos AG 2021 Hinweis: [d] Wechselrate EUR/USD in 2016: 1.11, [e] Strom aus PV, [f] Energie aus Atomkraft; [i] bei VLH zwischen 2.000–6.000 h und Strombezugskosten von 0,17 EUR/kWh..... 90

Tabelle 17 CO_2-Speicherkosten bei einer Kapazität von 1 Mt CO_2 pro Jahr in 2.500 bis 5.000 Meter Tiefe © Prognos AG 2021 91

Tabelle 18 CCS-Projekte in Europa © Prognos AG 2021..... 92

12. Literaturverzeichnis

Agora Energiewende und Wuppertal Institut. (2019). *Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement.*

Alcalde, J. et al. (2018). *Estimating geological CO2 storage security to deliver on climate mitigation.*

Aresta, M., Karimi, I., & Kawi, S. (2020). *An Economy Based on Carbon Dioxide and Water.* Switzerland: Springer Nature.

Aspelund, A. et al. (2006). *Ship Transport of CO2: Technical Solutions and Analysis of Costs, Energy Utilization, Exergy Efficiency and CO2 Emissions.*

Babel, U. (27. 04 2021). *Babel Industriegase Lexikon*. Von https://www.unternehmensberatung-babel.de/industriegase-lexikon/industriegase-lexikon-a-bis-m/kohlendioxid/kohlendioxid-stoffdaten.html abgerufen

Bajamundi et al. (2019). *Capturing CO2 from air: Technical performance and process control.*

Boot-Handford, M., Abanades, J., Anthony, E., Blunt, M., Brandani, C., MacDowell, N., . . . Fennell, P. (2014). *Carbon capture and storage update.*

BP. (2018). *BP Statistical Review of World Energy, 67th editio.*

Breyer et al. (2019). *Direct Air Capture of CO2: A Key Technology for Ambitious Climate Change.*

Bui, M., Adjiman, C. S., Bardow, A., Anthony, E. J., Boston, A., Brown, S., . . . MacDowell, N. (2018). *Carbon capture and storage (CCS): the way forward.*

Bundesrat. (2020). *Von welcher Bedeutung könnten negative CO2-Emissionen für die künftigen klimapolitischen Massnahmen der Schweiz sein?*

Carbfix. (2021). Von https://www.carbfix.com/ abgerufen

Carbon Engineering. (2020). *Carbon Engineering.*

Carbon Engineering. (2021). *Carbon Engineering.* Von https://carbonengineering.com/our-technology/ abgerufen

CarbonCure. (2021). Von https://www.carboncure.com/ abgerufen

Cemsuisse. (2021). *Roadmap 2050 Klimaneutraler Zement als Ziel.*

Chadwick, A., Arts, R., Bernstone, C., May, F., Thibeau, S., & Zweigel, P. (2008). *Best practice for the storage of CO2 in saline aquifers.*

Climeworks. (2021). *Climeworks.* Von https://climeworks.com/ abgerufen

Coquelet, C., Stringari, P., Hajiw, M., Gonzales, A., Pereira, L., Nazeri, M., . . . Chapoy, A. (July 2017). Transport of CO2: Presentation of New Thermophysical Property Measurements and Phase Diagrams. *Energy Procedia*, S. 6844-6859.

Creutzig, F. et al. (2019). *The mutual dependence of negative emission technologies and energy systems.*

DBFZ. (2015). *Stromerzeugung aus Biomasse.*

DBFZ. (2017). *Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland.*

DECHEMA. (2017). *Technologien für Nachhaltigkeit und Klimaschutz – Chemische Prozesse und stoffliche Nutzung von CO2.* Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. Von Dechema Publikationen: https://dechema.de/dechema_media/Bilder/Publikationen/CO2_Buch_Online.pdf abgerufen

Deutsche Welle. (03. 05 2021). *Deutsche Welle Website*. Von https://www.dw.com/de/wie-aus-kohlendioxid-werkstoffe-werden/a-15241647 abgerufen

Deutz, S., Bardow, A. (2021). *Life-cycle assessment of an industrial direct air capture process based on temperature–vacuum swing adsorption.*

Drax. (2021). Von https://www.drax.com/about-us/our-projects/bioenergy-carbon-capture-use-and-storage-beccs/ abgerufen

Draxler, M., Schenk, J., Bürgler, T., & Sormann, A. (2020). *The Steel Industry in the European Union on the Crossroad to Carbon Lean Production—Status, Initiatives and Challenges.*

EASAC. (2018). *Negative emission technologies: What role in meeting Paris Agreement targets?*

EPS. (2021). *EPS Ethylen-Pipeline-Süd*. Von https://www.eps-pipeline.de/startseite.html abgerufen

Equinor. (März 2021). *Sleipner Area Gas Platform*. Von https://www.equinor.com/en/what-we-do/norwegian-continental-shelf-platforms/sleipner.html abgerufen

Europäisches Schadstoffemissionsregister (PRTR). (März 2021). *European Pollutant Release and Transfer Register*. Von https://prtr.eea.europa.eu/: https://prtr.eea.europa.eu/ abgerufen

Fasihi et al. (2017). *Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants.*

Fasihi et al. (2019). *Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants.*

Fasihi, M. et al. (2021). *Global potential of green ammonia based on hybrid PV-wind power plants.*

Fischedick, M., Görner, K., & Thomeczek, M. (2015). *CO2: Abtrennung, Speicherung, Nutzung.* Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.

Fortum. (2021). Von https://www.fortum.com/media/2018/11/full-scale-carbon-capture-and-storage-ccs-project-initiated-norway abgerufen

Freitas, R.A. (2015). *The Nanofactory Solution to Global Climate Change: Atmospheric Carbon Capture.*

Fuss et al. . (2018). *Negative emissions—Part 2: Costs, potentials and side effects.*

Fuss, S., Johnsson, F. (2021). *The BECCS Implementation Gap –A Swedish Case Study.*

Gao, L. et al. (2011). *Cost analysis of CO2 transportation: Case study in China.*

Gassnova. (2020). *Developing Longship – Key Lessons Learned.*

Geden, O., Schenuit, F. (2020). *Unkonventioneller Klimaschutz.*

Global CCS Institute. (2017). *Global Cost of Carbon Capture and Storage.*

Global CCS Institute. (2019). *Global Status of CCS 2019.*

Global CCS Institute. (2020). *Global Status of CCS 2020.*

Global CCS Institute. (2021). *Technology Readiness and Costs of CCS.*

Global Thermostat. (2021). *Global Thermostat.* Von https://globalthermostat.com/ abgerufen

Hendriks, C., Graus, W., & van Bergen, F. (2004). *Global Carbon Dioxide Storage Potential and Costs.*

Honegger, M., Reiner, D. (2018). *The political economy of negative emissions technologies: consequences for international policy design.*

House et al. (2011). *Economic and energetic analysis of capturing CO2 from ambient air.*

IEA. (2015). *Storing CO2 through Enhanced Oil Recovery*.

IEA. (2019). *Direct Air Capture.* Von https://www.iea.org/reports/direct-air-capture abgerufen

IEA. (2020). *Special Report on Carbon Capture Utilization and Storage.* International Energy Agency.

IPCC. (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage.*

IPCC. (2018). *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.*

IPCC. (2018). *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.*

Jackson et al. (2019). *Methane removal and atmospheric restoration.*

Jess, A., & Waserscheid, P. (2013). *Chemical Technology.* Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.

JRC. (2020). *Carbon Capture Utilisation and Storage - Technology Development Report.*

Kanniche, M., Gros-Bonnivard, R., Jaud, P., Valle-Marcos, J., Amann, J.-M., & Bouallou, C. (2009). *Pre-combustion, post-combustion and oxy-combustion in thermal power plant for CO2 capture.*

Keith et al. . (2018). *A Process for Capturing CO2 from the Atmosphere.*

Knopf, S., May, F. (2017). *Comparing methods for the estimation of CO2 storage capacity in saline aquifers in Germany: regional aquifer based vs. structural trap based assessments.*

Løvseth, S. W. (27. 04 2021). *SINTEF research*. Von https://blog.sintef.com/sintefenergy/ccs/co2-mixture-property-knowledge-needed/ abgerufen

MacDowell, N., Florin, N., Buchard, A., Hallet, J., Galindo, A., Jackson, G., . . . Fennell, P. (2010). *An overview of CO2 capture technologies.*

Massachusetts Institute of Technology. (April 2021). *Carbon Capture and Sequestration Technologies program.* Von https://sequestration.mit.edu/tools/projects/kemper.html abgerufen

Mazotti et al. (2013). *Direct air capture of CO2 with chemicals: optimization of a two-loop hydroxide carbonate system using a countercurrent air-liquid contactor.*

McLaren, D. et al. . (2019). *Beyond "Net-Zero": A Case for Separate Targets for Emissions Reduction and Negative Emissions.*

McQueen, N., et al. (2021). *A review of direct air capture (DAC): scaling up commercial technologies and innovating for the future.*

NASEM. (2019). *Negative Emissions Technologies and Reliable Sequestration-A Research Agenda.*

Navigant. (2019). *Gas for Climate.*

Nemet, G. et al. (2018). *Negative Emissions - Part 3: Innovation and upscaling.*

Nemet, G.F., Brandt A.R. (2012). *WIllingness to pay for a climate backsto: liquid fuel producers and direct CO2 air capture .*

NETPower, 8Rivers. (April 2021). *The Allam-Fetvedt Cycle*. Von https://netpower.com/technology/ abgerufen

Neustark AG. (April 2021). *Neustark*. Von https://de.neustark.com/ abgerufen

NOAA. (2021. Mai 2021). *Trends in Atmospheric Carbon Dioxide*. Von https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/ abgerufen

Northern Lights. (April 2021). *Northern Lights offshore CO2 Storage*. Von https://northernlightsccs.com/ abgerufen

Öko-Institut . (2012). *Potenziale und Chancen der Technologie zur CO2-Abtrennung und –Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessemissionen.* im Auftrag von WWF.

Ping et al. (2018). *Global thermostat low cost direct air capture technology.*

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut. (2020). *Klimaneutrales Deutschland 2050.* im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität.

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut. (2021). *Klimaneutrales Deutschland 2045.* im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität.

Prometheusfuels. (2021). Von https://www.prometheusfuels.com/on-the-road/demo-3-got-a-brand-new-dac-system abgerufen

Rickels, W. et al. . (2020). *The Future of (Negative) Emissions Trading in the European Union.*

Roestenberg et al. (2015). *Design Study Report - Antecy Solar Fuels Development .*

Rosa, L. et al. (2021). *Assessment of carbon dioxide removal potential via BECCS in a carbon-neutral Europe.*

Rubin, E. S., Davison, J. E., & Herzog, H. J. (2015). *The Cost of CO2 Capture and Storage.*

Salzgitter AG. (März 2021). *SALCOS (Salzgitter Low CO2 Steelmaking)* . Von https://salcos.salzgitter-ag.com/ abgerufen

Schenuit, F. et al. . (2021). *Carbon Dioxide Removal Policy in the Making: Assessing Development in 9 OECD Cases.*

Scolow et al. (2011). *Direct Air Capture of CO2 with Chemicals.*

Sigma-Aldrich. (03. 05 2021). *Datenblatt Polypropylencarbonat*. Von https://www.sigmaaldrich.com/catalog/product/ALDRICH/389021?lang=de&region=DE abgerufen

Silva Ortiz, P., Maciel Filho, R., & Posada, J. (2019). Mass and Heat Integration in Ethanol Production Mills for Enhanced Process Efficiency and Exergy-Based Renewability Performance. In *Processes.* https://doi.org/10.3390/pr7100670.

Smith, P. et al. (2015). *Biophysical and economic limits to negative CO2 emissions.*

Snæbjörnsdóttir, S. et al. (2020). *Carbon dioxide storage through mineral carbonation.*

Solidia. (April 2021). *CO2-Ausgehärtete Betonprodukte*. Von https://www.solidiatech.com/solutions.html abgerufen

Southern Company Services, Inc. (2019). *Kemper County IGCC Final Project Report.*

SSAB, LKAB, Vattenfall. (April 2021). *Hybrit fossil-free steel*. Von https://www.hybritdevelopment.se/en/ abgerufen

Stec, M., Tatarczuk, A., Wiecław-Solny, L., Krótki, A., Spietz, T., Wilk, A., & Spiewak, D. (2015). *Demonstration of a post-combustion carbon capture pilot plant using amine-based solvents at the Łaziska Power Plant in Poland.*

Stockholm Exergi. (2021). Von https://www.stockholmexergi.se/carbon-dioxide-removal/about-stockholm-exergi/ abgerufen

Strefler, J., et al. (2018). *Potential and costs of carbon dioxide removal by enhanced weathering of rocks.*

Svante, Lafarge Canada, Total. (April 2021). *Project CO2ment*. Von https://svanteinc.com/carbon-capture-program-to-british-columbia/ abgerufen

Umweltbundesamt. (2021). *Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2019.*

VCI. (05. 04 2021). *Chemiewirtschaft in Zahlen*. Von Verband der Chemischen Industrie: https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chemiewirtschaft-in-zahlen-print.pdf abgerufen

VCI. (20. 02 2021). *Webseite des VCI - Chemiewirtschaft in Zahlen.* Von https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chemiewirtschaft-in-zahlen-print.pdf abgerufen

Viebahn, P., Scholz, A., Zelt, O. (2019). *The Potential Role of Direct Air Capture in the German Energy Research Program—Results of a Multi-Dimensional Analysis.*

Xi, F., Davis, S., Ciais, P., Crawford-Brown, D., Guan, D., Pade, C., . . . Liu, Z. (2016). *Substantial global carbon uptake by cement carbonation.*

Zero emissions platform. (2011). *The Cost of CO2 Capture, Transport and Storage.*

Zero emissions platform. (28. 04 2021). *The Costs of CO2 Transport.* Von www.globalccsinstitute.com: https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/119811/costs-co2-transport-post-demonstration-ccs-eu.pdf abgerufen

ZSW, Universität Stuttgart, ifeu. (2020). *CORAL - CO2-Rohstoff aus Luft: Entwicklung eines hocheffizienten Verfahrens zur CO2-Bereitstellung aus Luft als Basis für die Erzeugung regenerativer Rohstoffe.*

13. Abkürzungen

BECCS	Bioenergy with Carbon Dioxide Capture and Storage (Bioenergie mit Kohlenstoffdioxidabscheidung und anschließender Speicherung)
BECCU	Bioenergy with Carbon Dioxide Capture and Utilisation (Bioenergie mit Kohlenstoffdioxidabscheidung und anschließender Nutzung in Produkten (z. B. synthetisches Kerosin)
BECCUS	Bioenergy with Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (Bioenergie mit Kohlenstoffdioxidabscheidung und anschließender langfristiger (klimarelevanter Zeitraum) Speicherung in Produkten (z. B. Baustoffen))
$CaCO_3$	Kalk
$Ca(OH)_2$	Kalziumhydroxid
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage (Kohlenstoffdioxidabscheidung und -speicherung)
CCU	Carbon Dioxide Capture and Utilisation (Kohlenstoffdioxidabscheidung mit anschließender Nutzung in Produkten)
CCUS	Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (Kohlenstoffdioxidabscheidung mit anschließender langfristiger (klimarelevanter Zeitraum) Speicherung in Produkten)
CDR	Carbon Dioxide Removal (Kohlenstoffdioxid-Entnahme aus der Atmosphäre)
CH_4	Methan
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CO_2-eq	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente (Einheiten für Strahlungsantrieb)
CRF	Common Reporting Format (UNFCCC)
DAC	Direct Air Carbon Dioxide Capture (Direktabscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre)
DACCS	Direct Air Carbon Dioxide Capture and Storage (Direktabscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre mit anschließender geologischer Speicherung)

DACCU	Direct Air Carbon Dioxide Capture and Utilisation (Direktabscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre mit anschließender Nutzung in Produkten (z. B. synthetischem Kerosin))
DACCUS	Direct Air Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (Direktabscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre mit anschließender langfristiger (klimarelevanter Zeitraum) Speicherung in Produkten (z. B. Baustoffen))
GWP100	Global Warming Potential über 100 Jahre (Einheit des Strahlungsantriebs einzelner Gase)
GuD	Gas- und Dampfturbinen
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle (Kombi-Prozess mit integrierter Vergasung)
KOH	Kaliumhydroxid
LULUCF	Land-Use, Land-Use-Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft)
MVA	Müllverbrennungsanlage
N_2O	Lachgas
NET	Negativemissionstechnologien, synonym zu CDR
NO_x	Stickoxide
O_2	Sauerstoff
ppm	parts per million (Partikel pro Millionen Partikel als Einheit für Konzentrationen von Gasen in der Atmosphäre)
SF_6	Schwefelhexaflourid (Isolationsgas, vor allem in elektrischen Schaltanlagen)
SRM	Solar Radiation Management (Beeinflussung der Sonneneinstrahlung)
THG	Treibhausgase
PV	Photovoltaik
PyCCS	Pyrolysegas Carbon Capture and Storage (Abscheidung von CO_2 aus der Pyrolysegasverbrennung mit anschließender Speicherung)

14. Glossar

Begriff	Definition
CO_2-Entnahmemethoden (Carbon Dioxide Removal – CDR)	Menschliche Aktivitäten, die CO_2 aus der Atmosphäre entfernen und es dauerhaft in geologischen, terrestrischen oder ozeanischen Reservoiren oder in langfristigen Produkten speichern. CDR beinhaltet die Verbesserung von biologischen oder geochemischen Senken und die direkte Abscheidung und Speicherung in der Luft, schließt aber die natürliche CO_2-Aufnahme aus, die nicht direkt durch menschliche Eingriffe verursacht wird.
Negativemissionstechnologien (NET)	Analog zu CO_2-Entnahmemethoden
Solar Radiation Management (SRM)	Unter Modifikation der Sonneneinstrahlung versteht man die gezielte Veränderung des kurzwelligen Strahlungshaushalts der Erde mit dem Ziel, die Erwärmung zu reduzieren, und beeinflusst damit nicht die Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre. Das künstliche Einbringen von stratosphärischen Aerosolen, die Aufhellung von Meereswolken und die Veränderung der Albedo der Landoberfläche sind Beispiele für vorgeschlagene SRM-Methoden. SRM fällt nicht unter die Definitionen von Mitigation und Adaptation.
Geo-Engineering	Der Überbegriff Geo-Engineering umfasst sowohl CDR- als auch SRM-Maßnahmen. Geo-Engineering beschreibt Möglichkeiten, den Energiehaushalt der Erde zu beeinflussen. Im Rahmen dieses Kurzgutachtens werden nur technische CDR-Maßnahmen betrachtet.
Quelle	Jeder Prozess, jede Aktivität oder jeder Mechanismus, der ein Treibhausgas, einen Vorläufer eines Treibhausgases oder ein Aerosol erzeugt.
Senke	Jeder Prozess, jede Aktivität oder jeder Mechanismus, der oder die ein Treibhausgas, einen Vorläufer eines Treibhausgases oder ein Aerosol aus der Atmosphäre entfernt.
Speicherung C vs. Speicherung CO_2	Einige CDR-Methoden binden und speichern CO_2 (Kohlendioxid) direkt, während andere das CO_2 aus der Atmosphäre entfernen, aber nur C (Kohlenstoff) speichern. Bei biologischen CDR-Ansätzen, an denen Pflanzen und Bäume beteiligt sind, wird beispielsweise CO_2 durch die chemischen Reaktionen der Photosynthese gebunden und dann in C, das im Pflanzenkörper und in den Wurzeln gespeichert wird, und O_2, das wieder an die Atmosphäre abgegeben wird, zerlegt. Das Verhältnis zwischen gespeichertem C und gespeichertem CO_2 wird als Verhältnis der Molekulargewichte (MW) angegeben, d. h. $GtCO_2 = GtC \times (MWCO2/MWC) = GtC \times (44/12) = 3{,}67 \times GtC$.

Begriff	Definition
Land-Use, Land-Use-Change and Forestry (LULUCF)	LULUCF ist ein THG-Inventarsektor, in dem durch anthropogene Nutzung von Landflächen und Wäldern THG-Emissionen entstehen bzw. THG-Emissionen abgebaut werden. Je nach Nutzung und Nutzungsänderung können THG-Emissionen (z. B. durch die Umwidmung von Waldflächen zu landwirtschaftlichen Nutzflächen) erzeugt oder es kann CO_2 aus der Atmosphäre entfernt werden (z. B. durch Aufforstung von Flächen), wobei Nicht-CO_2-Landwirtschaftsemissionen ausgeschlossen sind.

Tabelle 10 Begriffsdefinition Überbegriffe; Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an (IPCC, 2018) © Prognos AG 2021

Begriff	Definition
Positive THG-Emissionen	Positive Treibhausgasemissionen sind in diesem Kontext die Freisetzung von anthropogenen Treibhausgasen in die Atmosphäre.
Biogene CO_2-Emissionen	Biogenes CO_2 kommt aus Biomasse, die für das Wachstum CO_2 aus der Atmosphäre gebunden hat und durch Photosynthese in C und O_2 umwandelt. Bei der Verbrennung von Biomasse wird grundsätzlich die gleiche Menge C freigesetzt wie beim Wachstum der Pflanze aufgenommen wurde. Biogene CO_2-Emissionen können daher als CO_2-neutral bezeichnet werden, solange CO_2-Quellen und -Senken im Gleichgewicht sind. Allerdings ist auch hier zu betrachten, dass bei den Vorketten wie Verarbeitung und Transport zusätzliche und aktuell fossile Emissionen anfallen.
Negative CO_2-Emissionen	Negative CO_2-Emissionen werden erzeugt, wenn durch menschliche Aktivitäten mittels natürlicher oder technischer CO_2-Senken CO_2-Emissionen aus der Atmosphäre entfernt und dauerhaft gespeichert werden, d. h. zusätzlich zu der Entfernung, die durch natürliche Prozesse des Kohlenstoffkreislaufs erfolgen würde.
Residuale THG-Emissionen	Residuale THG-Emissionen sind die Restmenge an Treibhausgasemissionen, die mit Minderungs- und Effizienzmaßnahmen (inkl. CCS als Vermeidungsmaßnahme für fossilen Kohlenstoff aus Punktquellen) übrig bleiben und die nur sehr schwer vermeidbar sind. In einem Netto-null-THG-Szenario werden die residualen THG-Emissionen durch negative CO_2-Emissionen mittels CO_2-Entnahmemethoden ausgeglichen.
Netto-negativ-Emissionen	Netto-negativ-Emissionen sind erreicht, wenn durch anthropogene Aktivitäten mehr Treibhausgase aus der Atmosphäre entfernt als in die Atmosphäre emittiert werden.

Begriff	Definition
Netto-null-Emissionen	Netto-null-Emissionen sind erreicht, wenn die anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen in die Atmosphäre (Quelle) über einen bestimmten Zeitraum durch anthropogenen Abbau (Senke) ausgeglichen werden.

Tabelle 11 Begriffsdefinition Emissionen; Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an (IPCC, 2018) © Prognos AG 2021

Begriff	Definition
Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS)	Ein Prozess, bei dem ein relativ reiner Strom von Kohlendioxid (CO_2) aus industriellen und energiebezogenen Quellen abgetrennt (aufgefangen), aufbereitet, komprimiert und zu einem Speicherort transportiert wird, um ihn langfristig von der Atmosphäre zu isolieren. CCS ist in erster Linie eine CO_2-Vermeidungsoption.
Carbon Dioxide Capture and Utilisation (CCU)	Bei CCU wird das CO_2 analog zu CCS an Punktquellen abgeschieden, anschließend aber nicht geologisch gespeichert, sondern zur Herstellung eines neuen Produktes verwendet. CCU führt nicht zu negativen CO_2-Emissionen, da das abgeschiedene und in den kurzlebigen Produkten gespeicherte CO_2 bei der Nutzung wieder in die Atmosphäre gelangt. Ein Beispiel ist die CO_2-Nutzung in synthetischen Kraftstoffen.
Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (CCUS)	Bei CCUS wird das CO_2 analog zu CCS an Punktquellen abgeschieden, anschließend aber nicht geologisch gespeichert, sondern zur Herstellung eines neuen Produktes verwendet. Wird das CO_2 für einen klimarelevanten Zeithorizont in einem Produkt gespeichert, spricht man von Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (CCUS). Erst dann, und nur in Kombination mit kürzlich aus der Atmosphäre entferntem CO_2, kann CCUS zu negativen CO_2-Emissionen führen. Ein Beispiel ist die CO_2-Nutzung in Baustoffen.
Direct Air Carbon Dioxide Capture and Storage (DACCS)	Ein chemisches Verfahren, bei dem CO_2 direkt aus der Umgebungsluft abgeschieden und anschließend geologisch gespeichert wird (DACCS). Durch die langfristige, geologische Speicherung entstehen negative CO_2-Emissionen.
Direct Air Carbon Dioxide Capture and Utilisation (DACCU)	Wird das aus der Atmosphäre abgeschiedene CO_2 in kurzlebigen Produkten, wie z. B. in synthetischen Kraftstoffen, genutzt, gelangt das CO_2 wieder zurück in die Atmosphäre (DACCU). Dies ist maximal ein neutraler CO_2-Kreislauf.
Direct Air Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (DACCUS)	Wird das aus der Atmosphäre abgeschiedene CO_2 langfristig (in einem klimarelevanten Zeitraum) z. B. in Baustoffen gespeichert, können negative CO_2-Emissionen generiert werden (DACCUS).

Begriff	Definition
Bioenergy with Carbon Dioxide Capture and Storage (BECCS)	Technologie zur Abscheidung und Speicherung von biogenem Kohlenstoffdioxid (CCS), angewandt auf eine Bioenergieanlage. Durch die langfristige, geologische Speicherung entstehen negative CO_2-Emissionen.
Bioenergy with Carbon Dioxide Capture and Utilisation (BECCU)	Wird das aus der Bioenergieanlage abgeschiedene biogene CO_2 in kurzlebigen Produkten, wie z. B. in synthetischen Kraftstoffen, genutzt, gelangt das CO_2 wieder zurück in die Atmosphäre (BECCU). Dies ist maximal ein neutraler CO_2-Kreislauf.
Bioenergy with Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (BECCUS)	Wird das aus der Bioenergieanlage abgeschiedene biogene CO_2 langfristig (in einem klimarelevanten Zeitraum) z. B. in Baustoffen gespeichert, können negative CO_2-Emissionen generiert werden (BECCUS).

Tabelle 12 Begriffsdefinition – CO_2-Abscheidung, -Speicherung, und -Nutzung; Quelle: eigene Darstellung (IPCC, 2018)

© Prognos AG 2021

15. Anhang

16. Anhang A – DAC-Energiebedarf

Tabelle Kopf										
Kapazität	Prozess	Temperaturen	Strombedarf		Wärmebedarf		Energiebedarf gesamt max.		Zeitpunkt	Referenz
t CO_2/a		°C	kWh_{el}/tCO_2		kWh_{th}/tCO_2		kWh/tCO2		Jahr	
			min	max	min	max	min	max		
1000000	2-Zyklen 1-NaOH; 2-$CA(OH)_2$	900	200	0	1900	0	2100	2100	2011	Scolow et al. – APS Report 2011 (1)
1000000	2-Zyklen 1-NaOH; 2-$CA(OH)_2$	900	494	0	2250	0	2744	2744	2011	Scolow et al. – APS Report 2011 (2)
1000000	Wäscher und Kalzinierung		0	0	1840	0	1840	1840	2013	Mazotti et al. 2013 [a]
1000000	2-Zyklen 1:KOH; 2:$CA(OH)_2$	900	0	0	2450	0	2450	2450	2018	Keith et al. 2018 – Carbon Engineering (1)[a]
1000000	2-Zyklen 1:KOH; 2:$CA(OH)_2$	900	77	366	1460	0	1537	1826	2018	Keith et al. 2018 – Carbon Engineering (2)[b]
1000000	Wäscher und Kalzinierung		206	473	2139	2973	2345	3446	2019	NASEM 2019 [b]
1000000	2-Zyklen 1:KOH; 2:$CA(OH)_2$	900	1535	0	0	0	1535	1535	2020	Fasihi et al. 2019

Tabelle Kopf										
1000000	2-Zyklen 1:KOH; 2:$CA(OH)_2$	900	1500	0	0	0	1500	1500	2020	Carbon Engineering 2020 [c]
1000000	2-Zyklen 1:KOH; 2:$CA(OH)_2$	900	0	0	2778	0	2778	2778	2020	Carbon Engineering 2020 [a]

Tabelle 13 Energiebedarf Hochtemperatur-DAC-Anlage;

Hinweis: [a] nur Erdgas; [b] Strom und Erdgas; [c] nur Strom

© Prognos AG 2021

Energiebedarf absorptionsbasierte Niedrigtemperatur-DAC-Anlage										
Kapazität	**Prozess**	**Temperaturen**	**Strombedarf**		**Wärmebedarf**		**Energiebedarfgesamt**		**Zeitpunkt**	**Referenz**
t CO_2/a		**°C**	**kWh$_{el}$/tCO_2**		**kWh$_{th}$/tCO_2**		**kWh/tCO2**		**Jahr**	
			min	max	min	max	min	max		
39998	Filter und Dampfdesorption	85–95	150	260	1170	1410	1320	1670	2014	Ping et al. – Global Thermostat (2014)
3600 – 360000	Kaliumkarbonat (K_2CO_3)	80–100	694		2083		2777	2777	2015	Roestenberg 2015 – Antecy 2018
360000	TVSA		225		1500		1725	1725	2030	Fasihi et al. 2017
1000000	TVSA		210		1350		1560	1560	2040	Fasihi et al. 2017
1000000			1000		1200		2200	2200	2018	House et al. 2011
1000000			153	311	945	1334	1098	1645	2019	NASEM 2019 [d]
360000	TVSA		250		1750		2000	2000	2020	Fasihi et al. 2019
9 – 730	Wäscher und thermische Desorption	105	500	1000	2500		3000	3500	2019	ZSW 2020
100000	TVSA	100, 200 mbar	660		2000		2660	660	2020	Climeworks 2020
1000000	TVSA	100, 200 mbar	400		1600		2000	2000	2030	Climeworks 2020
1,24	TVSA	80	648	1824	2052	5776	2700	7600	2019	Bajamundi et al. 2019 (VTT) - Demoanlage

Tabelle 14 Energiebedarf Niedrigtemperatur DAC-Anlage

Hinweis: [d]Strom aus PV

© Prognos AG 2021

17. Anhang B – DAC-Abscheidungskosten

Abscheidungskosten absorptionsbasierte Hochtemperatur-DAC-Anlage								
Kapazität t CO_2/a	CAPEX EUR/tCO_2		OPEX in %	Lebensdauer Jahre	Abscheidungskosten EUR/tCO_2		Kostenzeitpunkt Jahr	Referenz
	min	max			min	max		
1000000	1583		4	20	420	550	2011	Scolow et al. – APS Report 2011 (1)
1000000	1583	2086	4	20	314	388	2011	Scolow et al. – APS Report 2011 (2)
1000000	2200				283	300	2013	Mazotti et al. 2013
1000000	714	1032		25	114	209	2018	Keith et al. 2018 – Carbon Engineering (1)[a d]
1000000	549	625		25	110	147	2018	Keith et al. 2018 – Carbon Engineering (2)[b d]
1000000	550	1134	10	30	127	252	2019	NASEM 2019 [b d]
1000000	551	644	10	30	353	476	2019	NASEM 2019 [c d]
1000000					540		2020	Carbon Engineering 2020 [c d]
1000000					85	117	n-te Anlage	Carbon Engineering 2020 [c d]
1000000	815	815	3,7	25	186		2020	Fasihi et al. 2019

Tabelle 15 Abscheidungskosten Niedrigtemperatur-DAC-Anlage

© Prognos AG 2021

Hinweis: [a] nur Erdgas; [b] Strom und Erdgas; [c] nur Strom; [d] Wechselrate EUR/USD in 2016: 1.11

Abscheidungskosten adsorptionsbasierte Niedrigtemperatur-DAC-Anlage							
Kapazität t CO_2/a	**CAPEX EUR/tCO_2**		**OPEX in %**	**Lebensdauer Jahre**	**Abscheidungskosten EUR/tCO_2**		**Kostenzeitpunkt Jahr**	**Referenz**
	min	max			min	max		
1000000				25	113		2014	Ping et al. – Global Thermostat (2014)
3600 – 360000	730	1220		25	203	244	2015	Roestenberg – Antecy 2015
360000	228 [h]		4	25			2030	Fasihi et al. 2017
1000000	184 [h]		4	30			2040	Fasihi et al. 2017
1000000				25	600	1000	2011	House et al. 2011
1000000				30	353	473	2019	NASEM 2019 [d e]
1000000				30	353	473	2019	NASEM 2019 [d f]
360000	730		4	20	120	155	2020	Fasihi et al. 2019
876	571		4	20	390	750	2020	ZSW 2020[i]
8760	342		4	20	220	400	2020	ZSW 2020[i]
300-900				25	540	900	2020	Climeworks 2020
1000000				25	90	180	2030	Climeworks 2020
1000000				25	38	54	2050	Climeworks 2020
1,24					700		2020	Bajamundi et al. 2019 (VTT) – Demoanlage

Tabelle 16 Abscheidungskosten Niedrigtemperatur-DAC-Anlage

© Prognos AG 2021

Hinweis: [d] Wechselrate EUR/USD in 2016: 1.11, [e] Strom aus PV, [f] Energie aus Atomkraft; [i] bei VLH zwischen 2.000–6.000 h und Strombezugskosten von 0,17 EUR/kWh

18. Anhang C – CO_2-Speicherung

Speicherung	Typologie	CAPEX in Mio. EUR	OPEX in Mio. EUR	Speicherkosten untere Grenze in EUR/t CO_2	Speicherkosten obere Grenze in EUR/t CO_2
Onshore	Ausgebeutete Gas- und Erdöllagerstätten Bohrung/Brunnen wiederverwenden	29	2	4	7
	Ausgebeutete Gas- und Erdöllagerstätten Bohrung/Brunnen nicht wiederverwenden	52	2	4	10
	Saline Aquifere	76	2	6	12
Offshore	Ausgebeutete Gas- und Erdöllagerstätten Bohrung/Brunnen wiederverwenden	61	6	8	9
	Ausgebeutete Gas- und Erdöllagerstätten Bohrung/Brunnen nicht wiederverwenden	137	6	8	14
	Saline Aquifere	257	9	11	20

Tabelle 17 CO_2-Speicherkosten bei einer Kapazität von 1 Mt CO_2 pro Jahr in 2.500 bis 5.000 Meter Tiefe 2021 © Prognos AG

19. Anhang D – CCS-Projekte in Europa

CCS-Projekt	Land	Beginn Laufzeit	CO_2-Abscheidekapazität ($MtCO_2/a$)	Industrie
Sleipner CO_2 Storage	Norwegen	1996	1,0	Erdgasaufbereitung
Snøhvit CO_2 Storage	Norwegen	2008	0,70	Erdgasaufbereitung
Langskip CCS – Fortum Oslo Varme	Norwegen	2024	0,40	Müllverbrennungsanlage
Langskip CCS – Brevik Norcem	Norwegen	2024	0,4	Zementproduktion
Acorn Scalable CCS	GB	2020's	3,0–4,0	Öl-Raffinerie
Caledonia Clean Energy	GB	2024	3,0	Energieerzeugung
HyNet North West	GB	Mitte 2020's	1,5	Wasserstoffproduktion
Northern Gas Network H21 North of England	GB	2026	1,5	Wasserstoffproduktion
Teesside Collective	GB	2020's	0,8	Verschiedenes

CCS-Projekt	Land	Beginn Laufzeit	CO_2-Abscheidekapazität ($MtCO_2/a$)	Industrie
The Clean Gas Project	GB	2025	0,4–3	Energieerzeugung
Drax – BECCS	GB	2027	4–16	Energieerzeugung
Ervia Cork CCS	Irland	2028	2,5	Energieerzeugung und Raffinerie
Hydrogen 2 Magnum (H2M)	Niederlande	2024	2,0	Energieerzeugung
Port of Rotterdam CCUS Backbone Initiative (Porthos)	Niederlande	2023	2–5	Verschiedenes
Stockholm Exergi AB – BECCS	Schweden	2025	2	Strom- und Wärmeproduktion
CarbFix Project	Island	2012		Energieerzeugung

Tabelle 18 CCS-Projekte in Europa

© Prognos AG 2021

Impressum

Herausgeber:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autoren:

Prognos AG
Sebastian Lübbers (Projektleitung)
Jens Hobohm (Projektleitung)
Christoph Thormeyer
Hans Dambeck

Stand:
10/2021

Bitte zitieren als:
Prognos AG (2021). Technische CO_2-Senken – Techno-ökonomische Analyse ausgewählter CO_2-Negativemissionstechnologien. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Öko-Institut e.V.
Institut für angewandte Ökologie
Institute for Applied Ecology

dena
Deutsche Energie-Agentur

Kurzgutachten zur dena-LEITSTUDIE AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT

Natürliche Senken

Die Potenziale natürlicher Ökosysteme zur Vermeidung von THG-Emissionen und Speicherung von Kohlenstoff – Modellierung des LULUCF-Sektors sowie Analyse natürlicher Senken

Impressum

Herausgeber

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autoren
Judith Reise, Öko-Institut
Dr. Klaus Hennenberg, Öko-Institut
Dr. Hannes Böttcher, Öko-Institut
Anke Benndorf, Öko-Institut

Stand: 10/2021

Bitte zitieren als:
Öko-Institut e.V. (2021). *Natürliche Senken – Die Potenziale natürlicher Ökosysteme zur Vermeidung von THG-Emissionen und Speicherung von Kohlenstoff.* Modellierung des LULUCF-Sektors sowie Analyse natürlicher Senken. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Inhalt

Impressum **2**

1 Vorwort durch die Deutsche Energie-Agentur (dena) **6**

2 Hintergrund und Zielstellung **8**

3 Übersicht zu natürlichen Senken in der Landnutzung **10**

3.1 Einleitung 10

3.1.1 Wie wirkt Landnutzung auf den globalen Kohlenstoffkreislauf? 10

3.1.2 Welche Kohlenstoffpools gibt es, und wie viel Kohlenstoff speichern sie? 10

3.1.3 In welchem Zustand befinden sich natürliche Kohlenstoffspeicher, und welchen Risiken sind sie ausgesetzt? 11

3.2 Aktuelle THG-Emissionen aus Quellen und CO_2-Speicherungen durch Senken des Landnutzungssektors 13

3.2.1 Global 13

3.2.2 In der EU 13

3.2.3 In Deutschland 15

3.3 Potenziale natürlicher Senken in Deutschland 17

3.3.1 Vergrößerung der Waldfläche (Aufforstung) 17

3.3.2 Kohlenstoffvorräte in Wäldern erhalten und aufbauen und Kohlenstoffspeicherung in langlebigen Holzprodukten erhöhen 20

3.3.3 Erhaltung und Erhöhung des Kohlenstoffgehaltes in landwirtschaftlich genutzten Mineralböden 24

3.3.4 Ausweitung der Agroforstwirtschaft 27

3.3.5 Vermeidung des Umbruchs von Grünland auf mineralischen Böden 29

3.3.6 Erhaltung des Kohlenstoffs in organischen Böden und Wiederherstellung von Feuchtgebieten 30

3.4 Zusammenfassung der Potenziale natürlicher Senken in Deutschland 33

4 Szenarioanalyse zu natürlichen Senken in Deutschland 38

4.1 Annahmen zur Landwirtschaft 38

4.2 Annahmen und Berechnungen zur Biomasseproduktion 39

4.2.1 Methode 39

4.2.2 Ergebnisse 41

4.3 LULUCF 43

4.3.1 Methode 43

4.3.2 Ergebnisse 45

4.4 Vorläufige Ergebnisse der Bilanzierung unter der LULUCF-Verordnung 47

5 Regulatorischer Rahmen für natürliche Senken 48

5.1 Internationale Berichterstattung unter der UN-Rahmenkonvention 48

5.2 Bilanzierung im Rahmen der EU-Gesetzgebung 48

5.2.1 Rolle des LULUCF-Sektors in der EU-Klimagesetzgebung 48

5.2.2 Bilanzierungsregeln der LULUCF-Verordnung 49

5.3 Nationale Zielsetzungen durch Klimaschutzplan und Klimaschutzgesetz 52

6 Schlussfolgerungen 53

6.1 Die Rolle natürlicher Senken für Klima- und Biodiversitätsschutz 53

6.2 Einschränkungen der Potenziale 53

6.3 Mögliche Maßnahmen zur Realisierung von Potenzialen 54

7 Abbildungsverzeichnis 57

8 Tabellenverzeichnis 58

9 Literaturverzeichnis 59

10 Abkürzungen 69

11 Anhang 70

11.1 Forestry and Agriculture Biomass Model – FABio 70

11.2 FABio-Land 71

11.3 Anhang-Tabelle 1 73

1 Vorwort durch die Deutsche Energie-Agentur (dena)

Der LULUCF-Sektor (*engl. land use, land use change and forestry*) erfährt in den letzten Wochen und Monaten so viel Aufmerksamkeit wie schon lange nicht mehr. Im neuen Klimaschutzgesetz, das die deutsche Klimaneutralität auf 2045 vorzieht, wird explizit ein Beitrag des LULUCF-Sektors festgeschrieben. Im Jahr 2045 sollen demnach die natürlichen Senken aus Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft -40 Mio. t CO_2äq. betragen und damit signifikant zum deutschen Klimaziel und der Netto-Null beisteuern.

Das im Juli 2021 vorgestellte „Fit For 55"-Paket der EU-Kommission enthält eine Revision der LULUCF-Verordnung und ein Paket zum Waldschutz. Ab 2030 sollen zudem die Sektoren LULUCF und Landwirtschaft gemeinsam bilanziert werden und EU-weit im Jahr 2035 netto-null erreichen. Nach dem Willen der EU-Kommission wird durch LULUCF im Jahr 2030 eine Senkenleistung von -310 Mio. t CO_2äq. erreicht. Das erfordert weitreichende Maßnahmen zum Erhalt der natürlichen Senkenleistung in einem Klima, das dem Zustand der Wälder zunehmend zusetzt.

In der Folge dieser Gesetzesinitiativen verstärkte sich auch die Berichterstattung zum Thema der Kohlenstoffspeicherung durch natürliche Ökosysteme. Zunehmend wird zur Vorsicht gemahnt und darauf hingewiesen, dass der Beitrag natürlicher CO_2-Senken gerade durch den Klimawandel von hoher Unsicherheit behaftet sei. Die Permanenz der CO_2-Sequestrierung in natürlichen Ökosystemen kann insbesondere aufgrund zunehmender Stresssituationen (Dürren, Schädlingsbefall, etc…) beeinträchtigt werden.

Darüber hinaus stünden Maßnahmen zum Ausbau der Kohlenstoffspeicherung im Wald anderen Nutzungsformen im Weg, welche auch für den Klimaschutz benötigt würden. Es wird beispielsweise befürchtet, dass durch diese Maßnahmen nur noch wenig Holz für langlebige Holzprodukte und etwa den Holzbau zur Verfügung stehen würde.

Klar ist, dass wir natürliche Senken benötigen werden und Maßnahmen ergreifen sollten, die Senkenleistung unserer Wälder und des Landnutzungssektors zu bewahren und zu erhöhen. Dabei sind jedoch auch Zielkonflikte mit zu beachten.

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hat nun im Rahmen ihrer Leitstudie AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT das Öko-Institut mit der Erstellung eines Kurzgutachtens zu diesem Thema beauftragt. Das Ziel dieses Gutachtens ist zum einen die Wissensaufbereitung und -vermittlung bezüglich der Möglichkeiten, der Funktionsweise und der Interdependenzen von natürlichen Kohlenstoffspeichern. Es soll helfen, den sehr komplexen LULUCF-Sektor strukturiert zu beleuchten und einen Beitrag leisten zu der Diskussion um die Notwendigkeiten, Zusammenhänge und Potenziale von Negativemissionen im LULUCF-Sektor. Diese Wissensvermittlung soll die dena und auch alle weiteren Leser in die Lage versetzen, informierte Einschätzungen und Entscheidungen zu treffen.

Das Öko-Institut zeigt in diesem Gutachten auf, welche Maßnahmen zum Erhalt und Ausbau natürlicher Kohlenstoffsenken besonders effizient sind. Die möglichst umfassende Wiedervernässung von Mooren ist demnach die effektivste Methode pro Flächeneinheit. Auf das Gesamtpotenzial bezogen haben insbesondere Aufforstung und ein besseres Waldmanagement große Auswirkung auf die natürlichen Senken. Bei allen

Maßnahmen ist darauf zu achten, dass diese eine möglichst hohe Widerstandsfähigkeit gegen Klimaveränderungen erreichen.

Das ab hier folgende Kurzgutachten wurde durch das Öko-Institut als beauftragten Gutachter erstellt. Die redaktionelle und inhaltliche Verantwortung liegt allein beim Öko-Institut.

2 Hintergrund und Zielstellung

Die Erderwärmung, verursacht durch den stetigen Ausstoß von Treibhausgasen (THG), stellt eine der größten Herausforderungen für die Menschheit dar. Mit dem nationalen Beitrag der EU zum Pariser Abkommen (Nationally Determined Contribution, NDC) verpflichtet sich auch Deutschland zu den Pariser Zielen von 2015, die Erderhitzung auf deutlich unter 2 °C, nach Möglichkeit auf 1,5 °C zu begrenzen. Das EU-Klimagesetz gibt seit 2020 den langfristigen Fahrplan vor, um die THG-Neutralität bis 2050 in allen Politikbereichen auf sozial gerechte und kosteneffiziente Weise zu erreichen. Zur Erfüllung des Ziels der THG-Neutralität setzt die EU auch auf Kohlenstoffsenken.

Vegetation und Boden speichern weltweit große Mengen an Kohlenstoff. Durch Entwaldung, Nutzung von Biomasse, Trockenlegung von Mooren und andere Landnutzungsänderungen gelangt dieser gespeicherte Kohlenstoff als CO_2 in die Atmosphäre und trägt zum globalen Klimawandel bei. Durch Schaffung neuer Wälder, Humusaufbau im Boden und Regeneration von Ökosystemen wird Kohlenstoff aus der Atmosphäre gebunden (Senken bzw. Negativemissionen). Die Kohlenstoffbindung durch natürliche Senken ist nicht dauerhaft und durch Störungen wie Feuer und Sturm, aber auch durch Nutzung und Nutzungsänderungen, umkehrbar. Zudem gibt es Nutzungskonkurrenzen um Landflächen, und auch Minderungsmaßnahmen in anderen Sektoren (z. B. Biomassenutzung für Bioenergie) haben Auswirkungen auf die Potenziale natürlicher Senken.

Im aktuellen Entwurf zum neuen Klimaschutzgesetz[1] hat sich Deutschland ab 2045 zur Netto-THG-Neutralität verpflichtet. Um verbleibende Emissionen zu kompensieren, wird Deutschland auch auf natürliche Kohlenstoffsenken angewiesen sein. Laut Inventarbericht an die UN-Klimarahmenkonvention (UNFCCC, UBA 2020) überwiegen in Deutschland zurzeit die natürliche Senken, die durch Pflanzenwachstum und Kohlenstoffspeicherung in Böden zur Aufnahme von CO_2 aus der Atmosphäre beitragen. Dagegen entstehen durch Landnutzungsänderungen und Bodenbearbeitung Emissionen (netto: –29 Mio. t CO_2 im Jahr 2018). Dominiert wird diese negative Bilanz durch die Aufnahme von Kohlenstoff durch Wälder. Zukünftig wird allerdings in Projektionen der Bundesregierung ein Rückgang der Waldsenke erwartet, sodass sich der Sektor eventuell in eine Nettoquelle entwickeln könnte (Bundesregierung 2019). Der tatsächlich mögliche Beitrag von natürlichen Senken zur Erreichung einer THG-Neutralität im Jahr 2045 ist deshalb fraglich.

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) startete 2020 die dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität – Wege und Möglichkeiten für Weichenstellungen der 20er Jahre“[2]. Ziel der Studie ist es, branchen- und sektorenübergreifende Wege und Möglichkeiten für Weichenstellungen zur THG-Minderung in den wichtigen 2020er-Jahren zu identifizieren. Dabei sollen mit einem begleitenden Gutachten auch eine qualitative Darstellung der Optionen und Einsatzbereiche natürlicher THG-Senken sowie eine analytische Beurteilung des Potenzials für aktiv steuerbare negative Emissionen mit in sich schlüssigen Szenarien erstellt werden.

[1] Gesetzentwurf der Bundesregierung, Bearbeitungsstand: 11.05.2021, https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/19._Lp/ksg_aendg/Entwurf/ksg_aendg_bf.pdf.
[2] https://www.dena.de/newsroom/meldungen/strategische-weichenstellungen-fuer-den-klimaschutz/.

Das Gutachten hat zum Ziel, bestehende Erkenntnisse zu Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (Land use, land use change and forestry; LULUCF), Landwirtschaft, Biomassepotenzialen und natürlichen Senken zusammenführen, um eine verständliche Grundlage für die weitere Analyse zu bilden. Daneben sollen die Ergebnisse auch die quantitative Modellierung im Rahmen der dena-Leitstudie unterstützen, um die Robustheit der Modellierungen und Quantifizierungen zu erhöhen.

3 Übersicht zu natürlichen Senken in der Landnutzung

3.1 Einleitung

3.1.1 Wie wirkt Landnutzung auf den globalen Kohlenstoffkreislauf?

Im globalen **Kreislauf** wird zwischen den Systemen der Atmosphäre, Meere und Gewässer, Böden und der Biosphäre[3] Kohlenstoff ausgetauscht. Dieser Fluss erfolgt innerhalb von wenigen Sekunden (z. B. Photosynthese), über Jahrzehnte (z. B. Baumwachstum) bis hin zu Jahrtausenden (z. B. Sedimentation, Archer et al. 2009). Durch die Verbrennung fossiler Stoffe sowie durch LULUCF werden CO_2 und andere Treibhausgase in einer sehr kurzen Zeit freigesetzt, wodurch der Klimawandel immer weiter vorangetrieben wird. Global betrachtet nehmen terrestrische und marine Ökosysteme ungefähr die Hälfte aller anthropogenen Emissionen als natürliche Senken auf (Friedlingstein et al. 2020). **Natürliche Kohlenstoffsenken** sind Reservoirs, die über einen Zeitraum hinweg Kohlenstoff aus der Atmosphäre ziehen, z. B. über Photosynthese, und dann in chemischen Verbindungen speichern (IPCC 2013). Im Vergleich zu reinen **Kohlenstoffspeichern**, wie z. B. Holzprodukten, sind natürliche Senken dynamisch, denn ihr Speicher kann weiter anwachsen. Somit sind sie wesentlich für die Verringerung der CO_2-Konzentration in der Atmosphäre verantwortlich. Zu den natürlichen Kohlenstoffsenken an Land gehören Ökosysteme wie Wälder, Feuchtgebiete, Grünland, marine Seegraswiesen und Salzmarschen. Sie speichern den über die Photosynthese gebundenen atmosphärischen Kohlenstoff in sogenannten **Pools**. Dazu gehören die lebende und tote Biomasse, die Streu (Blätter und Nadeln) sowie der Boden und Holzprodukte.

Das Pariser Abkommen von 2015 hat zum Ziel, anthropogen verursachte Emissionen bis 2050 drastisch zu reduzieren, um den Anstieg der Konzentration von THG in der Atmosphäre zu begrenzen. Dazu müssen auch natürliche Senken in großem Umfang wiederhergestellt werden, um langfristig nicht vermeidbare Emissionen kompensieren zu können. Außerdem sollten sie zu weiteren Ökosystemleistungen, wie dem Schutz der Biodiversität und des Wasserhaushalts, beitragen. Die **langfristige Kohlenstoffspeicherung** ist die größte Herausforderung, um das Nettosenkenpotenzial in Wäldern, Feuchtgebieten und Böden zu erhalten und zu erhöhen. Um dies zu erreichen, bedarf es zum einen der Förderung der langfristigen Kohlenstoffbindung und einer **Erhöhung der Dauer der Kohlenstoffspeicherung** in Biomasse sowie im Boden. Darüber hinaus müssen bestehende **Emissionen aus der Landnutzung deutlich reduziert** werden, indem vorrangig die Landnutzung und die Nutzung mariner Ökosysteme geändert werden.

3.1.2 Welche Kohlenstoffpools gibt es, und wie viel Kohlenstoff speichern sie?

Wie bereits unter 2.1.1 erwähnt, gehören die lebende und tote Biomasse (ober- und unterirdisch), die Streu und der im Boden gespeicherte organische Kohlenstoff zu den wesentlichen Kohlenstoffpools in Deutschland. In den verschiedenen Ökosystemen sind diese Kohlenstoffpools jeweils von unterschiedlicher Größenordnung und werden von natürlichen Prozessen und der Intensität der Landnutzung beeinflusst.

[3] Die Biosphäre ist der von Lebewesen bewohnbare Raum. Sie überschneidet sich ganz oder teilweise mit anderen Kategorien wie Atmosphäre und Boden.

Wälder erstrecken sich in Deutschland auf ca. 1/3 der Landesfläche (ca. 11 Mio. ha) und sind überwiegend von Nadelbäumen wie Fichte und Kiefer dominiert. Der überwiegende Teil des aus der Atmosphäre aufgenommenen Kohlenstoffs wird in der **lebenden oberirdischen und unterirdischen Biomasse**, den Bäumen, gespeichert. In Deutschland waren das im Jahr 2017 1.230 Mio. t C (112 t C/ha) (Thünen Institut 2019). Abgestorbene Biomasse zersetzt sich oft nur langsam, weshalb sich in **Streu und Totholz** über Jahrzehnte ein Vorrat von 210 Mio. t C angereichert hat (BMEL 2016a). Ein weiterer Teil des Kohlenstoffs aus der Zersetzung von Streu und Totholz wird als organischer Kohlenstoff (C_{org}) im **Waldboden** gespeichert. Dadurch entsteht der zweitgrößte Kohlenstoffpool im Wald mit 659 Mio. t C in 0 bis 30 cm Bodentiefe (BMEL 2016a).

Für die Produktion von **Holzprodukten** wird durch die Holzernte der Kohlenstoffpool der Waldbiomasse gesenkt, wobei ein Teil dieses Kohlenstoffes in den Holzprodukten gespeichert werden kann. Daher stehen diese beiden Pools in einem sehr engen Austausch zueinander. Der Vorrat an in Holzprodukten gespeichertem Kohlenstoff ist kaum abschätzbar, und hierzu gibt es keine nationalen Erhebungen.

Die Hälfte der **Böden** in Deutschland befindet sich unter landwirtschaftlicher Nutzung, wobei diese überwiegend als Ackerland (12,7 Mio. ha) genutzt werden und ca. 6,7 Mio. ha als Grünland (UBA 2020). Bei den Böden muss aufgrund der sehr unterschiedlichen Stabilisierung und Umsetzung von C_{org} zwischen **mineralischen** und **organischen** Böden (Moore und weitere moorähnliche kohlenstoffreiche Böden) unterschieden werden. Insgesamt speichern die landwirtschaftlichen Böden bis zu 2.500 Mio. t C_{org} (128 t C_{org} /ha) im oberen Meter der Bodenschicht. Dabei haben Böden unter Ackernutzung einen durchschnittlich geringeren C_{org}-Vorrat von 101 t C_{org}/ha im Vergleich zu Böden unter Dauergrünland mit 200 t C_{org} /ha. Obwohl organische Böden nur ca. 6 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche ausmachen, werden dort bis zu 515 t C_{org} /ha gespeichert (Jacobs et al. 2018).

Marine Küstenökosysteme, wie Salz- und Seegraswiesen, können ebenfalls erhebliche Kohlenstoffvorräte in ihren Sedimenten aufweisen (IUCN 2021). Zusammen mit Mangrovenwäldern bedecken sie ca. 2 % der globalen Ozeanfläche und sind für 50 % der Kohlenstoffsequestrierung in Ozeansedimenten verantwortlich (IUCN 2017). In Deutschland kommen Salzwiesen überwiegend an der Nordseeküste, vor allem auf den ost- und nordfriesischen Inseln und im Bereich von Flussmündungen, vor. Seegraswiesen sind in den flachen, großen Küstenbereichen der Nord- und Ostsee zu finden. Sie gehören zu den produktivsten und artenreichsten Lebensräumen unserer Meere. Der Schutz und die Wiederherstellung dieser marinen Ökosysteme können erhebliche Emissionen vermeiden und CO_2 aus der Atmosphäre binden. Allerdings wird im Rahmen der nationalen Klimaberichterstattung kein Bezug auf diese Ökosysteme genommen, und bisher sind Verbreitung, Leistung und Potenziale für den Klimaschutz unbekannt. Daher werden marine Küstenökosysteme in dieser Studie nicht näher betrachtet.

3.1.3 In welchem Zustand befinden sich natürliche Kohlenstoffspeicher, und welchen Risiken sind sie ausgesetzt?

Das Hauptrisiko für natürliche Kohlenstoffspeicher in Deutschland stellen die **aktuell intensive Bewirtschaftung** sowie die **Änderung der Landnutzung**, z. B. durch die **Ausbreitung von Siedlungsflächen**, dar. Insbesondere die direkte oder indirekte Entwässerung von Feuchtgebieten wie Mooren bzw. organischen Böden führt zu einem stetigen Verlust an Kohlenstoff.

Derzeit gibt es kein nationales Monitoring über den ökologischen Zustand der Biodiversität in Deutschland. Jedoch wird alle sechs Jahre im Rahmen der europäischen Fauna-Flora-Habitat (FFH)-Richtlinie[4] ein Bericht über den Erhaltungszustand der FFH-Lebensraumtypen erstellt. Die FFH-Lebensraumtypen wurden nach ihrer europaweiten Gefährdung und gesellschaftlichen Bedeutung ausgewählt und sollen schließlich dem Schutz dieser Gebiete und ihrer Arten dienen. Insgesamt gibt es rund 4.544 gemeldete FFH-Gebiete in Deutschland, die eine Landfläche von ca. 9 % (3.3 Mio. ha)[5] einnehmen. Im aktuellen Bericht des Bundesministeriums für Umwelt (BMU) zum Zustand der FFH-Lebensraumtypen in Deutschland werden insgesamt nur 30 % der Lebensraumtypen mit einem günstigen Zustand bewertet (BMU 2020). Besonders ungünstig bis schlecht ist der Zustand der Grünlandlebensräume (ca. 55 %). Darüber hinaus hat sich deren Erhaltungszustand insgesamt im Vergleich zu 2013 deutlich verschlechtert. Dies ist vor allem auf die Intensivierung der Grünlandnutzung zurückzuführen, sodass extensive Grünlandlebensräume (z. B. Nasswiesen, Mähwiesen) zunehmend verschwinden. Außerdem befinden sich Meeres und Küstenlebensräume zu ca. 40 % in einem schlechten Erhaltungszustand. Bei den FFH-Lebensraumtypen der Moore und Wälder sind es ca. 30 %, wobei Moor-Lebensraumtypen zusätzlich mit 50 % in einem ungünstigen Zustand sind (BMU 2020). Zu den überwiegenden Gründen für den kritischen Gesamtzustand der Moore gehören, wie bereits eingangs erwähnt, direkte Entwässerung und die Entnahme von Wasser aus ihrem Einzugsgebiet.

Neben der Landnutzung stellen auch natürliche Störungen, wie Stürme, Feuer, Dürreperioden (abiotische Störungen) und Insektenkalamitäten oder Pathogene (biotische Störungen), einen Risikofaktor für die langfristige Aufnahme und Speicherung von Kohlenstoff in Biomasse und Böden dar. Natürliche Störungen sind integraler Bestandteil von Ökosystemen und führen nicht zwangsläufig zu einem Wechsel der Ökosystemfunktionen. Allerdings ist davon auszugehen, dass aufgrund des fortschreitenden Klimawandels gerade die Frequenz und Intensität abiotischer Störungen zunehmen könnte (Seidl et al. 2017; IPCC 2019). In europäischen Wäldern gehören Stürme und Trockenheit zu den wesentlichen natürlichen Störungen, die sehr häufig durch Käferkalamitäten begleitet werden. In einer Studie von Seidl et al. (2014) wird für europäische Wälder eine Reduktion der Nettosenkenleistung um bis zu 50 % (180 Mio. t CO_2 jährlich) aufgrund von natürlichen Störungen in den Jahren 2021 bis 2030 angenommen. Bereits in den vergangenen drei Jahren (2018 bis 2020) sind sehr viele Fichtenbestände in Deutschland durch verschiedene Sturmereignisse, gefolgt von extremer Trockenheit und Borkenkäferbefall, beschädigt bzw. vernichtet worden. Das ganze Ausmaß dieses Ereignisses wird durch erste Zahlen vom BMEL dokumentiert. Sie zeigen, dass insgesamt ca. 277.000 ha[6] Waldfläche wieder neu bewaldet werden müssen und Schadholz im Umfang von ca. 171 Mio. m^3 angefallen ist, was nur etwas unter der regulären durchschnittlichen Holzerntemenge aus drei Jahren liegt[7].

Insgesamt können Veränderungen des Niederschlagsregimes und zunehmende Durchschnittstemperaturen zu einer erhöhten mikrobiellen Aktivität und somit zu einem schnelleren Abbau von Biomasse führen, wodurch die langfristige Speicherung von Kohlenstoff z. B. in Böden gefährdet sein könnte (Davidson und Janssens 2006; Reyer et al. 2017). In Feuchtgebieten können Schwankungen der Kohlenstoffspeicherung in trockenen Sommern durch sinkende Wasserstände auftreten. Dadurch kann sich die dominierende

[4] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:01992L0043-20070101
[5] https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/natura2000/Dokumente/Meldestatistiken/Tabellen/Meldeueb_FFH_20191213_bf.pdf
[6] https://www.bmel.de/DE/themen/wald/wald-in-deutschland/wald-trockenheit-klimawandel.html.
[7] Thünen-Institut für Internationale Waldwirtschaft und Forstökonomie 2020, Thünen-Einschlagsrückrechnung, BWI3, Amtliche Statistik.

Vegetation der Moore hin zu Seggen entwickeln, was die Methanemissionen erhöht und die Moorhydrologie weiter verändert und schließlich zu Torfzersetzung führen kann (Swindles et al. 2019).

3.2 Aktuelle THG-Emissionen aus Quellen und CO_2-Speicherungen durch Senken des Landnutzungssektors

3.2.1 Global

Global tragen vor allem Waldverlust und -degradierung zu hohen CO_2-Emissionen aus dem Landnutzungssektor bei. Allein 2019 ging eine Fläche von 11,9 Mio. ha tropischer Wälder verloren. Primärwälder in den feuchten Tropen trugen mit 3,8 Mio. ha zu diesem Verlust bei, was zu CO_2-Emissionen von mindestens 1,8 Mrd. führte[8]. Zwischen 2009 und 2018 wurden durch Landnutzung und Landnutzungsänderungen insgesamt 6 Mrd. CO_2/Jahr emittiert (ca. 15 % der jährlichen globalen Emissionen fossiler Brennstoffe), was größtenteils auf die Entwaldung zurückzuführen ist (Friedlingstein et al. 2020).

Im gleichen Zeitraum fungierte die globale terrestrische Biosphäre aber auch als Senke für 12 Mrd. CO_2/Jahr durch verstärkte Ausdehnung von Wald und verbessertes Waldwachstum, weshalb insgesamt eine Nettoeinbindung von CO_2 in die terrestrische Biosphäre stattfand (Global Carbon Project 2020). Die Treiber für Waldverlust und -degradierung sind zu einem großen Teil die landwirtschaftliche Produktion sowie die Forstwirtschaft und der Bergbau, und sie variieren stark von Region zu Region. In Südamerika sind zwei Drittel des Waldverlustes auf die kommerzielle Landwirtschaft zurückzuführen, während es in Asien und Afrika größtenteils die Subsistenzlandwirtschaft ist. In Asien und Amerika ist der Haupttreiber der Walddegradierung die Holznutzung, während in Zentral- und Westafrika die Holzkohleproduktion ein wichtiger Faktor ist (Keenan et al. 2015; Hosonuma et al. 2012). Viele Länder tragen durch den Import von Konsumgütern direkt oder indirekt zu Waldverlust und Landnutzungsemissionen bei, während in diesen Ländern sich die Waldfläche häufig vergrößert. Die intensiven internationalen wirtschaftlichen Verflechtungen verdeutlichen die Bedeutung einer globalen Perspektive auf den Landnutzungssektor. Die wichtigsten Optionen zur Reduzierung der Nettoemissionen im Landnutzungssektor global sind damit der Stopp der Entwaldung und die Verringerung der Walddegradierung – Optionen, die ein Gesamtminderungspotenzial von 0,4 bis 6 Mrd. CO_2äq. pro Jahr haben (Roe et al. 2019).

3.2.2 In der EU

Insgesamt ist der LULUCF-Sektor in der EU eine Nettosenke von –274 Mio. t CO_2äq. (EU27 + UK im Jahr 2018, siehe Abbildung 1). Auf EU-Ebene gibt es im Jahr 2018 Nettoemissionen aus den Kategorien Ackerland, Feuchtgebiete, Siedlungen und sonstige Flächen sowie Nettospeicherungen durch Waldflächen und Holzprodukte sowie Grünlandflächen, die die Nettoemissionen der anderen vier Kategorien bei Weitem überwiegen.

Die Wälder der EU27 + UK umfassen 167 Mio. ha (EU 2020) mit einem Kohlenstoffbestand von 9,8 Mrd. t C in lebender Biomasse, was 36 % des gesamten Waldkohlenstoffpools im Jahr 2020 ausmacht (Forest Europe 2020). Der Waldboden hat den höchsten Anteil am EU-Waldkohlenstoffpool von 54 % (FOREST EUROPE 2020). Im Jahr 2018 betrug die Nettospeicherung durch Holzprodukte in der EU27 + UK –44,6 Mio. t CO_2 (EU

[8] https://www.wri.org/blog/2020/06/global-tree-cover-loss-data-2019.

2020). Die Menge des in Holzprodukten gespeicherten Kohlenstoffs hängt davon ab, wie viel geerntetes Holz in Holzprodukten mit langer Lebensdauer gespeichert wird.

Die Gesamtspeicherung von organischem Kohlenstoff für den Oberboden der EU27 + UK (0–30 cm) wird auf 73 Mrd. t C geschätzt. Etwa 50 % befinden sich in Torfgebieten sowie unter Wäldern und 22 % in landwirtschaftlichen Böden (Camia et al. 2021; Jones et al. 2005). Mineralische Böden speichern deutlich weniger Kohlenstoff als organische Böden. In Europa speichern organische Böden vier- bis fünfmal mehr Kohlenstoff als Wälder (Swindles et al. 2019). Finnland und Schweden weisen zusammen mehr als die Hälfte der Gesamtfläche der organischen Böden in der EU auf (EU 2020). Die gesamten CO_2-Emissionen aus organischen Böden in der EU erreichten im Jahr 2018 100 Mio. t CO_2äq., was etwa 37 % der Nettosenke aus LULUCF in der EU entspricht (EU 2020). Nach Indonesien ist die EU der zweitgrößte Emittent von THG-Emissionen aus entwässerten Torfböden (van Akker et al. 2016).

Wichtige marine Kohlenstoffpools in Europa sind Küstenökosysteme wie Salzwiesen und Seegraswiesen, die derzeit nicht in den THG-Inventaren enthalten sind, da die Schätzmethoden erst kürzlich vom Weltklimarat (IPCC) entwickelt wurden und im Rahmen der UNFCCC noch nicht verbindlich sind. Zurzeit reichen die Daten nicht aus, um verlässlich Emissionen von Küstenökosystemen zu schätzen.

Im letzten Jahrzehnt ist ein signifikanter Nettorückgang der Senke der EU zu beobachten: Sie fiel von - 316 Mio. t CO_2äq. im Jahr 2013 auf -251 Mio. t CO_2äq. im Jahr 2017. Dies ist auf die Alterung der Wälder und höhere Ernteraten zurückzuführen, zusätzlich zu klimawandelbedingten Belastungen der Wälder und natürlichen Störungen. Ceccherini et al. (2020) berichteten kürzlich über einen Anstieg der Ernteintensität in Europa, welche ein wichtiger Faktor für die Entwicklung der Kohlenstoffsenke in Wäldern ist.

Verschiedene Projektionen zeigen, dass bei den derzeitigen Praktiken die Fähigkeit der europäischen Böden und Wälder, CO_2 zu absorbieren, weiter auf ein Niveau von –200 Mio. t CO_2äq. im Jahr 2030 sinken wird, was einem Verlust von 63 Mio. t CO_2äq. entspricht. In der Folgenabschätzung der Kommission für den Klimazielplan wird für 2030 eine Nettosenke von –225 Mio. t CO_2äq. prognostiziert, wenn keine weiteren Maßnahmen ergriffen werden. Ein ambitionierteres Politikszenario der Folgenabschätzung (European Commission 2020b) erhöht die LULUCF-Senke bis 2030 auf ca. –340 Mio. t CO_2äq. Für das Jahr 2050, bis zu dem die EU klimaneutral sein will, wird erwartet, dass der gesamte LULUCF-Sektor etwa –425 Mio. t CO_2äq. an Restemissionen aus anderen Sektoren ausgleicht (European Commission 2018a). Nach 2050 müssen die Netto-THG-Emissionen der EU negativ sein, um unter dem im Pariser Abkommen festgelegten Temperaturziel zu bleiben.

Ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor der Abschätzung der zukünftigen Senkenentwicklung in der EU neben der Biomasseentnahme ist die Wirkung des Klimawandels auf das Pflanzenwachstum und natürliche Absterbeprozesse. Zwischen 2018 und 2020 waren die europäischen Wälder von schweren Dürren, Waldbränden, Stürmen und sich ausbreitendem Borkenkäferbefall betroffen (Lindner und Verkerk 2021). Der Erfolg einer Steigerung der Senkenleistung des EU-LULUCF-Sektors wird auch davon abhängen, ob die extremen Wettermuster von 2018 bis 2020 ein neues „normales“ Klima oder eine außergewöhnlich trockene Periode darstellen.

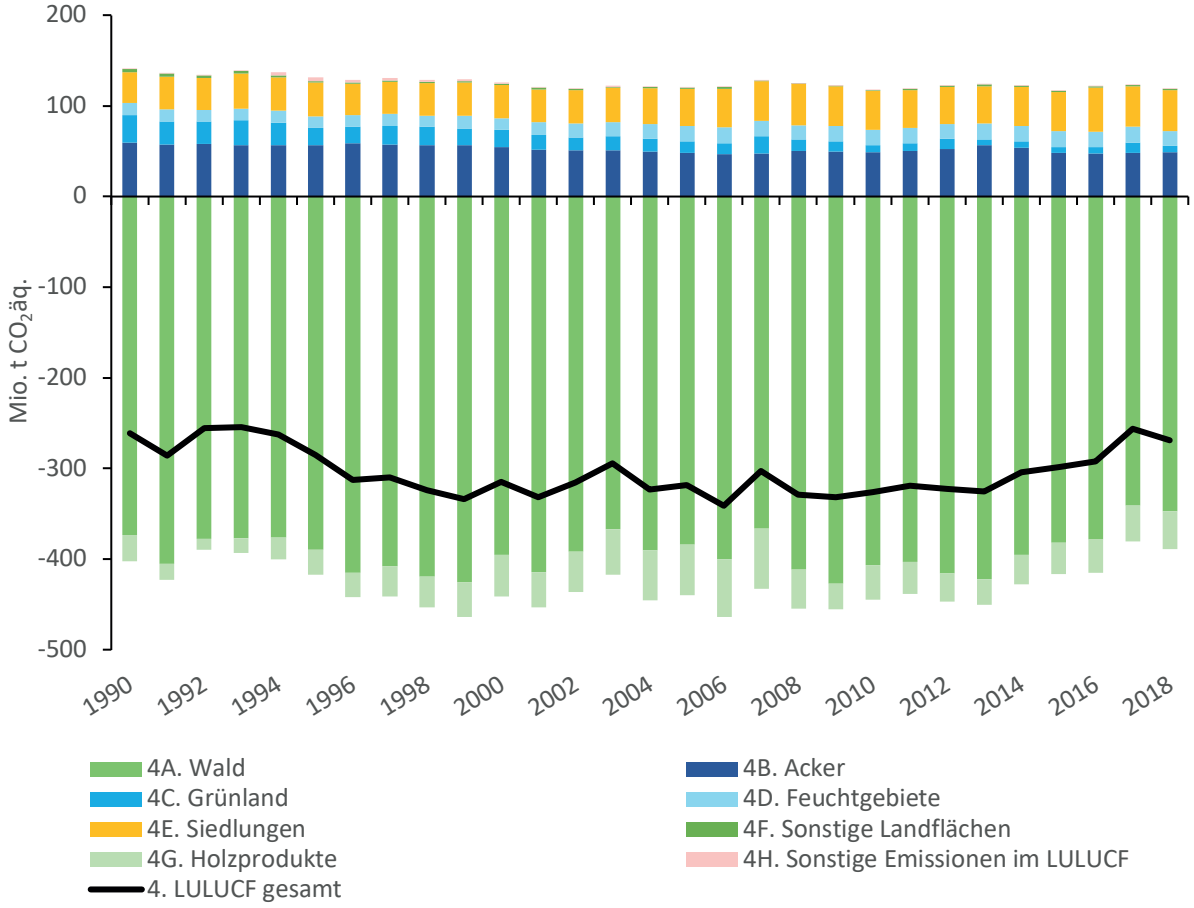


Abbildung 1: Historische THG-Emissionen (positive Werte) und CO_2-Speicherungen (negative Werte) im LULUCF-Sektor in der EU für verschiedene Kategorien

Quelle: EEA 2020

3.2.3 In Deutschland

Unter den internationalen Bestimmungen zum Klimaschutz werden die Emissionen und Minderungen von Emissionen aus der Landnutzung unter dem sogenannten LULUCF-Sektor zusammengefasst und berichtet. Darunter fallen die Flächen der Landnutzungskategorien Wälder (11 Mio. ha) sowie der Kohlenstoffspeicher der Holzprodukte, Ackerland (13 Mio. ha), Grünland (6,7 Mio. ha), Feuchtgebiete (0,7 Mio. ha) und Siedlungen (4,6 Mio. ha) (UBA 2020).

Im Jahr 2018[9] stellte der Landnutzungssektor in Deutschland insgesamt eine Nettosenke von rund –30 Mio. t CO_2äq. dar. Dabei wurden durch die Wälder erhebliche Mengen CO_2 aus der Atmosphäre gebunden (–67 Mio. t CO_2äq.) und durch Holzprodukte (–3 Mio. t CO_2äq.) gespeichert. Die ober- und unterirdische Biomasse spielte hierbei eine wesentliche Rolle für die CO_2-Sequestrierung (–50 Mio. t CO_2äq.) im Wald (siehe auch 2.1.2). Zusätzlich wurden erhebliche Mengen an Kohlenstoff im mineralischen Waldboden gebunden (–16 Mio. t CO_2äq.). Dagegen entstanden Emissionen auf den Flächen unter Ackerland (16 Mio. t CO_2äq.),

[9] Die Daten beziehen sich nicht auf die aktuelle Einreichung von 2021 unter der Klimarahmenkonvention, sondern auf die des Jahres 2020. Diese Daten werden als Bezugsgröße im ausstehenden Projektionsbericht der Bundesregierung verwendet und stellen daher auch die Basis für diesen Bericht dar.

Grünland (15 Mio. t CO_2äq.), Siedlungen (6 Mio. t CO_2äq.) und Feuchtgebieten (4 Mio. t CO_2äq.) (UBA 2020). Im Vergleich mit den Emissionen aus dem LULUCF-Sektor der gesamten EU ist auffällig, dass in Deutschland erhebliche Emissionen im Grünland entstanden, während das Grünland in der EU eine Senke von –2 Mio. t CO_2äq. in 2018 darstellte (EU 2020).

Bei genauerer Betrachtung der Emissionen im Grünland in Deutschland fallen besonders die organischen Böden auf, die rund 24 Mio. t CO_2äq. auf nur rund 1 Mio. ha Fläche verursachen. Ähnlich gestaltet sich die Situation für die organischen Böden im Ackerland, die lediglich 0,3 Mio. ha Fläche einnehmen, aber Emissionen von 10 Mio. t CO_2äq. aufweisen. Somit stammen allein 2/3 der gesamten Emissionen aus dem deutschen LULUCF-Sektor aus landwirtschaftlich genutzten organischen Böden. Die wesentlichen Ursachen sind die bereits unter 2.1.3 erwähnte Entwässerung organischer Böden, um diese land- und forstwirtschaftlich nutzbar zu machen. Zusätzlich entstehen Emissionen aus dem Abbau von Torf auf rund 18.500 ha, der für rund 2 Mio. t CO_2äq. im Jahr 2018 verantwortlich war. Außerdem trugen entwässerte Feuchtgebiete zu Emissionen bei (2 Mio. t CO_2äq.). Damit gehört Deutschland neben Finnland, Polen und Irland zu den größten Verursachern von Emissionen aus entwässerten organischen Böden (O'Brolchain 2020).

Den Emissionen aus organischen Böden im Grünland steht die Aufnahme von 8 Mio. t CO_2äq. durch mineralische Böden gegenüber, die somit eine wichtige Senkenfunktion im Grünland einnehmen. Dies trifft jedoch nicht für mineralische Böden unter Ackerlandnutzung zu, die für ungefähr 4,4 Mio. t CO_2äq. an Emissionen verantwortlich waren.

Eine weitere wichtige Ursache für Emissionen im deutschen LULUCF-Sektor im Jahr 2018 ist die Umwandlung von Flächen aus Grün- und Ackerland sowie Wald in Siedlungsfläche. Insgesamt wurden dadurch Emissionen von ca. 4 Mio. t CO_2äq. verursacht, wobei hier vor allem die Umwandlung von Grünland und Wäldern zu Emissionen führt (UBA 2020).

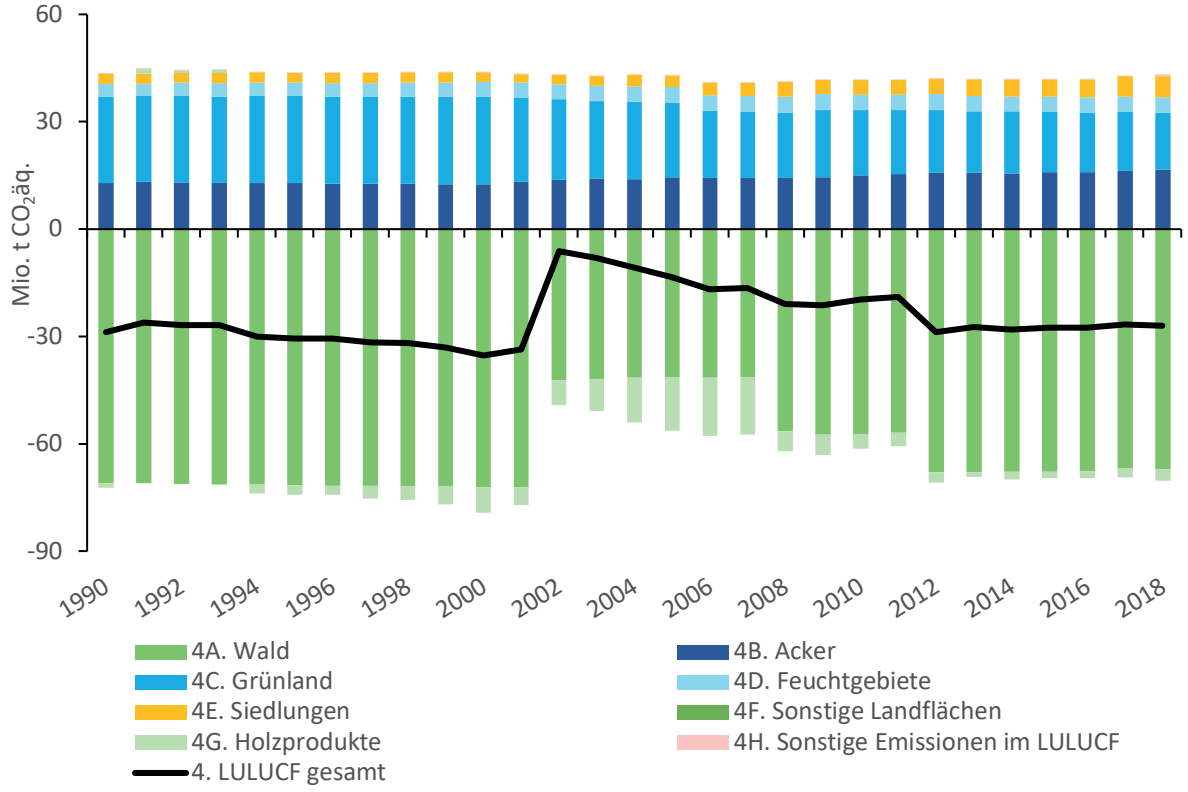


Abbildung 2: THG-Emissionen (positive Werte) und CO_2-Speicherungen (negative Werte) im LULUCF-Sektor in Deutschland für verschiedene Kategorien

Quelle: UBA 2020

3.3 Potenziale natürlicher Senken in Deutschland

3.3.1 Vergrößerung der Waldfläche (Aufforstung)

Die Erweiterung der Waldfläche kann durch eine Umwandlung von Flächen aus der Landwirtschaft oder dem Siedlungsbereich erreicht werden. Im Jahr 2018 kamen netto ca. 11.000 ha neue Waldfläche, vor allem aus dem Grünland, hinzu (UBA 2020). Durch die Erweiterung der Waldfläche kann über einen langen Zeitraum hinweg CO_2 aus der Atmosphäre in wachsender oberirdischer und unterirdischer Biomasse der Waldbestände und im Waldboden gebunden und gespeichert werden. Dabei nehmen die C-Vorräte im Vergleich zur vorherigen Landnutzung meist kontinuierlich zu. Bei der Umwandlung von Grünland in Wald kann es unter Umständen zu zeitweisen Emissionen aus dem Boden kommen, wenn dieser z. B. für die Etablierung des Baumbestandes bearbeitet wird. Im Zuge des heranwachsenden Waldbestandes sind dann eventuelle Verluste an C-Vorräten durch Jungwuchspflege und Durchforstungsmaßnahmen zu berücksichtigen.

Der Ausweitung der Waldfläche stehen Flächenumwandlungen von Wald in andere Landnutzungsformen gegenüber. Diese treten vor allem im Zuge von Infrastrukturerweiterungen auf. Laut Gesetz müssen diese Waldflächenverluste kompensiert werden. Dennoch entstehen zunächst erhebliche Emissionen aufgrund der hohen Verluste an in Biomasse gespeichertem Kohlenstoff. In 2018 wurden in Deutschland ca. 6.000 ha

Waldfläche in Siedlungsfläche umgewandelt, was zu Emissionen von ca. 1,5 Mio. t CO_2äq. führte (UBA 2020). Für das Potenzial zur Vergößerung der Waldfläche in Deutschland liegen bisher kaum Studien vor, aber es gibt Abschätzungen aus dem Klimaschutzgutachten in der Land- und Forstwirtschaft (BMEL 2016b).

Potenzial der Option für den Klimaschutz

Im Klimaschutzgutachten der wissenschaftlichen Beiräte des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL 2016b) wurde von einem Aufforstungsflächenpotenzial, beginnend vom Jahr 2012 bis 2050, von insgesamt 5 % (850.000 ha) der landwirtschaftlichen Fläche ausgegangen. Für das Jahr 2030 kann bereits eine Aufforstung von knapp der Hälfte des Flächenpotenzials, ca. 400.000 ha, erreicht werden. Für die Berechnung des Minderungspotenzials wurde die durchschnittliche Baumartenverteilung der ersten Altersklasse (1 bis 20 Jahre) aus der letzten Bundeswaldinventur aus dem Jahr 2012 zugrunde gelegt. Diese wies einen Anteil von 58 % Laubbäumen und 42 % Nadelbäumen auf. Für die Berechnung der Kohlenstoffvorräte werden die Pools Biomasse, Streu und Totholz berücksichtigt. Somit ergibt sich für das Jahr 2030 ein jährliches Minderungspotenzial von 2,5 t CO_2/ha. Mit dem wachsenden Waldbestand steigt die Akkumulation von Kohlenstoff, vor allem in der Biomasse, an und kann im Jahr 2050 ein jährliches Minderungspotenzial von 3,7 t CO_2/ha erreichen.

Eine weitere Möglichkeit, sich einem realistischen Wert für das Minderungspotenzial durch Aufforstung von Ackerflächen auf mineralischen Böden zu nähern, ist die Auswertung der nationalen Emissionszahlen in den Inventaren für den LULUCF-Sektor, die im Rahmen der jährlichen Berichtspflichten für die UNFCCC erstellt werden müssen. Dabei werden die Nettoänderungen der Kohlenstoffvorräte für die lebende Biomasse, für Totholz, für die Streu und den mineralischen sowie organischen Boden angegeben, wenn Ackerland zu Wald umgewandelt wird.

Für Deutschland ergaben sich aus der Inventareinreichung im Jahr 2020 für das Jahr 2018 sehr hohe Werte für die Nettoänderung der Kohlenstoffvorräte in der lebenden Biomasse von rund 32 t CO_2/ha (Anhang-Tabelle 1). Dieser Wert ist um ein Vielfaches höher als die übermittelten Werte von Nachbarstaaten, deren Wälder und Wachstumsdynamiken im Mittel gut mit denen aus Deutschland vergleichbar sind (Tabelle 1). Darüber hinaus wurde für die Inventareinreichung 2021 ein deutlich geringerer Wert für die Nettoänderung der Kohlenstoffvorräte in der lebenden Biomasse von 3,8 t CO_2/ha für die Jahre 2018 und 2019 in Deutschland berichtet. Diese hohe Abweichung der Werte für das Jahr 2018 aus den verschiedenen Inventareinreichungen von 2020 und 2021 entstand durch eine Korrektur der Emissionsfaktoren, die sich rückwirkend auf die Werte der vorherigen Jahre auswirkt.

Um einen Wert für die Nettoänderung der Kohlenstoffvorräte in der lebenden Biomasse bei der Umwandlung von Ackerland zu Wald zu erhalten, wurden die Werte aus den aktuellsten Inventareinreichungen von 2021 sowie die durchschnittlichen Werte von Nachbarstaaten berücksichtigt (Tabelle 1). Daraus ergibt sich ein gutachterlich festgelegter Wert für Deutschland von jährlich 4 t CO_2/ha. In Summe mit den Werten der anderen Pools Totholz, Streu und mineralische Böden kann für Deutschland ein Minderungspotenzial für Aufforstungen von jährlich 7,3 t CO_2/ha angegeben werden (Tabelle 1).

Tabelle 1: Emissionswerte für die Nettoänderung der Kohlenstoffvorräte in t CO_2/ha aus der Landnutzungskategorie „Ackerland umgewandelt zu Wald“ für Deutschland, Frankreich, Belgien, Polen und Österreich

	Nettoänderung der Kohlenstoff-vorräte (t CO_2/ha) in Deutschland	Nettoänderung der Kohlenstoff-vorräte (t CO_2/ha) in Frankreich	Nettoänderung der Kohlenstoff-vorräte (t CO_2/ha) in Belgien	Nettoänderung der Kohlenstoff-vorräte (t CO_2/ha) in Polen	Nettoänderung der Kohlenstoff-vorräte (t CO_2/ha) in Österreich
Lebende Biomasse **a)**	4 **b)**	5,37	5,5	2,6	4,42
Mittelwert Totholz **a)**	0,27	0,33	0,07	NA	0,07
Mittelwert Streu **a)**	1,72	1,58	0,27	NA	5,07
Mittelwert Mineralische Böden **a)**	1,33	3,84	7,57	1,26	4,4
Summe Nettoänderung der Kohlenstoff-vorräte (t CO_2/ha) über alle Pools	7,32	11,12	13,41	3,86	13,96

a) Mittelwert aus den Werten von 2018 der Einreichung 2020; von 2018 und 2019 der Einreichung 2021. **b)** Gutachterlich festgelegter Wert für Deutschland, auf Basis der Werte von 2018 und 2019 aus der Einreichung 2021 und den Mittelwerten der Nachbarstaaten Frankreich, Belgien, Polen und Österreich. Quelle: UNFCCC CRF (2020, 2021)

Dauerhaftigkeit bzw. Reversibilität der Option

Die Waldfläche in Deutschland ist gesetzlich vor größeren Kahlschlägen (> 1 ha) sowie illegalem Holzeinschlag geschützt. Aber Waldflächen können legal in andere Landnutzungen umgewandelt werden, was aktuell im Wesentlichen Siedlungsflächen sind. Im Jahr 2018 wurden rund 6.000 ha Wald in Siedlungsfläche umgewandelt: Insgesamt hatte der Wald einen Nettoflächenzuwachs von rund 11.000 ha (UBA 2020). Eine Gefährdung besteht für das Minderungspotenzial von Aufforstungen durch natürliche Störungen wie Trockenperioden, Sturm, Schadinsekten (z. B. Borkenkäfer) und Feuer, die erhebliche Schäden auch in jungen Waldbeständen verursachen. Trockenperioden können vor allem junge gepflanzte Bäume, deren Wurzelsystem noch nicht so gut entwickelt ist, besonders schädigen und sogar zum Absterben der Pflanzen führen. Mit fortschreitendem Klimawandel ist mit einer Zunahme der Frequenz und des Ausmaßes von Extremereignissen wie Trockenheit und Stürmen zu rechnen (IPCC 2019). Aus diesem Grund ist bei den Aufforstungsmaßnahmen die Resilienz der zukünftigen Waldbestände von entscheidender Bedeutung für deren Dauerhaftigkeit und Klimaschutzleistung. Der Baumartenwahl kommt somit eine

besondere Bedeutung zu sowie auch der Methode der Aufforstung – ob aus Pflanzungen, Saat oder natürlicher Verjüngung.

Synergien und Konflikte mit weiteren gesellschaftlichen Zielen

Waldflächen haben neben der Kohlenstoffsequestrierung und der langfristigen Bereitstellung von Rohstoff für Holzprodukte einen positiven Einfluss auf die Wasserinfiltration in den Boden und somit auch auf die Grundwasserneubildung. Im Vergleich zu Ackerflächen sinkt die Rate der Grundwasserneubildung über die Zeit zwar, da Evapotranspiration und Interzeption der aufwachsenden Bäume zunehmen. Allerdings kann durch den Verzicht auf Düngung und Pestizideinsatz von einer deutlich besseren Qualität des Sickerwassers ausgegangen werden (BMUB/UBA 2016). Zum Schutz der Biodiversität können Aufforstungsflächen aufgrund ihrer Sukzessionsstadien bis zum Waldbestand ebenfalls einen positiven Beitrag leisten. Im Vergleich zu strukturarmen Ackerflächen können sich hier für den Wald typische Artengemeinschaften ausbilden. Konflikte für den Artenschutz ergeben sich jedoch dort, wo artenreiches Grünland in Wald umgewandelt wird. Dies sollte daher, auch mit Blick auf mögliche Verluste von Bodenkohlenstoff, vermieden werden.

Weitere Konflikte können mit einem steigenden Bedarf an landwirtschaftlichen Flächen auftreten. Die Flächenkonkurrenz könnte sich durch weitere Maßnahmen für den Klimaschutz, wie die Wiedervernässung von organischen Böden und die Extensivierung von Ackerflächen, verschärfen. Zusätzlich können Verlagerungsprozesse der landwirtschaftlichen Produktion ins Ausland auftreten, wenn ein Teil der landwirtschaftlichen Güter, wie Fleisch und Milchprodukte, nicht mehr in Deutschland produziert werden kann. Dadurch könnten Umweltprobleme, wie Entwaldung und Entwässerung von organischen Böden für die Produktion von Landwirtschaftsgütern, im Ausland weiter verschärft werden. Das Ausmaß dieser Verlagerungseffekte durch Maßnahmen wie die Erweiterung der Waldfläche ist sehr eng an die Entwicklung des Konsums von landwirtschaftlichen Gütern, insbesondere Fleisch- und Milchprodukten, sowie der Flächen für Infrastruktur gekoppelt.

3.3.2 Kohlenstoffvorräte in Wäldern erhalten und aufbauen und Kohlenstoffspeicherung in langlebigen Holzprodukten erhöhen

Waldbewirtschaftung kann durch gezielte Maßnahmen zur kontinuierlichen Aufnahme von CO_2 aus der Atmosphäre durch Bäume und zur Erhöhung der Kohlenstoffvorräte in der lebenden und toten Biomasse sowie im Boden beitragen. Die Kohlenstoffdynamik der Wälder ist sehr komplex (siehe auch Abschnitt 2.1.2), und das Wachstum der Biomasse sowie die natürliche Mortalität werden durch die Standortfaktoren (Klima und Boden) beeinflusst. Beispielsweise kann der Zuwachs verschiedenster Baumarten in niederschlagsärmeren Regionen wie Brandenburg und Sachsen-Anhalt im Durchschnitt geringer ausfallen als in Mittelgebirgsregionen mit mehr Niederschlägen (z. B. Hessen und Thüringen) (BMEL 2012). Emissionen im Wald entstehen überwiegend durch das Absterben und die nachfolgende Zersetzung der Bäume, wobei Totholz auch einen Kohlenstoffpool darstellt (Abschnitt 2.1.2). Der Abbau des Totholzes und damit die Freisetzung von Emissionen sind je nach Baumart und Standortbedingungen unterschiedlich.

Die Ernteintensität hat einen wesentlichen Einfluss auf die Einlagerung und Speicherung von Kohlenstoff im Wald (z.B. Pilli et al. 2016). Wenn die jährliche Biomasseentnahme durch Holzernte unter der jährlichen Nettozunahme (Zuwachs minus natürliche Mortalität) an Holzbiomasse im Wald bleibt, so erhöht sich der Kohlenstoffspeicher im Wald kontinuierlich. Laut aktueller Kohlenstoffinventur aus dem Jahr 2017 ist die Holznutzung in Deutschland seit 2012 deutlich zurückgegangen (–19 %). Im Schnitt wurden zwischen 2002 und 2012 jährlich 74 Mio. Erntefestmeter (Efm) Holz geerntet, während es in den Jahren 2012 bis 2017 rund

62 Mio. Efm waren. Somit wurde der Zuwachs im Schnitt zu 76 % abgeschöpft. Dadurch stieg der durchschnittliche Holzvorrat in den Jahren 2012 bis 2017 im Vergleich zu den zehn Jahren davor (2002 bis 2012) um 205 Mio. m^3 (19 m^3/ha) an. Ein Hauptteil des Vorratsanstiegs (26 %) erfolgte bei der Baumart Fichte mit 54 Mio. m^3. Insgesamt stieg der durchschnittliche Vorrat um 6 % auf 358 m^3/ha (Hennig et al. 2019). Zukünftig wird mit einem Rückgang der Kohlenstoffsenke im Wald gerechnet, da der insbesondere in gleichaltrigen Fichten- und Kiefernbeständen aufgebaute Vorrat durch die anstehende Holzernte voraussichtlich verringert wird (UBA 2019). Zwar fielen die tatsächlichen Erntemengen im Vergleich zur erwarteten Abschöpfung bis zum Jahr 2017 tendenziell geringer aus, jedoch ist mit den jüngst aufgetretenen Waldschäden (siehe unten) mit einem deutlichen Anstieg zu rechnen. Dabei sind die Auswirkungen auf die Senkenleistung des Waldes noch nicht abgeschätzt.

Der Kohlenstoffvorrat in der Holzbiomasse im Wald steht im direkten Zusammenhang mit dem Kohlenstoffspeicher der Holzprodukte. Wird Holz geerntet, füllt sich der Speicher für Holzprodukte, während der Kohlenstoffspeicher im Wald zurückgeht. Aus Sicht des Waldes stellt die Holzernte eine Emission dar. Durch die Verwendung des Holzes in Produkten wird diese Emission hinausgezögert. Die Berechnung von in Holzprodukten verweilendem Kohlenstoff ist komplex, denn die Verwendungsdauer von Holzprodukten ist sehr unterschiedlich, und es existieren verschiedene Recyclingprozesse, die ebenfalls berücksichtigt werden müssen. Wird das Holz schließlich energetisch verwendet, so entstehen Emissionen. In Deutschland wurden im Jahr 2019 ca. 30 % (23 Mio. m^3)[10] des geernteten Holzes insgesamt energetisch verwertet. Dies trifft überwiegend auf Laubholz zu, denn rund 67 % des geernteten Laubholzes werden energetisch genutzt und tragen somit nicht zum Holzproduktspeicher bei. Vor allem langlebige Holzprodukte halten Emissionen zurück. Aufgrund der vorteilhaften Produkteigenschaften und einfachen Verarbeitung von Nadelholz wird dieses vorzugsweise z. B. im Holzbau verwendet (WBGU 2020). Allein 66 % (37 Mio. m^3)[5] des in 2019 geernteten Nadelholzes werden als Sägeholz verarbeitet. Darüber hinaus können Holzprodukte dazu beitragen, Emissionen in anderen Sektoren durch die Substitution von Produkten mit einer schlechteren Klimabilanz, z. B. Beton im Bausektor, zu vermeiden. Substitutionseffekte von Holzprodukten sind zukünftig sehr stark von der Entwicklung der Bereitstellung von erneuerbaren Energien abhängig, wodurch sich die Klimabilanz von Nichtholzprodukten noch einmal deutlich verbessern kann. Im LULUCF-Sektor werden die Substitutionseffekte aus der Holzverwendung nicht bilanziert, sondern in den jeweiligen Sektoren, in denen sie eingesetzt werden.

Potenzial der Option für den Klimaschutz

Aufbauend auf den Daten der Bundeswaldinventur 2012 wurde in einem Projekt des Waldklimafonds das WEHAM-Naturschutzpräferenzszenario (WEHAM-NPS) entwickelt (Oehmichen et al. 2018). Dieses schreibt die Entwicklung des Waldes beginnend von 2012 bis zum Jahr 2052 fort und hat einen Waldbau mit dem Fokus auf Förderung der heimischen Waldbiodiversität zum Ziel. Im WEHAM-NPS wird der Waldumbau hin zu Laub- und Laubmischwäldern angestrebt, wobei die hiebsreifen Nadelbäume zügig geerntet und durch überwiegend Laubbaumarten der natürlichen Waldgesellschaft ersetzt wurden. Dort, wo Nadelbäume natürlicherweise vorkommen, wurden sie jedoch auch gefördert. Somit wurde der Nadelholzanteil um 19 % gesenkt, und der Anteil der Laubbäume stieg um 15 % an. Außerdem wurden Laubbäume weniger stark eingeschlagen und verblieben länger im Wald, um deren Vorrat zu erhöhen. Insgesamt konnte der durchschnittliche Holzvorrat von 345 m^3/ha in 2012 auf 374 m^3/ha im Jahr 2052 erhöht werden. Auch der Totholzvorrat wurde von ca. 20 m^3/ha auf 40 m^3/ha erhöht, um die an diese Strukturen gebundene

[10] Thünen-Institut für Internationale Waldwirtschaft und Forstökonomie, Thünen-Einschlagsrückrechnung, BWI3, Amtliche Statistik.

Artenvielfalt zu fördern. Zusätzlich wurde die Waldfläche mit Nutzungseinschränkungen bzw. ohne Holznutzung geringfügig erhöht, was ebenfalls zum Aufbau von Holzbiomasse beitrug. Insgesamt würden so ca. 31 Mio. t CO_2 bis 2032 und 35 Mio. t CO_2 bis 2052 jährliche Senkenleistung im Wald erreicht. Das sind rund 20 Mio. t CO_2 mehr an Senkenleistung in 2052 im Vergleich zum WEHAM-Basisszenario, welches das bestehende Waldmanagement von 2012 fortschreibt (Rüter et al. 2017). Im WEHAM-NPS wurden über den Simulationszeitraum hinweg zwischen 70 und 80 Mio. m^3 Holz eingeschlagen, dennoch wandelt sich der Holzproduktespeicher in eine Emissionsquelle von bis zu ca. 4 Mio. t CO_2 (Rüter et al. 2017).

Die historische Senkenleistung des Waldes lässt sich bis 2052 wahrscheinlich nur über eine stärkere Extensivierung halten. In der Studie „Waldvision" von Böttcher et al. (2018), die ebenfalls auf den Daten der Bundeswaldinventur 2012 beruht, wird die Holzentnahme um 25 % im Vergleich zu einem Basisszenario verringert. Im Vergleich zum WEHAM-NPS weist die Waldvision eine noch geringere Einschlagsintensität, vor allem im Laubholz, auf. Das ist u. a. eine Folge der Annahme, dass Flächen ohne forstliche Nutzung auf 16,6 % erhöht werden. Dadurch wird der durchschnittliche Holzvorrat auf 501 m^3/ha in 2052 erhöht, was zu einer mittleren jährlichen Kohlenstoffsenke von –48 Mio. t CO_2 in der lebenden Waldbiomasse führt (–14 Mio. t CO_2 im Basisszenario). Der Nutzungsverzicht geht allerdings mit einer verringerten Einlagerung von Kohlenstoff in Holzprodukte einher, weshalb aus diesen bis 2052 jährlich ca. 14 Mio. t CO_2-Emissionen zu verzeichnen sind.

Dauerhaftigkeit bzw. Reversibilität der Option

Buchendominierte **Laub- und Mischwälder** sind die eigentliche Klimaxgesellschaft (hypothetisches Endstadium der Vegetationsentwicklung) in Deutschland (Fischer 2003). Unter den zu erwartenden Klimaveränderungen wird sich dies wahrscheinlich für viele Regionen nicht wesentlich ändern, auch wenn mit Produktivitätseinbußen der Buche in trockenen Regionen zu rechnen ist (Dulamsuren et al. 2017). Außerdem könnte sich die Dominanz der Buche in der Baumartenzusammensetzung zu Gunsten von anderen Laubbaumarten, wie Traubeneiche und Feldahorn, verschieben (Mette et al. 2013; Walentowski et al. 2017). Allerdings kann durch natürliche Störungen und menschliche Eingriffe das Senkenpotenzial der Wälder sinken. Da die Einflüsse des Klimawandels auf die Wälder zukünftig wahrscheinlich zunehmen werden (Seidl et al. 2017; IPCC 2019), sind die aktuellen und zukünftigen Managemententscheidungen von besonderer Wichtigkeit, um die Resilienz des Waldes und damit die Dauerhaftigkeit der Waldsenke zu fördern und langfristig zu erhalten (Mausolf et al. 2018). Aktuell weisen lediglich 26 % der Wälder in Deutschland eine sehr naturnahe oder naturnahe Baumartenzusammensetzung auf, denn der überwiegende Teil wird von Fichten und Kiefern dominiert, die oft nicht standortgerecht sind (BMEL 2016a). Das kann sich direkt auf die Resilienz der Wälder gegenüber klimatischen Änderungen und anderen Störungen negativ auswirken (Norris et al. 2011; O'Hara und Ramage 2013). Die vergangenen Jahre, 2018 bis 2020, haben dies sehr deutlich gezeigt. Sie waren geprägt von Sturmereignissen, langanhaltenden Trockenperioden und anschließendem Borkenkäferbefall an Fichten. Diese waldschädigenden Faktoren führten letztlich in Kombination zu einem vom BMEL[11] geschätzten Schadholzanfall von 171 Mio. m^3 auf ca. 277.000 ha Waldfläche, wobei die Fichte überwiegend betroffen ist. Dagegen trugen Laubbaumarten nur zu ca. 9 % zum aufkommenden Schadholz bei[12]. Dennoch sind auch Laubbäume wie die Buche durch die Trockenperioden gezeichnet und haben an Vitalität eingebüßt. Außerdem hat ihre Mortalität zugenommen, jedoch liegt diese noch immer deutlich unter der von anderen Laub- und Nadelbaumarten (BMEL 2020a). Aktuell liegen keine

[11] BMEL-Mitteilung (Stichtag 31.12.2020), https://www.bmel.de/DE/themen/wald/wald-in-deutschland/wald-trockenheit-klimawandel.html#doc14830bodyText3.

[12] https://www.bmel.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2020/040-waldschaeden.html.

Schätzungen über den Verlust der Kohlenstoffsenke im Wald vor. Dennoch wird deutlich, dass der Waldumbau hin zu Laub- und Mischwäldern und die damit einhergehende Resilienz der Wälder in einem direkten Zusammenhang mit dem Erfolg des Aufbaus von Kohlenstoffvorräten im Wald stehen. Darüber hinaus ist es sinnvoll, natürliche Strukturen, wie alte und stark dimensionierte Bäume sowie eine höhere Totholzmenge, zu fördern, um die natürliche Biodiversität zu unterstützen und die Resilienz gegenüber natürlichen Störungen zu erhöhen.

Für die Sicherung langlebiger **Holzprodukte** sind der Umbau zu Mischwäldern und deren Resilienz gegenüber Klimaveränderungen ebenfalls wesentliche Faktoren, um auch zukünftig Nadelholz in Deutschland produzieren zu können. Ein nachhaltiger Umgang mit der Ressource Holz ist ein wesentlicher Bestandteil einer Gesamtstrategie für die Kohlenstoffspeicherung im Wald und in Holzprodukten. Zu Gunsten einer hohen Waldsenke in resilienten Misch- und Laubwaldbeständen, wird sich auch das Holzangebot aus dem Wald, im Vergleich zu den letzten 20 Jahren verändern (s.o.). Es wird voraussichtlich mehr Laubholz zur Verfügung stehen, das Nadelholzangebot dagegen verringern. Deshalb ist eine effiziente Nadelholznutzung notwendig, um Importe möglichst zu vermeiden. Darüber hinaus sind Innovationen für eine langfristige Nutzung von Laubholz in Holzprodukten notwendig. Außerdem besteht aufgrund eines immer höheren Bedarfs an Bioenergie weiterhin eine Konkurrenz zur energetischen Nutzung, die jedoch im Fall der direkten energetischen Nutzung meist keine positiven Effekte für den Klimaschutz hat (Hennenberg et al. 2019). Die energetische Nutzung von Holz sollte am Ende der Nutzungskaskade stehen, um die Verweildauer von Kohlenstoff im Holzproduktespeicher zu erhöhen.

Synergien und Konflikte mit weiteren gesellschaftlichen Zielen

Die Maßnahmen zur Förderung der Kohlenstoffsenke im Wald können auf der bestehenden Waldfläche durchgeführt werden, wodurch im Vergleich zu anderen landbezogenen Klimaschutzmaßnahmen keine direkte Flächenkonkurrenz auftritt.

Darüber hinaus können sich Synergien für den Schutz der Biodiversität ergeben, wenn zukünftig heimische Laubbaumarten gefördert werden und vor allem ein höherer Anteil an älteren Laubbäumen im Wald belassen wird. Außerdem tragen ein höherer Totholzanteil und eine höhere Diversität an Totholzstrukturen (liegend, stehend, verschiedene Dimensionen) ebenfalls dazu bei (Reise et al. 2017; Reise et al. 2019). Die Förderung von mehr Laubbäumen im Wald kann darüber hinaus zu höheren Grundwassersickerspenden, im Vergleich zu Nadelbaumbeständen, führen (Müller 2019).

Ein zentraler Konflikt der Option, Kohlenstoffvorräte im Wald zu erhöhen, besteht mit den ökonomischen Interessen an der Holzernte, insbesondere für Nadelholz. Zurzeit ist die Holzproduktion die hauptsächliche Einkommensquelle für Waldbesitzende. Daher bedarf es neuer Modelle für die Finanzierung, wie z. B. der Honorierung weiterer Ökosystemleistungen im Wald.

Eine vermehrte Verwendung von langlebigen Holzprodukten und recyceltem Holz kann einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz, vor allem im Bausektor, leisten (WBGU 2020). Allerdings ist die Nachhaltigkeit der Holzverwendung sehr stark von der Höhe des gesamten Verbrauchs abhängig. Sollte der Bedarf an Holzprodukten so stark steigen, dass die heimischen Wälder und die im Ausland intensiv bewirtschaftet werden müssen, dann können Nachteile für den Schutz der Biodiversität (Verkerk et al. 2014) auftreten, und die Waldsenke würde sich verringern.

3.3.3 Erhaltung und Erhöhung des Kohlenstoffgehaltes in landwirtschaftlich genutzten Mineralböden

Organischer Kohlenstoff (C_{org}) wird in Form von toter organischer Bodensubstanz (Humus), z. B. bestehend aus Pflanzenresten oder tierischen Ausscheidungen und deren mikrobiell umgewandelten Bestandteilen, in Böden gespeichert. Humus besteht zu ungefähr 58 % aus Kohlenstoff und entsteht auf landwirtschaftlich genutzten Böden hauptsächlich aus Ernterückständen und organischen Düngern (Gülle, Kompost, Stallmist) (Jacobs et al. 2018). Der Humusgehalt von Böden wird prinzipiell durch die Menge und Art des Eintrags von organischer Substanz und deren Abbau bestimmt, durch den CO_2 freigesetzt wird. Somit verbleibt nur ein kleinerer Anteil des Kohlenstoffs im Boden und wird dort langfristig gespeichert. In mineralischen landwirtschaftlich genutzten Böden werden die Humusvorräte überwiegend durch die Bodenfaktoren und den Standort bestimmt. So kann in sehr tonreichen Böden (> 45 % Ton) durchschnittlich doppelt so viel C_{org} gespeichert werden wie in sandigen Böden (< 12 % Ton) (Jacobs et al. 2018). Die Bewirtschaftung der Böden hat ebenfalls einen Einfluss auf den Humusgehalt über Faktoren wie die Bodenbearbeitung sowie den Wechsel der Feldfrüchte und Düngung. Ein gutes Beispiel dafür sind die mineralischen Böden des Dauergrünlandes, die laut aktueller Bodenzustandserhebung rund 88 t C_{org}/ha im Oberboden (0–30 cm) aufweisen und somit deutlich höhere Bodenkohlenstoffvorräte im Vergleich zu Böden unter Ackernutzung (61 t C_{org}/ha) haben (Jacobs et al. 2018). Dies liegt vor allem an der ganzjährigen Vegetationsbedeckung und der intensiven Durchwurzelung sowie der fehlenden Bodenbearbeitung (Poeplau et al. 2011). Daher ist der Erhalt von Dauergrünland auf mineralischen Böden eine wichtige Maßnahme, um Emissionen aus mineralischen Böden zu vermeiden und C_{org} zu speichern. Darüber hinaus kann sich die Umwandlung von Ackerflächen zu Grünland positiv für den Klimaschutz auswirken (siehe auch 2.3.5).

Um eine positive Klimawirkung durch die Speicherung von C_{org} im Boden zu erhalten, muss über den Humusaufbau mehr Kohlenstoff aus der Atmosphäre gebunden und das vorhandene C_{org} geschützt werden (Chen et al. 2019). Allerdings ist der Aufbau von Boden-C_{org} zeitlich und mengenmäßig begrenzt, da sich ein neues Gleichgewicht zwischen dem Kohlenstoffeintrag und -abbau einstellt. Um das Niveau der C_{org}-Speicherung beizubehalten, ist der konstante Eintrag von Kohlenstoff in den Boden notwendig. Wird die Maßnahme zur Humusanreicherung aufgegeben, dann erfolgt wieder ein rascher Abbau der C_{org}-Vorräte (Jacobs et al. 2018). Im Rahmen der internationalen „4 per 1000"-Initiative"[13] unterstützt Deutschland das Ziel, den Humusaufbau zu fördern, um die globalen C_{org}-Vorräte um jährlich 0,4 % zu steigern und damit einen Beitrag zur Reduktion der CO_2-Konzentration in der Atmosphäre zu leisten.

Gemäß BBodSchG § 17 gehört es zur guten fachlichen Praxis, die langfristige Sicherung des standorttypischen Humusgehaltes zu gewährleisten, wobei im Wesentlichen zwei Maßnahmen hervorgehoben werden: zum einen die ausreichende Zufuhr an organischer Substanz und zum anderen die Reduzierung der Bodenbearbeitungsintensität. Eine extensive Bodenbearbeitung vermindert die Mineralisierung des C_{org} durch Mikroben und damit verbundene CO_2-Emissionen. Eine ausreichende Zufuhr von organischer Substanz kann vor allem über ein effizientes und verlustarmes Recycling der Nährstoffe im Ackerboden erreicht werden, z. B. durch folgende Maßnahmen (Sykes et al. 2020; Thünen Institut für Agrarklimaschutz 2018):

- Anbau von Zwischenfrüchten und Untersaaten für eine ganzjährige Begrünung,
- Anbau von mehrjährigen Kulturen wie Kleegras,

[13] https://4p1000.org/.

- Verbleib von Ernteresten auf dem Acker,
- organische Düngung,
- Anlage von Hecken und Feldgehölzen (Agroforstwirtschaft, siehe 2.3.4).

Darüber hinaus wird die Ausbringung von Biokohle (engl. *biochar*) in Böden als Maßnahme zum Klimaschutz und zur Bodenverbesserung diskutiert (BMEL 2016b; Don et al. 2018; IPCC 2019). Häufig wird auch im deutschsprachigen Raum der Begriff „Pflanzenkohle“ verwendet (Schmidt et al. 2012). Biokohle wird über Pyrolyse (Pyrolysekohle) oder über hydrothermische Verfahren (HTC-Kohlen) aus organischen Substanzen gewonnen (Haubold-Rosar et al. 2016). Laut Düngemittelverordnung ist Biokohle in Deutschland aktuell nur als Trägersubstanz in Verbindung mit Düngemitteln oder als Ausgangsstoff für Kultursubstrate zulässig, wenn sie aus unbehandeltem Holz stammt und mindestens einen C-Gehalt von 80 % aufweist[14].

Potenzial der Option für den Klimaschutz

Es gibt keine Studien, die das Gesamtpotenzial von Maßnahmen zur Minderung von Emissionen aus Ackerböden und zur Anreicherung von Humus als Kohlenstoffspeicher in Böden für Deutschland darstellen. In einer Studie durch Wiesmeier et al. (2017) wurde das C_{org}-Speicherpotenzial für landwirtschaftlich genutzte Böden in Bayern ermittelt. In den Ergebnissen wird deutlich, dass diese ein hohes Speicherpotenzial aufweisen, da sie nur zu rund 50 % mit Kohlenstoff gesättigt sind. Bei der Ermittlung des Gesamtpotenzials wurden die Maßnahmen Ausweitung des Zwischenfruchtanbaus und des Ökolandbaus, verbesserte Fruchtfolge, Einführung von Agroforstsystemen sowie Umwandlung von Acker- zu Grünland zur Humusanreicherung umgesetzt. Somit gehen Wiesmeier et al. (2017) von einem jährlichen Gesamtpotenzial für die C_{org}-Speicherung in Bayern von rund 0,37 Mio. t C (1,3 Mio. t CO_2) aus. Allerdings entspricht dies nur ca. 30 % des Ziels der „4 per 1000“-Initiative, das für Bayern bei 1,1 Mio. t C (4 Mio. t CO_2) liegen würde (Wiesmeier et al. 2017).

Darüber hinaus können Versuche zu Einzelmaßmahmen einen groben Anhaltspunkt zu möglichen Potenzialen für mineralische Böden geben. So konnten über den langjährigen Anbau von Zwischenfrüchten auf dem Acker die C_{org}-Vorräte im Boden innerhalb von 20 Jahren durchschnittlich um 8 t C/ha (29 t CO_2/ha) im Oberboden erhöht werden (Poeplau und Don 2015).

Der positive Effekt für den Humusaufbau beim Ökolandbau hängt vermutlich mit dem Einsatz von organischem Dünger und dem vermehrten Anbau von Kleegras und Luzernen zusammen. Dadurch kann sich eine Steigerung der Bodenkohlenstoffvorräte von 3 bis 4 t C/ha (11 bis 15 t CO_2/ha), im Vergleich zu konventionell bewirtschafteten Ackerflächen, ergeben (Gattinger et al. 2012). Allerdings ist zu beachten, dass der Humusaufbau durch organischen Dünger nicht zu einer Netto-CO_2-Aufnahme aus der Atmosphäre führt, sondern zum Nährstoffrecycling und somit zur Verlagerung des Düngerkohlenstoffs in den Boden (Rumpel et al. 2020).

Trotz einzelner Studien und Modellergebnisse über mögliche Entwicklungen des C_{org}-Bodenvorrates in landwirtschaftlich genutzten Böden lässt sich die Frage nach dem Potenzial für Deutschland derzeit nicht sicher beantworten. Insgesamt scheinen die Potenziale zur Anreicherung von C_{org} im Ackerboden durch gezielte Maßnahmen sehr unsicher zu sein (BMEL 2016b; Rumpel et al. 2020; Don et al. 2018) und unterliegen wahrscheinlich einer recht hohen regionalen Variabilität. Es sind weitere Forschungsarbeiten notwendig, um

[14] Düngemittelverordnung, http://www.gesetze-im-internet.de/d_mv_2012/D%C3%BCMV.pdf.

bessere, regionalisierte Abschätzungen für die Humusaufbaupotenziale in Deutschland zu erhalten und Maßnahmen zu entwickeln, damit vorhandene Vorräte geschützt werden können (Jacobs et al. 2018).

Eine langfristige Erhöhung des Bodenkohlenstoffs durch Biokohle ist im Wesentlichen von deren Stabilität abhängig. Beispielsweise eignet sich HTC-Kohle aufgrund der schnellen Abbauraten (–23 bis –30 % in 19 Monaten) nicht für eine langfristige Kohlenstoffspeicherung im Boden. Dagegen wies die Pyrolysekohle wesentlich höhere Anteile an stabilen C-Fraktionen im Boden auf (97 %) (Gronwald et al. 2016). Dies deckt sich auch mit Ergebnissen aus einer Metastudie von Wang et al. (2016). Für die intrinsische Stabilität der Pyrolysekohle ist eine hohe Temperatur (> 450 °C) bei der Pyrolyse entscheidend (Crombie und Mašek 2015). Allerdings wird der Abbau neben der intrinsischen Struktur der Biokohle auch von den Bodeneigenschaften und Standortbedingungen und der Bewirtschaftung mit beeinflusst. So könnte sich der Abbau des Kohlenstoffs aus Biokohle unter extremen Witterungsbedingungen kurzfristig beschleunigen (Nguyen et al. 2009). Des Weiteren wird das Potenzial zur Kohlenstoffsequestrierung mit Biokohle durch die Verfügbarkeit geeigneter Biomasse bestimmt (Teichmann 2014). Vor allem in Bezug auf Waldrestholz besteht bereits eine hohe Nachfrage seitens der Energiewirtschaft. Auch Substrate mit hohem Nährstoffgehalt wie Gülle und Gärreste werden aus Sicht eines effizienten Nährstoffrecyclings nicht zur Umwandlung in Pyrolysekohle empfohlen (Don et al. 2018). Insgesamt fehlen größere Langzeitstudien aus Deutschland, aus denen sich belastbare Potenziale ableiten ließen (Wiesmeier et al. 2020; Haubold-Rosar et al. 2016; Don et al. 2018).

Dauerhaftigkeit bzw. Reversibilität der Option

Humusvorräte in mineralischen Böden sind bei einem Abbruch oder einer substanziellen Änderung der humusfördernden Maßnahmen sehr schnell wieder abgebaut. Daher sind umfassende Konzepte zum Humusmanagement für landwirtschaftliche Betriebe notwendig, die jedoch eine langfristige Befolgung der Maßnahmen notwendig machen würden (Jacobs et al. 2018). Hierzu bedarf es entsprechender Anreizsysteme, z. B. in Form einer Förderung für die Umstellung, bzw. der Etablierung von Maßnahmen, wie z. B. ökologischer Landwirtschaft. Im Vergleich zu frischem organischem Dünger stellt Biokohle eine stabile Verbindung dar und kann somit zur langfristigen Kohlenstoffspeicherung im Boden beitragen (Olsson et al. 2019). Die Zugabe von Biokohle in den Boden kann zunächst zu einer Freisetzung von CO_2-Gasen führen, da sie den Abbau labiler organischer Bodensubstanzen (Priming) fördern kann (Cross und Sohi 2011; Zimmerman et al. 2011). Gemäß einer Studie von Wang et al. (2016) zeigte sich, dass dieser Effekt vor allem auf sandigen Böden auftreten kann, während sich auf tonreichen Böden eher ein gegenteiliger Effekt einstellt. Neben den Boden- und Standortbedingungen scheinen auch die Ausgangssubstrate der Biokohle einen Einfluss auf deren Abbaubarkeit zu haben. So wird Biokohle aus Gräsern schneller abgebaut als aus Harthölzern (Zimmerman et al. 2011). Außerdem hat das Herstellungsverfahren der Biokohle einen Einfluss auf deren Stabilität, denn mit steigender Pyrolysetemperatur verringern sich die Anteile der organischen Substanzen, die mineralisiert werden können (Crombie und Mašek 2015).

Synergien und Konflikte mit weiteren gesellschaftlichen Zielen

Der Aufbau von Humus im Ackerboden hat viele positive Effekte für die Bodeneigenschaften, die jenseits möglicher Klimaschutzeffekte für die Durchführung der Maßnahmen sprechen (Rumpel et al. 2020). Insgesamt kann die Bodenstruktur und -fruchtbarkeit verbessert werden, außerdem die Wasseraufnahme- und -speicherfähigkeit. Dies kann wiederum zur Resilienz der Ackerböden gegenüber den Folgen des Klimawandels beitragen. Darüber hinaus schützen hohe Bodenkohlenstoffwerte vor Bodenerosion. In Summe kann die Verbesserung der Bodeneigenschaften auch positiv zur Produktivität der Landwirtschaft beitragen und somit die Nahrungsmittelversorgung, trotz hoher Flächenkonkurrenz mit anderen

Klimaschutzmaßnahmen (Wiederbewaldung, Etablierung von Dauergrünland), weiter gewährleisten (Frank et al. 2017).
Konflikte können sich vor allem durch einen Überschuss an organischer Düngung ergeben, da dadurch die Nährstoffbilanz des Bodens aus dem Gleichgewicht geraten kann, was N_2O-Emissionen verursachen kann (Lugato et al. 2018; Akiyama et al. 2004). Wenn neben Stallmist auch Kompost oder Biogasabfälle zur Düngung verwendet werden, können außerdem Schwermetalle, Hormone und Mikroplastik in den Boden und ins Grundwasser gelangen und dort ein Gesundheitsrisiko darstellen (Urra et al. 2019).
Eine Verbesserung der Bodeneigenschaften und eine damit einhergehende höhere Produktivität von Ackerböden, durch die Zugabe von Biokohle, konnte bisher überwiegend in tropischen Regionen belegt werden (Jeffrey et al. 2017 in Knoblauch). In Deutschland gibt es gegenwärtig nur vereinzelte Studien, die einen positiven Effekt von Biokohle bzw. Biokohlesubstraten aufzeigen, z. B. für saure Böden mit einer geringen Nährstoff- und Wasserspeicherkapazität (Knoblauch et al. 2021) und auf ertragsschwachen Grenzertragsstandorten und für die landwirtschaftliche Rekultivierung von Kippböden (Rademacher 2018). Unsicherheiten bestehen außerdem noch über die mögliche Einbringung von Schadstoffen in den Boden durch Biokohle. So kann die Carbonisierung insbesondere von organischen Abfällen zu einer Konzentration von persistenten Schadstoffen wie Schwermetallen oder polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen, Dioxinen usw. führen (Haubold-Rosar et al. 2016). Im Vergleich dazu weisen vor allem Pflanzenreste aus der Land-, Forst- und Ernährungswirtschaft in der Regel geringere Schadstoffgehalte auf. Allerdings könnte hier ein Nutzungskonflikt insbesondere für die Verwendung von Holzbiomasse für Bioenergie auftreten (Olsson et al. 2019; Haubold-Rosar et al. 2016). Es ließe sich jedoch mithilfe geeigneter Verfahren das Risiko für die Schadstoffentstehung minimieren (Haubold-Rosar et al. 2016). Für die Gewährleistung der Unbedenklichkeit bedarf es festgelegter Herstellungs- und Qualitätsstandards für Biokohle, z. B. des „European Biochar Certificate“ [15].
Insgesamt ist die positive Wirksamkeit der Maßnahme für den Klimaschutz danach zu beurteilen, ob sie zusätzlich maßgeblich zu einer Verbesserung der Bodeneigenschaften und des Ertrags beitragen kann (Haubold-Rosar et al. 2016; Don et al. 2018; Olsson et al. 2019). Es bedarf weiterer, vor allem langfristiger Studien zum Einsatz von Biokohle an unterschiedlichen Standorten, um die komplexen Umweltwirkungen besser einschätzen zu können (Haubold-Rosar et al. 2016; Don et al. 2018).

3.3.4 Ausweitung der Agroforstwirtschaft

Agroforstsysteme sind eine Form der Landnutzung, bei der Gehölze (Bäume, Sträucher) mit Ackerkulturen und/oder Tierhaltung auf einer Fläche bewusst kombiniert werden, ohne dabei dauerhaft eine Waldfläche anzulegen. Die Gehölze werden in Reihen, Gruppen oder vereinzelt angelegt, wobei z. B. eine Beweidung zwischen den so entstehenden Parzellen stattfinden kann (European Commission 2014). Dabei können die positiven Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Komponenten zum ökonomischen und ökologischen Vorteil genutzt werden. Diese Art der Landnutzug wird bereits seit vielen Jahrhunderten praktiziert, wie z. B. die Streuobstwiese, bei der traditionell auch Feldfruchtanbau oder Beweidung unter Obstbäumen stattfinden kann (Kay et al. 2019). Prinzipiell können fünf verschiedene grundlegende Agroforstsysteme in Europa unterschieden werden: Gehölzanbau in Kombination mit Futter- und Tierproduktion („Silvopastoral“) oder in Kombination mit Feldfruchtanbau („Silvoarable“), Anlage von Gehölzstreifen zur Umgrenzung von Feldern und Weiden, Waldgärten zum Anbau verschiedener

[15] https://www.european-biochar.org/de/home.

Nutzpflanzen in bewaldeten Flächen sowie Hausgärten, in denen Gehölze mit Gemüseanbau kombiniert werden (Mosquera-Losada et al. 2018). Kurzumtriebsplantagen (KUP), bei denen schnellwüchsige Baumarten wie Pappel und Robinie in hohen Dichten angepflanzt werden, sind dann Teil eines Agroforstsystems, wenn sie auf der landwirtschaftlichen Fläche mit weiterer Nutzung (Feldfruchtanbau, Weide) integriert werden, z. B. als „Alley-Cropping-System“ (Lamerre et al. 2016). Im Vergleich zu Äckern mit Monokultur können Agroforstsysteme durch die Sequestrierung von CO_2 aus der Atmosphäre in die Gehölzbiomasse eine wichtige Klimaschutzmaßnahme darstellen. Außerdem speichern Böden unter Agroforstsystemen bis zu 18 % mehr C_{org} im Vergleich zu Böden unter reiner Ackerkulturnutzung (Chatterjee et al. 2018).

Potenzial der Option für den Klimaschutz

In einer Studie von Tsonkova und Böhm (2020) wurden drei verschiedene Agroforstsysteme hinsichtlich ihrer jährlichen CO_2-Bindung untersucht. Dabei variierte die jährliche Bindung zwischen 5,2 und 21,6 t CO_2äq./ha in Abhängigkeit von der Baumdichte und der Wachstumsgeschwindigkeit der Bäume. So konnte die höchste CO_2-Bindung durch das schnelle Wachstum und die Baumdichte von 9.000 Bäumen je Hektar erreicht werden, während bei der geringsten jährlichen CO_2-Bindung lediglich 300 Bäume je Hektar gepflanzt wurden. In einem Szenario für Deutschland etablierten Tsonkova und Böhm (2020) auf 50 % der Ackerfläche (ca. 6 Mio. ha) Agroforstsysteme, wobei nur 10 % der Fläche (0,6 Mio. ha) von den Gehölzen beansprucht wurden. Unter der Annahme unterschiedlicher Flächenverhältnisse der drei betrachteten Agroforstsystembeispiele ergibt sich eine durchschnittliche CO_2-Bindung von 17 t CO_2äq./ha im Jahr (12 t CO_2äq./ha oberirdische Biomasse, 5 t CO_2äq./ha in der unterirdischen Biomasse).

Die Ergebnisse von Tsonkova und Böhm (2020) liegen ungefähr mittig im Vergleich zu einer europäischen Potenzialstudie für Agroforstsysteme von Kay et al. (2019). Demnach können Agroforstsysteme je nach Ausgestaltungsart jährlich zwischen 0,009 und 7,3 t C/ha (0,33 und 26,8 t CO_2äq./ha) in den Gehölzen binden.

Dauerhaftigkeit bzw. Reversibilität der Option

Die Etablierung von Agroforstsystemen z. B. durch die Anlage von Hecken und Gehölzstreifen mit Werthölzern wie Kirsche führt zu einer zusätzlichen Kohlenstoffspeicherung in der lebenden Biomasse, der Streu und im Boden, im Vergleich zu annuellen Ackerkulturen. Um den Effekt langfristig aufrechtzuerhalten, muss das System dauerhaft gepflegt werden. Daher ist diese Klimaschutzmaßnahme entscheidend von der Bereitschaft der Landwirtinnen und Landwirte abhängig, sie dauerhaft umzusetzen. Darüber hinaus ist die Verwendung der Erträge als Beitrag zum Klimaschutz entscheidend, weil der im Holz gebundene Kohlenstoff schnell z. B. durch energetische Nutzung freigesetzt werden kann. Der positive Klimaeffekt ist dann vom Substitutionseffekt der energetischen Nutzung abhängig. Können die Hölzer des Agroforstsystems zu langlebigen Holzprodukten (z. B. Möbeln, Bodenbelägen) verarbeitet werden, dann erhöht sich die Dauer der Kohlenstoffspeicherung.

Synergien und Konflikte mit weiteren gesellschaftlichen Zielen

Agroforstsysteme haben im Vergleich zu herkömmlichen Ackerflächen eine positve Wirkung auf den Schutz der Biodiversität, des Bodens und der Grundwasserqualität (Kay et al. 2019; Burges et al. 2019). Durch die Strukturanreicherung der Landschaft mit heimischen und standortgerechten Gehölzen kann eine Vielzahl von Arten profitieren. Der Effekt wird noch verstärkt, wenn in den Agroforstsystemen auch Strukturen wie Blühstreifen und Heckensäume integriert werden. Außerdem sollte auf eine reduzierte Bodenbearbeitung geachtet und auf den Einsatz von Pestiziden und Dünger bei der Bewirtschaftung der Agroforstsysteme verzichtet werden (Ehritt 2020). Durch das Wachstum und die Aktivität der Gehölzwurzeln wird der

Ackerboden aufgelockert und belüftet. Außerdem wird aufgrund des Streuabfalls der Gehölze die Humusbildung im Oberboden angeregt, der dann durch andere Pflanzen genutzt werden kann (Veste und Böhm 2018).
Durch das Hinzufügen von Gehölzstrukturen geht die ursprüngliche Nutzungsform als Ackerland oder Grünland nicht zwangsläufig verloren. Durch den Mischanbau von Gehölzen und z. B. Lebensmittelpflanzen können sich positive Effekte ergeben, die mit der Verbesserung der Bodeneigenschaften und der Wasserinfiltration durch die Gehölze in Verbindung stehen. Dadurch kann die landwirtschaftliche Produktivität vor allem auf Grenzertragsflächen erhöht werden (Tilman et al. 2009; Quinkenstein und Kanzler 2018). Folglich könnten mögliche Flächennutzungskonflikte durch den Gehölzanbau kompensiert werden (Tsonkova und Böhm 2020). Darüber hinaus können durch Agroforstsysteme die Erträge diversifiziert werden, durch z. B. Produktion von Holzrohstoff und Ackerfrüchten.

3.3.5 Vermeidung des Umbruchs von Grünland auf mineralischen Böden

Der Kohlenstoffgehalt von landwirtschaftlich genutzten Flächen hängt stark von der Art der Bewirtschaftung ab. Bei einer konstanten Nutzung wie z. B. einer wiederkehrenden Fruchtfolge oder einer Grünlandnutzung stellt sich ein Gleichgewicht des Bodenkohlenstoffs und der lebenden Biomasse ein. Auf Grünlandflächen ist generell mehr Kohlenstoff in der lebenden Biomasse und im Boden gespeichert als auf Ackerflächen. Wird Grünland zu Ackerland umgewandelt, wird Kohlenstoff freigesetzt, bis sich ein neues Gleichgewicht für die Kohlenstoffpools eingestellt hat. Wird Ackerland zu Grünland umgewandelt, steigt der Kohlenstoffgehalt der Fläche entsprechend.

Potenzial der Option für den Klimaschutz
In der Logik der Treibhausgasberichterstattung wird umgewandelten Flächen über 20 Jahre ein Emissionsfaktor zugewiesen. In den einheitlichen Berichtstabellen (Common Reporting Format, CRF) des Berichtsjahres 2020 an die UN Klimarahmenkonvention werden folgende Werte angegeben (Summe aus lebender Biomasse, Boden und Streu):

- Ackerland zu Grünland (mineralische Böden): 4,33 t CO_2 je ha und Jahr (Mittelwert für 2014 bis 2018)
- Grünland zu Ackerland (mineralische Böden): –4,89 t CO_2 je ha und Jahr (Mittelwert für 2014 bis 2018)

Ein Verlust an Grünland führt zu deutlichen CO_2-Emissionen, die aber durch eine Neuanlage von Grünland zu einem großen Anteil wieder ausgeglichen werden können.

Von 1991 bis 2013 ist die Grünlandfläche in Deutschland von 5,3 Mio. ha auf 4,6 Mio. ha zurückgegangen und hat sich bis 2018 leicht auf 4,7 Mio. ha erhöht[16]. Im Rahmen der GAP bzw. des Greenings wurden ab dem Jahr 2015 effektive Regeln eingefügt, die eine weitere Nettoabnahme des Grünlands aufhalten. Landwirte müssen sich zum einen den Umbruch von Grünland genehmigen lassen und zum anderen eine gleich große Grünlandfläche neu anlegen. Im Projektionsbericht der Bundesregierung von 2019 (UBA 2019) wurde dieser Maßnahme, inklusive Fortführung in der neuen GAP, bis zum Jahr 2030 ein Erhalt der Senke im Grünland von 2,6 Mio. t CO_2 zugewiesen.

Dauerhaftigkeit bzw. Reversibilität der Option
Der Grünlanderhalt kann eine Freisetzung von CO_2 verhindern. Mit einer Neuanlage von Grünland kann zudem CO_2 neu gespeichert werden. Darüber hinaus sind mit dem Erhalt bzw. bei der Neuanlage von

[16] Zusammenstellung auf Basis von Daten des Statistischen Bundesamts und des BMEL, https://www.deutschewildtierstiftung.de/aktuelles/gruenland.

Grünland Synergien beim Erhalt der Biodiversität und bei der Verbesserung der Gewässerqualität möglich. Dies hängt aber stark von der Intensität der Bewirtschaftung der Grünlandflächen ab. Wird die Grünlandnutzung intensiviert, ist mit einer höheren Gewässerbelastung und einem Verlust an Biodiversität zu rechnen.

Bei Dauergrünland handelt es sich um eine langjährige Anbauform. Dadurch sind Kohlenstoffvorräte verlässlich gebunden. Allerdings können sich durch klimatische Veränderung oder Änderungen der Nutzung die Artenzusammensetzung, die Bewuchsdichte und der Wurzelraum des Grünlands und damit der Kohlenstoffvorrat verändern.

3.3.6 Erhaltung des Kohlenstoffs in organischen Böden und Wiederherstellung von Feuchtgebieten

Im Gegensatz zu mineralischen Böden enthalten organische Böden einen hohen Anteil an organischer Substanz (> 12 % (IPCC 2014)). Organische Böden entstehen in Mooren, indem über Jahrtausende hinweg eine Torfauflage von mindestens 30 cm und 30 % organischer Substanz gebildet wird. Diese Torfe bestehen aus Pflanzenbiomasse (z. B. Torfmoosen), die unter den wassergesättigten Bedingungen und dem damit einhergehenden Sauerstoffmangel nicht zersetzt wird. Dadurch können Moore über Jahrtausende hinweg Kohlenstoff speichern (Michel et al. 2011). Aufgrund ihres hohen Wassergehaltes zählen Moore zu den Feuchtgebieten. Durch die landwirtschaftliche Nutzung und den Bau von Siedlungsstrukturen wurde bereits vor vielen Jahrhunderten mit der Entwässerung von Mooren in Deutschland begonnen. Dadurch sinkt der Wasserspiegel im organischen Boden, und der gespeicherte Kohlenstoff entweicht über Oxidation in die Atmosphäre. Ein Großteil der entwässerten organischen Böden befindet sich im Nordwesten von Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg, aber auch im Voralpenraum in Bayern (BMEL 2016b). Liegt der Wasserspiegel bei ≥ –0,1 m, dann gelten die Böden als nicht entwässert, was lediglich auf 8 % (150.000 ha) der organischen Böden in Deutschland zutrifft. Diese befinden sich auf ungenutzten Flächen, aber auch in Wäldern und im Grünland (Tiemeyer et al. 2020). Die durchschnittlichen Wasserspiegel im Grünland betragen –0,5 m und im Ackerland –0,6 m. Während bei nicht entwässerten organischen Böden kaum CO_2-Emissionen entstehen, können bei Entwässerung auf bis –0,9 m Emissionen von bis zu 40 t CO_2/ha im Jahr auftreten (Tiemeyer et al. 2020).

Daher ist die Vermeidung von Emissionen aus entwässerten organischen Böden im Grün- und Ackerland sowie in den Feuchtgebieten von hoher Wichtigkeit, um die Nettosenke im Landnutzungssektor in Deutschland zu erhalten. Wird der Wasserspiegel wieder so weit angehoben, dass sich Moore regenerieren, dann können diese zusätzlich zur Einbindung und Speicherung von Kohlenstoff aus der Atmosphäre beitragen.

Darüber hinaus entstehen wie in 2.2.2 erwähnt Emissionen aus dem Abbau von Torf. In Deutschland wurden in 2018 rund 4 Mio. m^3 Torf, überwiegend in Niedersachsen, abgebaut und ungefähr die gleiche Menge wurde importiert, vor allem aus den baltischen Staaten[17]. Seit 1980 erfolgt der Torfabbau weitestgehend auf entwässerten und brach liegenden landwirtschaftlichen Flächen, die anschließend wiedervernässt werden, wenn noch eine ca. 50 cm dicke Torfschicht vorhanden ist. Torf wird als wichtiges Grundsubstrat vor allem im privaten und kommerziellen Gartenbau verwendet (BMEL 2020c). Das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) wird eine Torfminderungsstrategie erarbeiten, die zum Ziel hat, den Torfeinsatz

[17] Bundesinformationszentrum Landwirtschaft.

im privaten Bereich einzustellen und im Erwerbsgartenbau deutlich zu reduzieren. Langfristig wird eine Reduzierung der Torfverwendung in Deutschland angestrebt (BMEL 2020b). Als mögliche Ersatzsubstrate wird die Verwendung von Torfmoosen aus Paludikulturanbau (siehe unten) erforscht (Krebs et al. 2015).

Nach dem Anheben der Wasserspiegel auf bewirtschafteten organischen Böden können Emissionen wirksam vermieden werden (Tiemeyer et al. 2020). Allerdings ist eine intensive Nutzung als Weide- und Futteranbaufläche oder der Anbau von gängigen Feldfrüchten nicht mehr möglich. Dagegen kann die Grünlandbewirtschaftung als extensive Weidefläche auch bei höheren Wasserspiegeln eine alternative Nutzung darstellen. Außerdem ist extensiv genutztes Feuchtgrünland ein artenreiches Ökosystem, welches zum Schutz einer Vielzahl von Arten beiträgt (Isselstein 2018). Eine weitere alternative Bewirtschaftungsform kann der Anbau von Paludikulturen wie Rohrkolben (Typha), Schilfrohren (Phragmites) und Torfmoosen (Sphagnum) sein. Sie werden unter wiedervernässten Bedingungen angebaut, was den noch vorhandenen Torfkörper schützt und so Emissionen aus der Torfzersetzung vermeidet (Wichtmann et al. 2016).

Potenzial der Option für den Klimaschutz

In einer Studie von Prognos et al. (2020) werden Maßnahmen zur Vermeidung von Emissionen aus bewirtschafteten organischen Böden umgesetzt, die bis zum Jahr 2030 eine Reduktion der Emissionen von 7 Mio. t CO_2äq. (25,2 t CO_2äq./ha) ermöglichen können. Dafür wurde in diesem Szenario der Torfabbau eingestellt und 20 % (278.000 ha) des Acker- und Grünlandes bis 2030 wiedervernässt. Von diesen Flächen werden 40 % als extensive Weide- oder Mahdfläche genutzt und 30 % zum Paludikulturanbau verwendet. Die noch verbleibenden 30 % der wiedervernässten Flächen werden dauerhaft aus der Nutzung genommen. Bis 2050 wird die Wiedervernässungsfläche auf knapp 50 % (650.000 ha) angehoben und zur Hälfte für Paludikulturen genutzt, während auf den restlichen wiedervernässten Flächen keine Bewirtschaftung mehr erfolgt. Dadurch können 18 Mio. t CO_2äq. (27,7 t CO_2äq./ha) an Emissionsminderung erreicht werden.

Im Klimaschutzgutachten des wissenschaftlichen Beirats beim BMEL (BMEL 2016b) werden drei Maßnahmenszenarien zur Erreichung von Emissionsminderungen auf organischen Böden vorgestellt.

Dabei werden Wiedervernässungen und die Extensivierung der Nutzung von organischen Böden auf unterschiedlichen Flächenanteilen realisiert, wobei die gesamten Emissionsminderungen über ca. 20 Jahre ab Durchführung der Maßnahme zwischen 7 und 15,2 Mio. t CO_2äq. im Jahr liegen (BMEL 2016b). Für die Berechnungen dieser Minderungspotenziale wurde davon ausgegangen, dass die Wiedervernässung , je nach Tiefe des Wasserstandes, zwischen 20 und 40 t CO_2äq./ha an Einsparpotenzial hat (siehe Tabelle 2). Bei der Potenzialwirkung der Extensivierungsmaßnahmen sind ebenfalls die Wasserstände und die Art des Nutzungswandels entscheidend. So kann die Anhebung des Wasserstandes und die Umstellung der Nutzung als Acker- oder Intensivgrünland hin zu extensivem Grünland eine Reduktion von bis zu 20 t CO_2äq./ha bewirken (BMEL 2016b).

Tabelle 2: Szenarien zur Darstellung der Minderungspotenziale für die Wiedervernässung und Extensivierung von organischen Böden

Szenarien zur Verminderung der Emissionen aus organischen Böden	Landwirtschaftsfläche für die Wiedervernässung in Mio. ha	Annahme Minderungspotenzial in t CO_2äq./ha für die Wiedervernässung	Fläche für die Extensivierung in Mio. ha	Annahme Minderungspotenzial in t CO_2äq./ha für die Extensivierung	Minderungspotenzial gesamt in Mio. t CO_2äq./Jahr
Szenario a)	0,1	40	0,2	15	7
Szenario b)	0,2	30	0,4	10	12
Szenario c)	0,3	20	0,6	6	15,2

Quelle: BMEL (2016b)

In einer Veröffentlichung von Tanneberger et al. (2021) werden zwei Szenarien betrachtet, um Emissionsminderungen bis 2030 und 2050 auf organischen Böden unter Acker- und Grünlandflächen (ca. 1,5 Mio. ha) im Vergleich zum Jahr 2020 zu erreichen, mit einer vollständigen Umwandlung von Ackerland auf organischen Böden zu Grünland und einer Aufgabe des Torfabbaus bis 2030. Außerdem werden die Wasserstände im Grünland bis 2030 auf ein jährliches Mittel von –30 cm (nass) angehoben und auf 15 % der Fläche wird komplett wiedervernässt. Bis 2030 entstehen so Emissionsminderungen von bis zu 17 Mio. t CO_2. Schließlich werden bis 2050 die gesamten organischen Böden im Grünland (inklusive Ackerland) wiedervernässt. Dadurch können insgesamt gegenüber 2020 Emissionen von 35,8 Mio. t CO_2 eingespart werden (Tanneberger et al. 2021).

Dauerhaftigkeit bzw. Reversibilität der Option

Grundsätzlich ist die Maßnahme reversibel, da durch eine erneute direkte oder auch indirekte Entwässerung (z. B. Eingriffe in das Wassereinzugsgebiet des Moores) Emissionen wieder freigesetzt werden können. Daher ist die dauerhafte Änderung der Nutzung organischer Böden eine notwendige Voraussetzung, um die Langfristigkeit der Klimaschutzwirkung zu gewährleisten (BMEL 2016b). Aufgrund des fortschreitenden Klimawandels und der damit einhergehenden geringeren Niederschläge in einigen Regionen könnte es zu einem saisonalen Absinken des Wasserspiegels auf wiedervernässten Flächen kommen. Dieser Effekt kann verstärkt werden, wenn die Hydrologie der Moore durch menschliche Einwirkung (z. B. hohen Wasserverbrauch in den Siedlungen) beeinträchtigt ist. Daher ist es wichtig, den natürlichen Wasserhaushalt im Einzugsgebiet der wiedervernässten Moore möglichst wiederherzustellen (Swindles et al. 2019).

Das Emissionsminderungspotenzial kann aufgrund von Methanemissionen reduziert werden, die nach der Wiedervernässung auftreten können. Diese Emissionen werden durch methanogene Bakterien in der obersten Bodenschicht verursacht (Hendriks et al. 2007). Die Abtragung der obersten Bodenschicht vor der Wiedervernässung kann bis zu 99 % der Methanemissionen reduzieren (Harpenslager et al. 2015).

Synergien und Konflikte mit weiteren gesellschaftlichen Zielen

Viele Synergien ergeben sich für den Wasserhaushalt und vor allem für den Naturschutz (BMEL 2016b). Durch die Wiedervernässung von organischen Böden mit einer anschließenden extensiven Nutzung als nassem

Grünland entstehen wertvolle Lebensräume, die von vielen selten gewordenen Wiesenvogelarten (z. B. Kiebitz) genutzt werden können (Oppermann et al. 2020). Aus Gründen des Wiesenvogelschutzes sollten daher ausreichend extensiv bewirtschaftete Grünlandflächen erhalten bleiben und nicht vollständig wiedervernässt werden. Eine komplette Wiedervernässung mit Renaturierung und anschließendem Schutz von Mooren leistet ebenso einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der nationalen und europäischen Biodiversitätsziele (BMU 2007; European Commission 2020a). Allerdings kann es bei der Umsetzung der Maßnahmen zu einer Flächenkonkurrenz um Anbaufläche vor allem für Futtermittel sowie Feldfrüchte und um intensives Weideland kommen. Diese kann für einige ländliche Regionen z. B. im Nordwesten von Niedersachsen wirtschaftliche Nachteile verursachen (BMEL 2016b). Wenn ein wesentlicher Teil der organischen Böden unter landwirtschaftlicher Nutzung wiedervernässt wird, könnte sich zudem die Bewirtschaftung auf mineralischen Acker- und Grünlandflächen intensivieren, was ein Nachteil für eine umweltschonende Produktion sein kann (Tanneberger et al. 2021). Außerdem kann es dadurch zur weiteren Verlagerung der landwirtschaftlichen Produktion ins Ausland kommen, die unter Umständen zu zusätzlichen Emissionen führen könnte, wie z. B. durch Entwaldung und Moorentwässerung. Daher sollten die Maßnahmen zur Reduktion von Emissionen aus organischen Böden gemeinsam mit flankierenden Maßnahmen zur Reduktion des Konsums von vor allem Fleisch- und Milchprodukten umgesetzt werden (WBGU 2020). Die Einstellung des Torfabbaus und die anschließende Wiedervernässung der Flächen wirken sich positiv auf die Ziele des Naturschutzes aus (siehe oben). Solange jedoch keine kostengünstigen und qualitativ hochwertigen Substratalternativen für den Gartenbau verfügbar sind, kann es auch mittelfristig noch zu Torfimporten kommen, die ebenfalls zu Emissionen führen (BMEL 2016b).

3.4 Zusammenfassung der Potenziale natürlicher Senken in Deutschland

Wie in Kapitel 3.3 dargestellt gibt es verschiedene Optionen, um Emissionen zu vermeiden oder zu reduzieren und die natürlichen Senken zu regenerieren bzw. zu schützen. Die in Kapitel 3.3 aus unterschiedlichen Studien aufgeführten Potenziale werden in Tabelle 3 zusammengefasst. Die Potenziale für 2030 reichen von 2,5 t CO_2/ha für Aufforstungen oder 3,8 t CO_2/ha, die durch ein extensiveres Waldmanagement erreicht werden können, und bis zu 17 t CO_2/ha für die schnellwachsende Holzbiomasse in Agroforstsystemen. Zusätzlich können durch die Wiedervernässung von landwirtschaftlich genutzten organischen Böden Emissionen von ca. 25 t CO_2/ha bis 2030 vermieden werden. Zu einem besonders hohen flächengewichteten Potenzial von 122 t CO_2/ha kann die Aufgabe des Torfabbaus beitragen. Bis 2050 kann vor allem die CO_2-Entnahme durch ein extensives Waldmanagement auf bis zu 6,5 t CO_2/ha gesteigert werden. Als natürliche Senke spielt der Wald, aufgrund seiner großen Flächenausdehnung in Deutschland, eine wichtige Rolle. Darüber hinaus können mit einer Extensivierung des Managements hohe absolute Minderungspotenziale von bis zu --68 Mio. t CO_2 in 2050 erreicht werden. Zusätzlich werden durch extensivierende Maßnahmen im Wald auch viele andere wichtige Ökosystemleistungen, wie Schutz der Biodiversität, des Bodens und Wasserretention unterstützt.

Tabelle 3: Zusammenfassende Darstellung der Flächen- und Minderungspotenziale von Landnutzungsoptionen in Deutschland in 2030 und 2050

Optionen/ Maßnahmen	Auffors-tung	Waldmanagement, inkl. Holzproduktspeicher		Erhöhung C_{org} auf Ackerböden	Agroforst-wirtschaft	Vermei-dung Grünland-umbruch	Wiedervernässung organischer Böden		Aufgabe des Torfabbaus
Studien	[1]	[2] [18]	[4]	[5] [19]	[6] [20]	[7]	[9]	[10] [21]	[9]
Fläche (1.000 ha) 2030	400	NN	10.400	3.100	600	NN	278	1.457	18
Minderungs-potenzial in Mio. t CO_2 2030	18	NN	40	0,3–0,4	NN	2,6	7	17	2,2
Spezifisches Minderungs-potenzial t CO_2/ha bis 2030	2,5	7,3	3,8	NN	17	NN	25,2	NN	122

[18] Wert ist ein Review aus Werten der nationalen Berichterstattung unter UNFCCC, siehe 3.3.1

[19] Studie bezieht sich auf Bayern

[20] Daten beziehen sich nur auf den Gehölzanteil des Systems, Fehlen einer zeitlichen Referenz.

[21] Daten beinhalten auch die Aufgabe des Torfabbaus.

Optionen/ Maßnahmen	Auffors-tung	Waldmanagement, inkl. Holzproduktspeicher		Erhöhung C_{org} auf Ackerböden	Agroforst-wirtschaft	Vermei-dung Grünland-umbruch	Wiedervernässung organischer Böden		Aufgabe des Torfabbaus
Fläche (1.000 ha) 2050	850	NN	10.400	NN	NN	NN	650	1.457	18
Minderungs-potenzial in Mio. t CO_2 2050	120	7,3	68	NN	NN	NN	18	35,8	2,2
Spezifisches Minderungs-potenzial t CO_2/ha bis 2050	3,7	NN	6,5	NN	NN	NN	27,7	NN	122
Minderungsart	Speicherung	Speiche-rung	Speicherung, vermiedene Emissionen	Speicherung	Speicherung	Vermiedene Emissionen	Vermiedene Emissionen		Vermiedene Emissionen

Optionen/ Maßnahmen	Aufforstung	Waldmanagement, inkl. Holzproduktspeicher		Erhöhung C_{org} auf Ackerböden	Agroforstwirtschaft	Vermeidung Grünlandumbruch	Wiedervernässung organischer Böden		Aufgabe des Torfabbaus
Änderung der Landnutzung und/oder Art der Bewirtschaftung	Landnutzungsänderung	Landnutzungsänderung	Änderung der Bewirtschaftung	Änderung der Bewirtschaftung	Änderung der Bewirtschaftung		Landnutzungsänderung/ Änderung der Bewirtschaftung		Landnutzungsänderung/ Änderung der Bewirtschaftung
Zusätzlicher Flächenbedarf	Ja	Ja	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja und Nein	NN	Nein
Risiko der Verlagerung von Aktivitäten	Verdrängungsrisiken durch die Verlagerung von Aktivitäten müssen berücksichtigt werden, Optionen müssen von Maßnahmen zur Steigerung der Ressourceneffizienz und des Gesamtverbrauchs begleitet werden								
Synergien und Konflikte mit gesellschaftlichen Zielen	Sozioökonomisch, Holzproduktion, Biodiversität, Wasser, Boden, Nahrungsmittelproduktion		Sozioökonomisch, Holzproduktion, Biodiversität, Erholung, Substitution, Wasser, Boden, C-Vorrat im Wald	Biodiversität, Bodenfruchtbarkeit, Nahrungsmittelproduktion	Biodiversität, Erholung, Wasser, Boden, Nahrungsmittelproduktion	Biodiversität	Biodiversität, Wasser, Erholung, Methan		Boden

Optionen/ Maßnahmen	Aufforstung	Waldmanagement, inkl. Holzproduktspeicher	Erhöhung C_{org} auf Ackerböden	Agroforstwirtschaft	Vermeidung Grünlandumbruch	Wiedervernässung organischer Böden	Aufgabe des Torfabbaus
Dauerhaftigkeit bzw. Reversibilität der Option	Risiken des Klimawandels müssen berücksichtigt werden, Optionen müssen von Anpassungsmaßnahmen begleitet werden, um die Anfälligkeit der Ökosysteme für natürliche Störungen zu verringern						

Quellen:

[1] BMEL (2016): Klimaschutz in der Land- und Forstwirtschaft sowie den nachgelagerten Bereichen Ernährung und Holzverwendung. Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft.

[2] UNFCCC CRF (2020, 2021)

[3] WEHAM-Naturschutzpräferenzszenario Rüter et al. 2017; Oehmichen et al. 2018

[4] FABio-Waldvision; Böttcher et al. 2018

[5] Wiesmeier et al. 2017

[6] Tsonkova und Böhm (2020)

[7] Projektionsbericht der Bundesregierung von 2019 (UBA 2019)

[8] Klimaschutzgutachten des wissenschaftlichen Beirats beim BMEL (BMEL 2016b)

[9] Prognos et al. 2020

[10] Tanneberger et al. (2021)

4 Szenarioanalyse zu natürlichen Senken in Deutschland

Der Landwirtschaftssektor, der LULUCF-Sektor und die Biomassenutzung in verschiedenen anderen Sektoren sind eng miteinander verwoben. So verringert z. B. die Wiedervernässung von organischen Böden die landwirtschaftliche Anbaufläche, die Kultivierung von Kurzumtriebsplantagen erzeugt eine Senkenleistung und verändert das Angebot an Bioenergietypen, und die Extensivierung der Waldnutzung zur Steigerung der Senkenleistung im Wald verringert die Menge an Holzaufkommen aus dem Wald.

Im Rahmen dieser Studie wird der Sektor Landwirtschaft nicht selbst modelliert, sondern es werden die Ergebnisse aus dem Szenario KN2045 übernommen (Kap. 4.1, Prognos et al. 2021). Die durchgeführten Berechnungen zur Biomassenutzung (Kap. 4.2) und die Modellierung des LULUCF-Szenarios „Natürliche Senken in der Landnutzung 2045“ (dena-NSL-2045, Kap. 4.3) sind eng an die Ergebnisse aus dem Landwirtschaftssektor angebunden. Abschließend wird auf Basis der Ergebnisse von dena-NSL-2045 eine Abschätzung der Auswirkungen des Szenarios auf die Verpflichtung Deutschlands im Rahmen der LULUCF-Verordnung vorgenommen (Kap. 0).

4.1 Annahmen zur Landwirtschaft

Im Rahmen dieser Studie wird der Sektor Landwirtschaft nicht selbst modelliert, sondern es werden die Ergebnisse aus dem Szenario KN2045 übernommen (Prognos et al. 2021). Bis zum Jahr 2030 stimmen die Annahmen in KN2045 weitestgehend mit den Annahmen im Szenario KN2050 überein (Prognos et al. 2020).

Im Jahr 2018 wurden im Sektor Landwirtschaft 70 Mio. t CO_2äq. emittiert. Laut Prognos et al. (2021) werden die Emissionen im Szenario KN2045 bis zum Jahr 2030 auf 58 Mio. t CO_2äq. sinken. Bis zum Jahr 2045 wird eine THG-Minderung auf 41 Mio. t CO_2äq. und bis zum Jahr 2050 auf 37 Mio. t CO_2äq. erreicht (Tabelle 5).

Tabelle 4: Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft im Szenario KN2045

Jahr	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. t CO_2äq.	70	66	63	58	52	46	41	37

Quelle: Prognos et al. (2021)

Bis zum Jahr 2030 werden THG-Minderungen in der Landwirtschaft über zwei Ansätze erreicht: technische Minderungsmaßnahmen und Änderungen der landwirtschaftlichen Produktion. Als technische Minderungsmaßnahmen wird vor allem die Vergärung von Wirtschaftsdüngern wie Gülle und Mist erhöht und deren Lagerung verbessert. Wirtschaftsdünger und Gärreste aus Biogasanlagen werden vermehrt mit emissionsarmen Ausbringungstechnologien auf die landwirtschaftliche Fläche ausgebracht. Zudem erhöht sich die Effizienz der Stickstoffnutzung. Treibhausgasminderungen durch eine Änderung der landwirtschaftlichen Produktion werden bis 2030 durch eine Ausweitung des Ökolandbaus (20 % Flächenanteil in 2030), eine Umstellung auf Kulturarten mit geringerem Stickstoffbedarf und die Reduktion der Tierbestände erreicht. Parallel zur Abnahme der Tierbestände wird angenommen, dass – entsprechend den aktuellen Trends – der Konsum tierischer Produkte in Deutschland weiter abnimmt und so keine zusätzlichen Importe nötig sind.

In der Landwirtschaft werden bis 2045 wesentliche THG-Minderungen über den Umbau der Tierbestände und die Vergärung hoher Wirtschaftsdüngeranteile in Biogasanlagen erreicht. Tierbestände für Milchkühe, Rinder und Schweine nehmen deutlich ab, Geflügelbestände weniger stark. In Summe wird in 2045 eine Verringerung der Tierbestände um knapp 30 % erreicht, zum einen durch die Fortschreibung des aktuellen Trends im Konsum von Tierprodukten und zum andern durch die Annahme einer steigenden Nachfrage nach pflanzlichen und synthetischen Ersatzprodukten für Fleisch und Milch. Die Vergärung hoher Wirtschaftsdüngeranteile in Biogasanlagen steigt – je nach Tierart – auf Werte über 70 bzw. 90 %. Ökolandbau wird auf einen Flächenanteil von 25 % ausgeweitet (siehe Details in Prognos et al. 2021).

Im Zeitverlauf bis 2050 ändert sich die landwirtschaftlich genutzte Fläche. Dies hat Implikationen für den Landnutzungssektor. Im LULUCF-Sektor werden als Minderungsmaßnahme zudem landwirtschaftlich genutzte organische Böden („Moorböden“) wiedervernässt (Kap. 4.3). Diese Flächen werden im Sektor Landwirtschaft zum Teil vollständig aus der Nutzung genommen und zum Teil als Paludikultur genutzt. Durch die Änderung der Tierbestände wird weniger Viehfutter benötigt und damit Fläche frei. Andererseits sinkt die Produktion je Flächeneinheit durch verringerte Düngegaben und geringere Erträge im Ökolandbau, was wiederum zu einem erhöhten Flächenbedarf führt. Aus dieser Dynamik ergibt sich eine Flächenkulisse an Ackerflächen, die für den Anbau von Bioenergie geeignet ist (Kap. 4.2).

4.2 Annahmen und Berechnungen zur Biomasseproduktion

4.2.1 Methode

Die in Deutschland verfügbaren Biomassepotenziale werden als Startwert aus dem Szenario KN2050 übernommen (Prognos et al. 2020; 2021). Die als Paludikultur bewirtschaftete Fläche stammt aus der LULUCF-Modellierung in Kap. 4.3. Durch die Annahmen zur Entwicklung der Landwirtschaft (Szenario KN2045, Kap. 4.1) werden landwirtschaftliche Flächen, die z. B. für Tierfutter genutzt wurden, frei. Nach Abzug der wiedervernässten Flächen ohne Nutzung und der Aufforstungsflächen stellt sich so von 2018 bis 2050 eine landwirtschaftliche Fläche von 2,4 bis 2,6 Mio. ha ein. Auf diesen Flächen können drei Bioenergiearten angebaut werden: konventionelle Biokraftstoffe, Ko-Substrate für Biogasanlagen und Kurzumtriebsplantagen.[22] Die Flächenbelegung wird durch die Nachfrage nach Bioenergie aus den energieverbrauchenden Sektoren bestimmt. Die Energiemenge von Paludikulturflächen ist eng an den bewirtschafteten Anteil wiedervernässter Flächen gebunden (Kap. 4.3 und 4.1).

Aus den anderen Sektoren, die im Rahmen der dena-Leitstudie modelliert werden, werden Nachfragen an Bioenergie gemeldet. Unterschieden wird dabei nach flüssiger, fester und gasförmiger Bioenergie. In Tabelle 6 wird die Nachfrage nach Bioenergie, die sich aus der dena-Leitstudie ergibt, für einzelne Bioenergieformen dargestellt.

[22] Als Flächenerträge werden Werte aus KN2045 übernommen: Ko-Substrate für Biogas = 49 MWh/ha, Kurzumtriebsplantagen = 51 MWh/ha, konventionelle Biokraftstoffe = 14 MWh/ha, Paludikulturen = 32 MWh/ha.

Tabelle 5: Bioenergienachfrage in der dena-Leitstudie.

Bioenergie (TWh)	2018	2030	2035	2040	2045	2050
Feste Biomasse	178,9	202,6	206,1	211,7	211,4	211,6
Gas	87,4	86,1	86,5	86,9	83,9	80,9
Konventionelle Biokraftstoffe (flüssig)	34,2	19,4	8,4	0,0	0,0	0,0
Fortschrittliche Biokraftstoffe (flüssig, gasförmig)	0,0	5,8	7,6	10,0	10,0	10,0
GESAMTE BIOENERGIENACHFRAGE	**300,5**	**313,8**	**308,6**	**308,6**	**305,3**	**302,4**

Quelle: eigene Zusammenstellung nach dena-Leitstudie

Die Nachfrage nach Bioenergie wird nach den folgenden Allokationsregeln auf die verfügbaren Biomassepotenziale verteilt:

- Die Nachfrage wird zuerst mit Bioenergie aus Abfall- und Reststoffen gedeckt. Dabei wird für fortschrittliche Biokraftstoffe aus Stroh eine Obergrenze von 12,8 TWh angenommen (30 TWh, Umwandlungsfaktor von 0,4). Wenn die Menge an fortschrittlichen Biokraftstoffen nicht über das Strohpotenzial gedeckt werden kann, wird Gas aus Rest- und Abfallstoffen herangezogen.
- Die verbleibende Nachfrage nach konventionellen Biokraftstoffen und Ko-Substraten für Biogasanlagen wird mit Biomasse bedient, die auf der verfügbaren Anbaufläche produziert wird. Die Anbaufläche in Deutschland für konventionelle Kraftstoffe wird auf 1 Mio. ha begrenzt. Wenn die Nachfrage diese Grenze überschreitet, müssen konventionelle Biokraftstoffe importiert werden.
- Auf noch nicht belegten Anbauflächen werden Kurzumtriebsplantagen angebaut, um die Nachfrage nach fester Biomasse zu decken. Hinzu kommt die feste Biomasse von Paludikulturflächen.
- Das Waldholzpotenzial wird um die Menge an Holzentnahme reduziert, die benötigt wird, um die Senkenleistung der Waldfläche zu stärken.
- Eine möglicherweise verbleibende Nachfrage nach fester Biomasse wird mit dem verfügbaren Energiewaldholz gedeckt. Sollte sie die Menge an Energiewaldholz überschreiten, wird dieses importiert.

Es wird angestrebt, Importe für konventionelle Biokraftstoffe und Energiewaldholz nach 2030 auf null zu reduzieren. Für gasförmige Biomasse wird angenommen, dass Nettoimporte gleich null sind.

4.2.2 Ergebnisse

In Tabelle 7 ist die Menge an Bioenergie zusammengestellt, die in der dena-Leitstudie nachgefragt wird. Diese Mengen bewegen sich im Rahmen der Bioenergiepotenziale im Szenario KN2045 (Prognos et al. 2021). Ausgehend von 301 TWh im Jahr 2018 steigt die Bioenergienutzung bis zum Jahr 2030 auf 313 TWh und nimmt dann kontinuierlich bis auf 302 TWh im Jahr 2050 ab.

Tabelle 6: Energetisch genutzte Biomasse in der dena-Leitstudie

Bioenergie (TWh)	Bioenergietyp	2018	2030	2035	2040	2045	2050
INLÄNDISCHE BIOENERGIENUTZUNG							
Abfall-, Klär-, Deponiegas	gasförmig	13,2	18,3	15,8	13,2	12,3	11,9
Gülle	gasförmig	4,5	12,1	11,6	10,7	10,8	11,2
Abfall-, Klär-, Deponiegas für fortschrittliche Biokraftstoffe	gasförmig	0,3	2,5	3,4	4,6	4,4	4,3
Gülle für fortschrittliche Biokraftstoffe	gasförmig	0,1	1,6	2,5	3,7	3,9	4,0
Ko-Substrate vom Acker für Biogas	gasförmig	69,3	44,6	48,0	52,0	49,8	46,7
Konventionelle Biokraftstoffe	flüssig	14,0	14,0	8,4	0,0	0,0	0,0
Fortschrittliche Biokraftstoffe	flüssig/ gasförmig	0,0	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
Industrie, Altholz, Landschaftspflegeholz	fest	63,9	65,2	65,1	65,0	64,9	64,8
Waldholz	fest	61,6	64,9	52,8	35,4	32,1	28,8
Kurzumtriebsplantagen	fest	0,6	25,0	43,2	63,9	64,0	64,2
Paludikulturen	fest	0,0	1,5	3,1	5,2	7,8	10,9
Sonstiges	fest	40,6	41,6	41,9	42,2	42,6	42,9
Summe inländische Bioenergie		**268,0**	**303,9**	**308,6**	**308,6**	**305,3**	**302,4**
BIOENERGIEIMPORTE							
Import konventioneller Biokraftstoffe	flüssig	20,2	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Import Energieholz	fest	12,3	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe Bioenergieimporte		**32,5**	**9,9**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
GESAMTE BIOENERGIE		**300,5**	**313,8**	**308,6**	**308,6**	**305,3**	**302,4**

Quelle: eigene Zusammenstellung und Berechnungen in Anlehnung an KN2045 (siehe Text) (Prognos et al. 2020; 2021)

Der Anbau von Ko-Substraten für Biogas, konventionelle Biokraftstoffe oder Kurzumtriebsplantagen werden durch die Nachfrage nach Bioenergie aus den energieverbrauchenden Sektoren bestimmt. Die Flächenbelegung für konventionelle Biokraftstoffe geht von 1 Mio. ha in 2018 bis auf null ha in 2040 zurück.

Der Anbau von Biogassubstraten reduziert sich von 1,4 Mio. ha in 2018 auf ca. 1 Mio. ha ab 2030 (Tabelle 8). Im Gegenzug steigt die Fläche zum Anbau von Kurzumtriebsplantagen von einer sehr niedrigen Flächenbelegung im Jahr 2018 auf über 1,2 Mio. ha ab 2040. Parallel steigt die Paludikulturfläche, auf der feste Biomasse angebaut wird, stetig an und erreicht im Jahr 2050 340.000 ha.

Tabelle 7: Anbaufläche für Bioenergie im Szenario dena-NSL-2045

Anbaufläche (Mio. ha)	Bioenergietyp	2018	2030	2035	2040	2045	2050
Konventionelle Biokraftstoffe	flüssig	1,00	1,00	0,60	0,00	0,00	0,00
Ko-Substrate für Vergärung	gasförmig	1,41	0,91	0,98	1,06	1,02	0,95
Paludikulturen	fest	0,00	0,05	0,10	0,16	0,24	0,34
Kurzumtriebsplantagen	fest	0,01	0,49	0,85	1,25	1,26	1,26
Summe Anbaufläche		**2,43**	**2,45**	**2,52**	**2,48**	**2,51**	**2,55**

Quelle: KN2045 (Prognos et al. 2020; 2021) und eigene Berechnungen

Die Veränderung der Flächenbelegung erhöht in Summe die inländische Menge an Bioenergie, da Kurzumtriebsplantagen höhere Energieerträge je Fläche aufweisen als Kulturen für konventionelle Biokraftstoffe. Die Nutzung von Biogas aus der Güllevergärung und von Abfall-, Klär- und Deponiegas steigt bis 2030 deutlich an.

Die Waldholzpotenziale basieren auf dem WEHAM-Naturschutzpräferenzszenario (Oehmichen et al. 2018), und die verfügbaren Mengen an Energieholz aus dem Wald wurden aus KN2045 (Prognos et al. 2021) übernommen. Sie liegen in den Jahren 2030 bis 2050 bei etwa 65 Mio. TWh. Um die Senkenleistung der Waldfläche zu steigern, wird dieses Waldholzpotenzial ab dem Jahr 2035 nicht mehr vollständig ausgeschöpft (siehe Details in Kap. 4.3.1). So stammen im Jahr 2045 etwa 32 Mio. TWh und im Jahr 2050 etwa 29 Mio. TWh an Energieholz aus dem Wald.

Bioenergieimporte für konventionelle Kraftstoffe und Energieholz liegen im Jahr 2018 bei 20,3 bzw. 12,2 TWh. Sie reduzieren sich bis zum Jahr 2030 um ca. 70 %. Ab dem Jahr 2035 wird angenommen, dass keine Bioenergie mehr nach Deutschland importiert wird (Tabelle 7).

Als zentrale Entwicklungen der Biomassenutzung sind festzustellen:

- Konventionelle Kraftstoffe gehen zu Gunsten produktiverer Bioenergietypen zurück.
- Der Anbau von Kurzumtriebsplantagen steigt deutlich an. Ein positiver Effekt ist die C-Einbindung auf den Flächen.
- Bioenergie aus Paludikulturen steigt proportional zu den wiedervernässten landwirtschaftlichen Flächen.
- Biogas aus Gülle steigt in den ersten zehn Jahren durch technische Verbesserungen.
- Bioenergieimporte gehen bis 2035 auf null zurück.

4.3 LULUCF

Im Rahmen der Studie wurde für den LULUCF-Sektor das Szenario „**N**atürliche **S**enken in der **L**andnutzung **2045**“ berechnet, dass sich in die dena-Leitstudie einbettet. Dieses Szenario wird als „dena-NSL-2045“ bezeichnet.

4.3.1 Methode

Mit dem Modell FABio-Land werden für Deutschland die Emissionen und Festlegungen im LULUCF-Sektor berechnet (siehe Details im Anhang). FABio-Land modelliert deutschlandweit Emissionen aus Quellen und Kohlenstofffestlegungen durch Senken im LULUCF-Sektor. Berücksichtigt werden alle Landnutzungskategorien der deutschen Berichterstattung: Wald, Ackerland, Grünland, Gehölze (Hecken etc.), terrestrische Feuchtgebiete, Gewässer, Torfabbau, Siedlungen und sonstige Flächen. Die Flächen werden nach mineralischen und organischen Böden (Moorböden) differenziert. In FABio-Land wurde zusätzlich die Flächenkategorie „wiedervernässte Moorstandorte“ aufgenommen (Untergruppe der Feuchtgebiete). In diese Kategorie können Acker- und Grünlandflächen auf Moorböden sowie Torfabbauflächen überführt und unterschiedliche Vernässungsintensitäten über Wasserstufen eingestellt werden. Ackerflächen auf mineralischen Böden können zudem in den Flächentyp Kurzumtriebsplantagen umgewandelt werden. Als weitere Kategorie werden langlebige Holzprodukte ausgewiesen.

Die historische Flächenbelegung sowie Flächenänderungskoeffizienten zwischen Flächentypen und Emissionsfaktoren stammen aus den CRF-Tabellen des Berichtsjahrs 2020 (UBA 2020). Dieses Bezugsjahr wurde gewählt, da auch der ausstehende Projektionsbericht Daten aus dem Jahr 2020 verwendet und er zum Vergleich von Szenarien als Referenz herangezogen werden kann.

Aufbauend auf diesen Ausgangsdaten werden die Flächenentwicklung mit den Flächenänderungskoeffizienten des letzten Berichtsjahrs 2018 sowie die Emissionsfaktoren als Mittelwert der Jahre 2014–2018 fortgeschrieben. Über gezielte Veränderungen werden ab dem Jahr 2020 die folgenden Annahmen in Anlehnung an das Szenario KN2045 (Prognos et al. 2021) abgebildet:

- Siedlungsfläche: die Nettoneuinanspruchnahme der Siedlungsfläche nimmt von heute 85,2 ha/Tag (Wert laut Berichterstattung 2020) bis zum Jahr 2030 auf 29,9 ha/Jahr und bis zum Jahr 2050 auf 0 ha/Tag ab.
- Mit den aktuell geltenden Greening-Maßnahmen hat sich seit dem Jahr 2015 die Nettofläche an Grünland stabilisiert. Es wird angenommen, dass diese Regeln fortbestehen. Die Entwicklung von Dauergrünland wird ohne weitere Maßnahme fortgeschrieben.
- Landwirtschaftlich genutzte Moorböden werden vernässt und in die Flächenkategorie wiedervernässte Moorstandorte überführt. So werden bis zum Jahr 2030 21 %, bis zum Jahr 2045 52 % und bis zum Jahr 2050 62 % der landwirtschaftlichen Moorböden vernässt. Auf etwa 50 % der vernässten Flächen wird eine Bewirtschaftung als Paludikultur angenommen.
- Torfabbaugebiete werden bis zum Jahr 2030 halbiert und ihre Nutzung bis zum Jahr 2040 eingestellt. Die Flächen werden in die Flächenkategorie wiedervernässte Moorstandorte überführt.
- Für die Waldbewirtschaftung wird das WEHAM-Naturschutzpräferenzszenario angenommen (Oehmichen et al. 2018). Aus diesem Szenario werden Mengen an Energieholz sowie die Senkenleistung auf der Waldfläche und in langlebigen Holzprodukten übernommen.

- Um die Senkenleistung auf der Waldfläche zu erhöhen, wird ab dem Jahr 2035 die Nutzung auf der Waldfläche extensiviert (siehe Details zur Reduktion des Holzeinschlags und zur Anrechnung auf die Senke weiter unten).
- Ab dem Jahr 2040 werden zudem landwirtschaftliche Flächen auf mineralischen Böden aufgeforstet (Aufforstung: 2040 = 0,14 Mio. ha, 2045 = 0,19 Mio. ha, 2050 = 0,25 Mio. ha).

Hennenberg et al. (2019) haben einen methodischen Ansatz entwickelt, um der Holzentnahme eine Veränderung der Senkenleistung auf der Waldfläche zuzuordnen. Hierzu werden zwei Waldbewirtschaftungsszenarien mit unterschiedlicher Bewirtschaftungsintensität miteinander verglichen. Die Menge an zusätzlich entnommenem Holz wird mit der Veränderung der Senkenleistung ins Verhältnis gesetzt und als CO_2-Speichersaldo in t CO_2/m^3 ausgedrückt. Der so abgeleitete Wert gibt an, mit welchem Senkenverlust die Nutzung eines zusätzlichen Kubikmeters Holz einhergeht bzw. welcher Senkengewinn durch Belassen eines Kubikmeters im Wald erzielt werden könnte. Die Analyse für Szenarien in Deutschland zeigt, dass der CO_2-Speichersaldo Werte von 0,62 bis 1,68 t CO_2/m^3 annimmt.[23] Die Analyse internationaler Studien für temperate Wälder kommt zu einer nahezu identischen Spannbreite.[24] In ähnlicher Weise nutzen Schulze et al. (2020) einen Faktor von 0,925, um die Senkenwirkung im Wald durch nicht geerntete Holzbiomasse abzuschätzen. Letzterer Wert wird in der vorliegenden Studie als CO_2-Speichersaldo angenommen. Dies bedeutet, wenn 1 m^3 Holz im Wald belassen wird, erhöht sich die Speicherleistung auf der Waldfläche um 0,925 t CO_2.[25]

In der Modellierung des LULUCF-Sektors wird das WEHAM-Naturschutzpräferenzszenario eingebunden. Dieses Waldszenario zeichnet sich durch einen verstärkten Waldumbau hin zu Laubwäldern und einer leichten Extensivierung bei der Nutzung von Laubbäumen aus. Zudem wird auf Flächen mit einer bereits bestehenden Nutzungseinschränkung die Nutzung weiter verringert (z. B. 2/3 statt 1/3 Nutzungseinschränkung, Oehmichen et al. 2018).

Ausgehend von der Holzentnahme im WEHAM-Naturschutzpräferenzszenario wird entlang der Zeitachse die Holzentnahme extensiviert, um die Senkenleistung im LULUCF-Sektor zu erhöhen. Als Energieholz wurden in den Jahren 2016 und 2017 etwa 32 % Restholz, 38 % Scheit- und Energieholz und 30 % sonstiges Waldholz entnommen (abgeleitet nach Mantau et al. (2016), Kemmler et al. (2021) und Destatis[26]). Es wird angenommen, dass maximal 55 % des Energieholzes im Wald belassen werden können (im Modell umgesetzt: 2035 = 4,8 Mio. m^3, 2040 = 11,8 Mio. m^3, 2045 = 13,1 Mio. m^3, 2050 = 14,3 Mio. m^3).

Wird auf mineralischen Böden Ackerland (einjährige Kulturen) zu Kurzumtriebsplantagen umgewandelt, so wird angenommen, dass der Kohlenstoffgehalt der Fläche sich in den ersten 20 Jahren deutlich erhöht (9,59 t CO_2/(ha*Jahr))[27]. Ab dem Jahr 21 wird angenommen, dass keine weitere Senkenleistung auf Flächen mit Kurzumtriebsplantagen erfolgt. Eine Rückumwandlung von Kurzumtriebsplantagen zu einer einjährigen Ackernutzung wird im Modell nicht erlaubt. Bei einer Umwandlung von Ackerland auf mineralischen Böden

[23] Siehe Details unter https://co2-speichersaldo.de/.
[24] Böttcher et al. (2020): The CO2 Storage Balance: A method for more comprehensively assessing GHG implications of wood use. Open Science Conference: "Managing forests in the 21st century". https://www.pik-potsdam.de/en/institute/departments/climate-resilience/projects/project-pages/formasam/meetings/4/Bttcher_etal_CO2_storage_balance_day2session3_shareyes.pdf.
[25] Dieses methodische Vorgehen überprägt die Berechnungen im WEHAM-Naturschutzpräferenzszenario. Für den Zeitraum bis 2050 wird es aber als vertretbar erachtet. Neue WEHAM-Läufe sind im Rahmen dieser Studie nicht möglich.
[26] https://www.statistischebibliothek.de/mir/receive/DESerie_mods_00002641.
[27] Angelehnt an die Umwandlung von Ackerland auf organischen Böden zu Gehölzen.

hin zu Wald wird für die ersten 20 Jahre ein Emissionsfaktor von 7,3 t CO_2/(ha*Jahr) angenommen (siehe Diskussion in Kap. 2.3.1). Nach dieser Zeit sinkt der Wert auf den Wert verbliebener Waldflächen.

4.3.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse zur Modellierung des Szenarios dena-NSL-2045 sind in Abbildung 3 dargestellt. Durch die Wiedervernässung landwirtschaftlich genutzter Acker- und Grünlandflächen auf organischen Böden wird erreicht, dass die Emissionen dieser beiden Quellgruppen mit 33 Mio. t CO_2äq. im Jahr 2015 sich deutlich reduzieren. Im Ackerland werden zudem verbliebene Emissionen auf organischen Böden durch die Senkenleistung auf Flächen mit Kurzumtriebsplantagen kompensiert. So verbleiben im Jahr 2045 lediglich Emissionen in Höhe von 3,5 Mio. t CO_2äq. und im Jahr 2050 von 2,5 Mio. t CO_2äq. Auf Siedlungsflächen wird durch die Maßnahmen zur Reduktion der Flächenneuinanspruchnahme eine leichte THG-Minderung erreicht (Abbildung 3).

Für den Wald wird – wie in KN2045 – als Basis das WEHAM-Naturschutzpräferenzszenario (Oehmichen et al. 2018) genutzt. In diesem Waldszenario erfolgt zu Beginn ein starker Holzeinschlag und damit eine Verringerung der Waldsenke, sodass im Jahr 2020 mit –20 Mio. t CO_2äq. gegenüber den historisch berichteten Werten eine verhältnismäßig geringe Senkenleistung erreicht wird. Im Szenarioverlauf nimmt die Senkenleistung ab 2025 wieder zu. Hinzu kommt, dass in dieser Studie ab dem Jahr 2035 der Wald weiter extensiviert wird und ab 2040 Aufforstungen erfolgen. Diese letzten beiden Aspekte werden als Aufschlag auf die Ergebnisse des WEHAM-Naturschutzpräferenzszenarios hinzugerechnet.

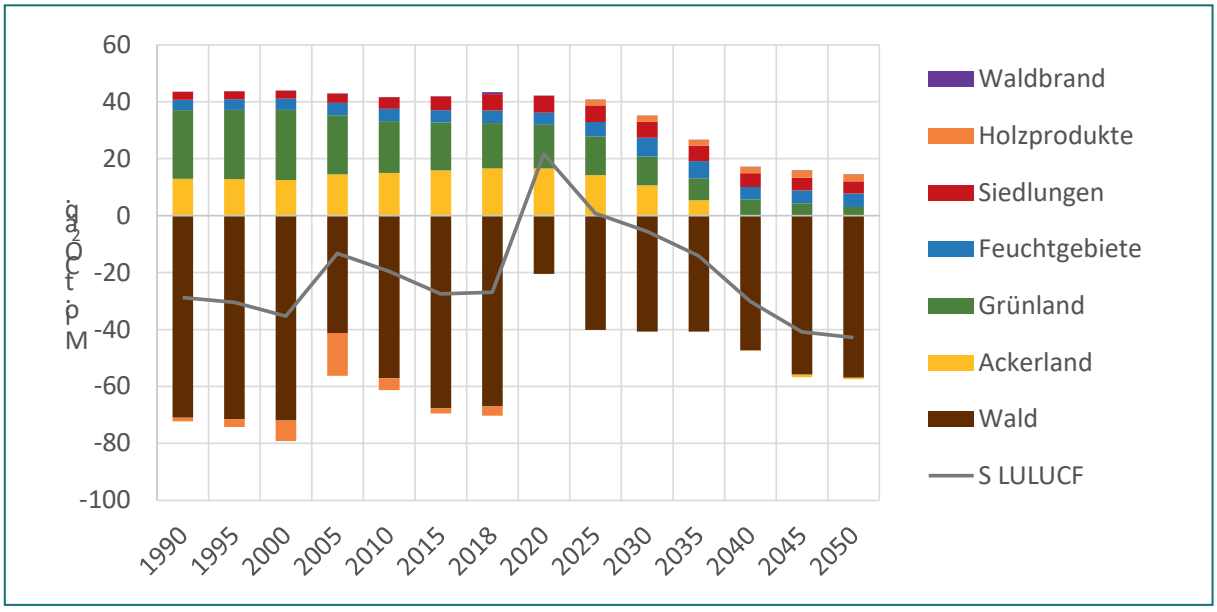


Abbildung 3: Szenario dena-Leitstudie: historische und erwartete Emissionen und Festlegungen im LULUCF-Sektor in Deutschland für verschiedene Kategorien

Quelle: UBA 2020 und zugehörige CRF-Tabellen, Oehmichen et al. (2018) und eigene Berechnungen in FABio-Land

In Summe über die einzelnen Quellgruppen wird der LULUCF-Sektor unter den getroffenen Annahmen für das Jahr 2020 eine Nettoquelle. Im Jahr 2030 ist der Sektor wieder eine Senke von –5,6 Mio. t CO_2äq.

Allerdings wird der Zielwert des Klimaschutzgesetzes von –25 Mio. t CO_2äq. um etwa 20 Mio. t CO_2äq. verfehlt. Ebenso im Jahr 2040 wird mit –30 Mio. t CO_2äq. der Zielwert von –35 Mio. t CO_2äq. nicht erreicht, die Lücke hat sich aber auf 5 Mio. t CO_2äq. verringert. Im Jahr 2045 kann mit –41 Mio. t CO_2äq. der Zielwert von –40 Mio. t CO_2äq. erreicht werden.

Im Szenario dena-NLS-2045 wurde angestrebt, das LULUCF-Ziel des Klimaschutzgesetzes im Jahr 2045 von –40 Mio. t CO_2äq. zu erreichen. Eine hohe Bedeutung kommt dabei der Reduktion von Quellen im LULUCF-Sektor zu[28]:

- Im LULUCF-Sektor bestehen auf den landwirtschaftlich genutzten Flächen auf organischen Böden hohe Potenziale zur THG-Minderung. Diese Potenziale werden vorrangig genutzt, um die Emissionen im LULUCF-Sektor zu mindern. Dieser Maßnahme kann im berechneten Szenario im Jahr 2045 eine THG-Minderung von gut 15 Mio. t CO_2äq. zugewiesen werden.
- Die Reduktion der Neuinanspruchnahme für Siedlungen reduziert die THG-Emissionen um gut 2 Mio. t CO_2äq.
- Die Einstellung des Torfabbaus führt im Jahr 2045 zu einer THG-Minderung von etwa 1 Mio. t CO_2äq.

Auf der Seite der Senken wurden zudem Maßnahmen modelliert, die die Senkenleistung im LULUCF-Sektor erhöhen sollen:

- Die Anlage von Kurzumtriebsplantagen bewirkt – neben der Holzproduktion – im Jahr 2045 eine zusätzliche Senkenleistung von –10 Mio. t CO_2äq. (berichtet unter Ackerland).
- Im Szenario dena-NSL-2045 wird für die Waldbewirtschaftung das WEHAM-Naturschutzpräferenzszenario angenommen. Im Vergleich zum berichteten Wert der Waldfläche im Jahr 2018 von –67 Mio. t CO_2äq. ergibt sich im Jahr 2045 eine Abnahme der Senkenleistung auf –42 Mio. t CO_2äq. Im WEHAM-Basisszenario, das im Projektionsbericht der Bundesregierung aus dem Jahr 2019[29] herangezogen wird, nimmt die Senkenleistung im Jahr 2045 sogar auf –26 Mio. t CO_2äq. ab.
- Aufbauend auf dem WEHAM-Naturschutzpräferenzszenario ergibt sich durch weiter gehende Extensivierungen der Waldbewirtschaftung ein Senkenaufbau von –12 Mio. t CO_2äq. und durch Aufforstung ebenfalls einer von –2 Mio. t CO_2äq.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass die Senkenleistung im LULUCF-Sektor stark von der Art der Landnutzung abhängt. Von besonderer Bedeutung sind die Wiedervernässung von organischen Böden, die Extensivierung der Waldbewirtschaftung und die Anlage von Kurzumtriebsplantagen. Gleichzeitig führen Landnutzungsänderungen zu deutlichen Veränderungen der verfügbaren Bioenergie, sowohl in Bezug auf die Menge als auch den Bioenergietyp (gasförmig, flüssig, feste Biomasse).

[28] Die folgenden Ergebnisse wurden ermittelt, indem das Szenario dena-NSL-2045 mit einer Szenariovariante, bei der die zu betrachtende Maßnahme ausgenommen wurde, verglichen wurde.

[29] Projektionsbericht 2019 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr.525/2013 (https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envxnw7wq/Projektionsbericht-der-Bundesregierung-2019.pdf).

4.4 Vorläufige Ergebnisse der Bilanzierung unter der LULUCF-Verordnung

Tabelle 9 gibt einen Überblick über die vorläufigen Ergebnisse der Bilanzierung für Deutschland unter der EU-LULUCF-Verordnung nach geltenden Regeln für das Jahr 2030. Es wird vereinfachend angenommen, dass die in der Modellierung ermittelten Projektionswerte für das Jahr 2030 als Mittelwert für die Bilanzierungsperiode 2021–2030 gelten. Zudem wird angenommen, dass das Referenzniveau für bewirtschafteten Wald für beide Bilanzierungsperioden gilt.

Tabelle 8: Überblick über Berichterstattungszahlen, Bilanzierungsparameter und Bilanzierungsergebnis für Deutschland unter aktuellen Regeln der EU-LULUCF-Verordnung

Landnutzungskategorie	Projektion (Mio. t CO_2äq.)		Bilanzierungsparameter		Bilanzierungsergebnis (Mio. t CO_2äq.)	
	2021–2025	2026–2030	Wert (Mio. t CO_2äq.)	Erläuterung	2021–2025	2026–2030*
Summe LULUCF	**5,3**	**–5,9**			**2,2**	**–9,1**
Bewirtschafteter Wald und Holzprodukte	–25,2	–31,9	–34,4	Forest Reference Level	9,2	2,5
Aufforstung	–5,4	–6,1		Keiner	–5,4	–6,1
Entwaldung	1,5	1,317		Keiner	1,5	1,3
Ackerland	16,2	15,6	14,4	Mittelwert berichtet 2005–2009	1,8	1,2
Grünland	14,3	11,5	19,0	Mittelwert berichtet 2005–2010	–4,6	–7,4
Feuchtgebiete	3,8	3,6	4,1	Mittelwert berichtet 2005–2011	–0,3	–0,6

Quelle: eigene Darstellung (* ein Vorschlag der EU-Kommission sieht Änderungen für die zweite Verpflichtungsperiode vor, die hier nicht berücksichtigt wurden)

Nach Anwendung der Anrechnungsregeln der LULUCF-VO nach Tabelle 4 ergibt sich für den ersten Verpflichtungszeitraum eine kleine Lastschrift von 2 Mio. t CO_2äq., die in der zweiten Periode durch eine Gutschrift von 9 Mio. t CO_2äq. kompensiert wird. Insgesamt würde Deutschland damit die Vorgaben der LULUCF-VO erfüllen. Im Rahmen der Flexibilitätsregelung könnten zudem jährlich bis zu 2,2 Mio. t CO_2äq. (nationales Limit) zum Ausgleich von Defiziten in der Zielerreichung in den Effort-Sharing-Sektoren verwendet werden. Diese Berechnungen berücksichtigen nicht den aktuellen Vorschlag der EU-Kommission vom 14. Juli 2021, der das „no-debit"-Ziel auf die erste Verpflichtungsperiode (2021–2025) begrenzt und für die zweite Periode nationale absolute Reduktionsziele vorschreibt. Demnach müsste Deutschland bis 2030 eine Netto-Senke im LULUCF-Sektor von -30 Mio. t CO_2äq. erreichen (European Commission 2021).

5 Regulatorischer Rahmen für natürliche Senken

5.1 Internationale Berichterstattung unter der UN-Rahmenkonvention

Im Rahmen des Pariser Abkommens und in der EU wurden die IPCC-Leitlinien aus dem Jahr 2006 als verbindliche Überwachungs- und Schätzungsmethoden für Inventare übernommen. Die Berichterstattung in der EU und unter der UNFCCC zielt darauf ab, die Höhe und Entwicklung der anthropogenen THG-Emissionen und der Speicherung von CO_2 im Zeitverlauf zu dokumentieren. Anthropogene Emissionen im LULUCF-Sektor resultieren aus biologischen Prozessen auf Landflächen, die direkt oder indirekt durch menschliche Aktivitäten auf bewirtschafteten Flächen beeinflusst werden. Die THG-Inventare umfassen sechs Hauptkategorien (Waldflächen, Ackerland, Grünland, Feuchtgebiete, Siedlungen, sonstige Flächen und HWP (Harvested Wood Products – Holzprodukte)) und werden jährlich von den Mitgliedstaaten an die EU übermittelt. Diese Inventare werden zu einem EU-Verzeichnis aggregiert. Die gemeldeten Daten zu THG-Emissionen und CO_2-Speicherungen werden aufgrund kontinuierlicher Verbesserungen der Methoden und Daten regelmäßig für die vergangenen Jahre neu berechnet.

Die Schätzungen von THG-Emissionen und CO_2-Speicherungen in einigen LULUCF-Kategorien sind trotzdem immer noch mit relativ hohen Unsicherheiten behaftet. Die Unsicherheiten sind für die Veränderungen der Kohlenstoffvorräte im Bodenkohlenstoffpool wesentlich höher als für die oberirdische Biomasse. Es gibt laufende Diskussionen über die Zuverlässigkeit der berichteten LULUCF-Daten. Böttcher et al. (2020) identifizierten potenzielle Probleme in Bezug auf Vollständigkeit, Konsistenz und Genauigkeit in den aktuellen Berichts- und Bilanzierungsvorschriften und -verfahren der EU-Mitgliedstaaten und deren Auswirkungen auf Anreize für eine veränderte Landbewirtschaftung innerhalb der EU. Tatsächlich können die Methoden, Datengrundlagen und damit auch Datenverfügbarkeit und Unsicherheiten zwischen Ländern stark voneinander abweichen.

5.2 Bilanzierung im Rahmen der EU-Gesetzgebung

5.2.1 Rolle des LULUCF-Sektors in der EU-Klimagesetzgebung

Die Europäische Union (EU) hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 Klimaneutralität zu erreichen, im Einklang mit den Zielen des Pariser Abkommens. Mit diesem wird eine Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs gegenüber vorindustriellen Werten auf deutlich unter 2 °C (möglichst maximal 1,5 °C) angestrebt, indem nach Emissionsreduktionen in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts ein Gleichgewicht zwischen THG-Emissionen und CO_2-Speicherungen hergestellt wird. Am 20. April 2021 einigten sich die Verhandlungsführenden des Europäischen Rats und des Europäischen Parlaments auf ein Netto-Treibhausgas-Reduktionsziel von mindestens 55 % bis 2030 im Vergleich zu 1990, um bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen (European Commission 2020b). Dieses neue Ziel für 2030 beinhaltet auch Festlegungen von CO_2 durch Senken im LULUCF-Sektor.

Die Einbeziehung der LULUCF-Emissionen und des Abbaus in das –55 %-Ziel der EU für 2030 zielt darauf ab, die Rolle der natürlichen Senken zu stärken. Dieses Ziel basiert auf den Emissionen bzw. den Festlegungen, wie sie im THG-Inventar ausgewiesen sind, ohne Berücksichtigung der Anrechnungsregeln gemäß der LULUCF-Verordnung. Um sicherzustellen, dass bis 2030 ausreichende Anstrengungen zur Reduzierung und

Vermeidung von Emissionen unternommen werden, wurde eine Grenze von 225 Mio. t CO_2äq. für den Beitrag der Senken zum Nettoziel eingezogen. Dies entspricht der Einschätzung der Kommission bezüglich der Nettokohlenstoffsenke, die sich aus den bestehenden Verpflichtungen unter der LULUCF-Verordnung ergibt (European Commission 2020a). Zudem wurde vereinbart, dass die EU bis 2030 ein höheres Volumen an Kohlenstoffnettosenken anstreben soll. Wenn der LULUCF-Sektor im Rahmen dieser Obergrenze im Jahr 2030 zum Ziel von –55 % beiträgt, müssen die Emissionen der anderen Sektoren um –53 % sinken. Wenn der LULUCF-Sektor im Jahr 2030 eine Nettosenke von –300 Mio. t CO_2äq. erreicht, kann der Nettoabbau über die Obergrenze hinaus nicht zur Kompensation der Emissionen anderer Sektoren verwendet werden, sondern ist zusätzlich und würde zu einer Gesamt-THG-Emissionsreduktion in der EU von –57 % im Vergleich zu 1990 führen.

Der Sektor ist laut geltender LULUCF-Verordnung (LULUCF-VO) einem „no-debit"-Ziel unterworfen, das vorschreibt, dass Mitgliedsländer nach Anwendung von Anrechnungsregeln keine Lastschriften aus dem Sektor erhalten dürfen (European Commission 2018b). Die EU-Kommission schätzt, dass in etwa bei einer Nettosenke von 225 Mio. t CO_2äq. die EU dieses Ziel bereits erreicht. Die EU-Kommission diskutiert eine Verschärfung der Regeln zur Steigerung des Ambitionsniveaus im Landnutzungssektor, aber auch ein THG-Neutralitätsziel für einen neuen Landnutzungssektor AFOLU (Agriculture, Forestry and Other Land Use) für das Jahr 2035[30].

5.2.2 Bilanzierungsregeln der LULUCF-Verordnung

Die Bilanzierung laut LULUCF-Verordnung setzt im Gegensatz zur Berichterstattung die berichteten Emissionen und die Festlegungen in Relation zu einem Ziel. Die LULUCF-Verordnung legt Anrechnungsregeln fest, um sicherzustellen, dass der LULUCF-Sektor keine Nettoemissionen erzeugt (European Commission 2018b). Sie definiert sechs Anrechnungskategorien (aufgeforstetes Land, entwaldetes Land, bewirtschaftetes Ackerland, bewirtschaftetes Grünland, bewirtschaftetes Waldland und bewirtschaftetes Feuchtgebiet). HWP werden in den Kategorien bewirtschaftetes Waldland und aufgeforstetes Land bilanziert. Die Verordnung führt zwei Anrechnungszeiträume ein, den ersten von 2021 bis 2025 und den zweiten von 2026 bis 2030. Die Bilanzierung in den verschiedenen Kategorien folgt spezifischen Regeln (siehe auch Tabelle 4):

- Für die Kategorien aufgeforstetes und entwaldetes Land werden die gesamten Emissionen und Festlegungen, die im Anrechnungszeitraum auftreten, angerechnet – sie werden nicht mit einer Referenz verglichen.
- THG-Emissionen und CO_2-Speicherungen aus den Kategorien Ackerland, Grünland und Feuchtgebiete, die im Anrechnungszeitraum auftreten, werden mit den durchschnittlichen Nettoemissionen und -festlegungen der Jahre 2005 bis 2009 verglichen.
- Für Waldflächen ist ein Forest Reference Level (FRL) die Basis für die Bilanzierung. Der FRL ist der kontrafaktische Wert der Emissionen und des Abbaus, der auf bewirtschafteten Waldflächen in der Zukunft auftreten würde, basierend auf der Fortführung „nachhaltiger Waldbewirtschaftungspraktiken", wie sie im Zeitraum von 2000 bis 2009 angewendet wurden. Der FRL eines jeden EU-Mitgliedslandes für die erste Verpflichtungsperiode 2021–2025 wurde durch die einzelnen EU-Mitgliedsländer selbst vorgeschlagen, durch die EU-Kommission und eine Expert*innengruppe geprüft und schließlich in Form eines delegierten

[30] 2030 Climate Target Plan Impact Assessment, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020SC0176.

Rechtsakts festgeschrieben (Annex der EU Delegated Regulation C (2020) 7316[31]). Er kann sich durch methodische Anpassungen und Änderungen der historischen Berichtszahlen (dieser Fall ist mit den 2021er-Berichtszahlen eingetreten) noch ändern und ist deshalb nur als vorläufig anzusehen. Die LULUCF-Verordnung sieht außerdem eine Begrenzung des gesamten anrechenbaren Nettoabbaus aus bewirtschafteten Wäldern auf 3,5 % der gesamten Basisjahremissionen vor.

Aufgrund der Anwendung von Bilanzierungsregeln weichen die bilanzierten Emissionen und der Abbau von den berichteten Emissionen ab. Die folgende Tabelle zeigt ein Beispiel für ausgeglichene bilanzierte Emissionen, während die berichteten Emissionen und der Abbau in THG-Inventaren zu einer Nettosenke führen.

Die LULUCF-Verordnung enthält auch Bestimmungen darüber, wie die Mitgliedstaaten Emissionen aus natürlichen Störungen wie Stürmen, Bränden, Dürren oder Insektenausbrüchen von der Anrechnung ausnehmen und wie sie den vorübergehend in HWP gespeicherten Kohlenstoff berücksichtigen können.

Tabelle 9: Bilanzierungsregeln für verschiedene Landnutzungskategorien nach der EU-LULUCF-Verordnung

Landnutzungs-kategorie	Bilanzierungsregel	Datenquelle
Aufforstung	Verpflichtend, Nettoemissionen im Bilanzierungszeitraum, kein Vergleichswert (gross-net)	Berichtete THG-Emissionen und CO_2-Speicherungen laut THG-Inventar für Bilanzierungszeitraum
Entwaldung	Verpflichtend, Nettoemissionen im Bilanzierungszeitraum, kein Vergleichswert (gross-net)	Berichtete THG-Emissionen und CO_2-Speicherungen laut THG-Inventar für Bilanzierungszeitraum
Bewirtschafteter Wald	Verpflichtend, Vergleich mit Waldreferenzniveau (Forest Reference Level, FRL)	Durch Mitgliedsland vorgeschlagene und EU-Kommission festgelegte Referenzwerte, die die Waldbewirtschaftungsintensität des Referenzzeitraums 2000–2009 in den Bilanzierungszeitraum (2021–2025 und 2026–2030) projizieren
Ackerland	Verpflichtend, Vergleich mit historischen Nettoemissionen im Referenzzeitraum (2005–2009)	Berichtete THG-Emissionen und CO_2-Speicherungen laut THG-Inventar für 2005–2009
Grünland	Verpflichtend, Vergleich mit historischen Nettoemissionen im Referenzzeitraum (2005–2009)	Berichtete THG-Emissionen und CO_2-Speicherungen laut THG-Inventar für 2005–2009
Feuchtgebiete	Freiwillig, ab 2026 verpflichtend, Vergleich mit historischen Nettoemissionen im Referenzzeitraum (2005–2009)	Berichtete THG-Emissionen und CO_2-Speicherungen laut THG-Inventar für 2005–2009

[31] https://ec.europa.eu/clima/sites/default/files/forests/docs/c_2020_7316_annex_en.pdf.

Siedlungen und andere Flächen	Nicht zu berücksichtigen bei der Bilanzierung laut EU-LULUCF-Verordnung. Umwandlungen von verpflichtenden Landnutzungskategorien in Siedlungsfläche müssen weiterhin unter der vorherigen Nutzungskategorie angerechnet werden.	-

Quelle: eigene Darstellung

Die LULUCF-Verordnung enthält Bestimmungen für die Mitgliedstaaten, um die Einhaltung unter Nutzung der folgenden Flexibilitäten zu erreichen:

- Bei Nichteinhaltung des Nettoziels gemäß der LULUCF-Verordnung können die Mitgliedstaaten jährliche Emissionszuteilungen gemäß der ESR (Effort-Sharing-Verordnung) verwenden, um überschüssige Emissionen gemäß der LULUCF-Verordnung auszugleichen.
- Mitgliedstaaten mit einer Nettosenke, die über die Verpflichtungen gemäß der LULUCF-Verordnung hinausgeht, können eine begrenzte Menge des Nettoabbaus zur Einhaltung der ESR verwenden. Insgesamt ist diese Flexibilität auf 280 Mio. t CO_2 im Zeitraum 2021–2030 begrenzt. Die maximalen Beträge des Nettoabbaus, die die Mitgliedstaaten für die Einhaltung der ESR berücksichtigen können, sind in Anhang III der LULUCF-Verordnung festgelegt.
- Die Mitgliedstaaten können Nettosenken im Rahmen der LULUCF-Verordnung an andere Mitgliedstaaten verkaufen, die Nettoemissionen aus der LULUCF-Anrechnung haben.
- Die Mitgliedstaaten können überschüssige Nettosenken aus dem ersten Anrechnungszeitraum (2021–2025) auf den folgenden Anrechnungszeitraum übertragen.

Die Flexibilitäten zwischen dem ESR- und dem LULUCF-Sektor wurden kritisiert, weil sie eine „Brandmauer“ zwischen den biogenen Emissionen und dem Abbau aus Landnutzungsaktivitäten und den Emissionen aus fossilen Brennstoffen aus ESR-Aktivitäten öffnen und dadurch die Anreize für die Reduzierung der Emissionen aus fossilen Brennstoffen verringern (Fern 2018). Diese Flexibilitäten können jedoch auch als Setzung zusätzlicher Anreize für Sequestrierung und Minderung in allen Sektoren und als wichtige Absicherung gegen Risiken der Nichteinhaltung gesehen werden.

Der Reformvorschlag der EU-Kommission vom 14. Juli 2021 geht auf die geänderten Bedingungen des von der EU auf den Weg gebrachten Green Deals ein, der u. a. die EU-Klimazielverschärfung von 40 auf 55 % bis 2030 im Vergleich zu 1990 beinhaltet. Dieser sieht vor, die Regeln des „no-debit“-Ziels nur für die erste Verpflichtungsperiode (2021–2025) anzuwenden, um sie dann für die zweite Periode durch nationale Reduktionsziele zu ersetzen. Nach 2030 sollen diese dem Vorschlag nach dann in ein EU-weites Ziel der THG-Neutralität bis 2035 für die Sektoren Landwirtschaft und LULUCF zusammengeführt werden[32]. Diese neuen Vorschläge wurden bei der Bilanzierung im Folgenden nicht berücksichtigt.

[32] COM (2021) 554 final, https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision-regulation-ghg-land-use-forestry_with-annex_en.pdf.

5.3 Nationale Zielsetzungen durch Klimaschutzplan und Klimaschutzgesetz

Im November 2016 verabschiedete die Bundesregierung den Klimaschutzplan 2050 (BMU 2016). Dieser schrieb spezifische Sektorziele vor, die zur Erreichung von THG-Neutralität im Jahr 2050 als notwendig erachtet wurden. Der LULUCF-Sektor und damit natürliche Senken wurden nicht explizit in den Plan und das Ziel einbezogen. Im Klimaschutzplan wurden lediglich der Erhalt und die Verbesserung der Senkenleistung als Ziel für 2050 formuliert. Hierzu wurde eine Ausweitung der Waldfläche in Deutschland angestrebt. Weitere Maßnahmen sind nachhaltige Waldbewirtschaftung und die damit verbundene Holzverwendung, der Erhalt von Dauergrünland, der Schutz von Moorböden und die Klimapotenziale der natürlichen Waldentwicklung. Zudem soll die bestehende Förderung über die Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes“ (GAK) stärker am Klimaschutz ausgerichtet werden.

Die Sektorziele für die Minderung der Emissionen wurden einer Folgenabschätzung zu deren ökologischen, ökonomischen und sozialen Wirkungen unterzogen. Diese zeigte bereits wichtige Wechselwirkungen zwischen den Sektoren auf (Repenning et al. 2019). Betrachtet wurden dabei Maßnahmen zum Erhalt der Moorböden, zur Änderung der Waldbewirtschaftung und Reduktion des Torfabbaus, von denen ein Beitrag von 17 Mio. t CO_2äq. zur Minderung der Treibhausgasemissionen in Deutschland erwartet wurde.

Im Bundes-Klimaschutzgesetz vom Dezember 2019 wurden die Sektorziele festgeschrieben, ohne eine Berücksichtigung der Landnutzung. Am 24. Juni 2021 verabschiedete der Bundestag schließlich eine Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes, das damit explizit auch Zielvorgaben für LULUCF enthält[33]. Mit dem Gesetz wurde außerdem das Ziel der Klimaneutralität um fünf Jahre auf 2045 vorgezogen. Im Rahmen der Haushaltsplanung für 2022 wurde ein Klimaschutz-Investitionsprogramm beschlossen, das erste Weichenstellungen für die Umsetzung des neuen Ziels vornimmt. Das Gesetz schreibt vor, dass der LULUCF-Sektor im Jahr 2030 mindestens eine Senke in Höhe von –25 Mio. t CO_2äq. erreichen soll, die 2040 auf –35 Mio. t CO_2äq. und 2045 auf –40 Mio. t CO_2äq. gesteigert werden soll. Um dieses Ziel zu erreichen, sollen Ökosysteme sowie ihre Funktion als Kohlenstoffspeicher und -senke geschützt und gestärkt werden. Die Maßnahmen des LULUCF-Sektors sollen dabei so gestaltet werden, dass sie kohärent sind mit anderen Politikzielen, insbesondere dem Erhalt der Biodiversität und der Ernährungssicherheit. Das Gesetz adressiert ebenfalls die Verbesserung der Datenlage für den Landnutzungssektor, z. B. durch die Einbeziehung moderner Fernerkundungssysteme.

[33] https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/19._Lp/ksg_aendg/Entwurf/ksg_aendg_bf.pdf.

6 Schlussfolgerungen

6.1 Die Rolle natürlicher Senken für Klima- und Biodiversitätsschutz

Der Landnutzungssektor (Land use land use change and forestry – LULUCF) ist auf dem Weg zur Klimaneutralität Deutschlands fest als sogenannte Netto-Senke eingeplant. Eine Netto-Senke liegt dann vor, wenn insgesamt mehr CO_2 aus der Atmosphäre aufgenommen und gebunden wird, als durch das Ökosystem wieder in die Atmosphäre gelangt. Die wichtigste natürliche Senke in Deutschland ist der Wald, wo die Bäume auf elf Mio. ha Fläche CO_2 aufnehmen und speichern. Die Senkenleistung des Waldes liegt derzeit bei minus 60 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalenten pro Jahr, wird aber aktuellen Projektionen zufolge stark zurückgehen. Diese müsste durch Maßnahmen jedoch zukünftig auf –55 Mio. t CO_2äq. stabilisiert werden, um die angestrebten Klimaziele zu erreichen. Darüber hinaus müssen vor allem die Emissionen aus der Landnutzung aus Acker- und Grünland von heute über 40 Mio. t CO_2äq. auf deutlich unter 20 Mio. t CO_2äq. mehr als halbiert werden. Dem Szenario nach würde das Ziel des Bundes-Klimaschutzgesetzes 2045 erreicht werden, mit einer Nettosenke von –40 Mio. t CO_2äq. Die Ziele der Stützjahre 2030 und 2040 würden dagegen um 20 Mio. t CO_2äq. bzw. 5 Mio. t CO_2äq. verfehlt. Allerdings könnten diese durch einen ambitionierteren Schutz der organischen Böden, durch eine stärkere Extensivierung der Waldbewirtschaftung, durch einen schnelleren Ausstieg aus konventionellen Biokraftstoffen zu Gunsten von Kurzumtriebsplantagen und durch Aufforstung dennoch erfüllt werden.

Es ist aber auch zu betonen, dass das angenommene Szenario für den Landwirtschaftssektor, KN2045, die Sektorziele nicht erreicht. Anpassungen der Landwirtschaftsmodellierung könnten sich – je nach Änderung der Bewirtschaftung der landwirtschaftlichen Flächen – sowohl positiv als auch negativ auf die Senkenleistung im LULUCF-Sektor auswirken.

Dem Szenario nach würde Deutschland für den Zeitraum 2021–2030 das Ziel der LULUCF-VO erreichen, das vorschreibt, dass nach Abrechnung keine Lastschriften entstehen dürfen. Es könnten sogar durch Gutschriften mögliche Defizite in den Sektoren der Effort-Sharing-VO ausgeglichen werden. Allerdings schlägt die EU-Kommission vor, die Anrechnungsregeln zu ändern, wodurch Deutschland für 2030 ein Netto-Senkenziel von -30 Mio. t CO_2äq erreichen müsste, welches im Szenario deutlich verfehlt wird.

Die im Rahmen des Kurzgutachtens ausgewerteten Studien zeigen, dass die natürlichen Senken mit gezielten Maßnahmen einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutz- und Biodiversitätsziele Deutschlands leisten können. So können durch die Wiedervernässung organischer Böden wertvolle Lebensräume für verschiedene an Feuchtgebiete gebundene Arten entstehen. Außerdem können Aufforstungen und die Förderung naturnaher vorratsreicher Waldbestände zum Schutz der Biodiversität beitragen und durch die Etablierung von Gehölzstrukturen auf landwirtschaftlichen Flächen können neue Lebensräume geschaffen werden.

6.2 Einschränkungen der Potenziale

Das Potenzial natürlicher Senken in Deutschland zur Minderung der THG-Konzentration in der Atmosphäre ist begrenzt. Das größte Potenzial der Senkenleistung wird von dem Erhalt und Aufbau der Kohlenstoffvorräte in Wäldern erwartet. Die Wiedervernässung und der Schutz organischer Böden sind eine effektive Maßnahme zur Vermeidung von Emissionen aus der Landnutzung und zeigen das höchste

Minderungspotenzial pro Flächeneinheit. Alle Minderungsmaßnahmen werden bis zu einem gewissen Grad erhebliche Änderungen in der Bewirtschaftung erfordern, und sie stehen in direktem oder indirektem Konflikt miteinander oder mit anderen Landnutzungen wie z. B. der Ausweitung von Siedlungsflächen in Bezug auf die Nachfrage nach Land. Wenn Minderungsmaßnahmen die land- oder forstwirtschaftliche Produktion betreffen, müssen Verlagerungseffekte berücksichtigt werden, z. B. durch begleitende Maßnahmen wie die Reduzierung des Viehbestands und veränderte Konsummuster.

Der Bedarf an finanziellen Investitionen für z. B. Ausgleichszahlungen wird von vielen verschiedenen Faktoren abhängen. Generell können Minderungsmaßnahmen im Landnutzungssektor Chancen für die Entwicklung in ländlichen Räumen anstoßen und von gesellschaftlichem Vorteil sein. Sie sind oft nicht quantifizierbar, aber haben vermutlich einen positiven Einfluss.

Die Klimaveränderung wird sich auf alle Optionen auswirken, die in der mittel- bis langfristigen Perspektive betrachtet werden. Auswirkungen auf das Pflanzenwachstum können durch höhere Durchschnittstemperaturen positiv beeinflusst werden, dagegen kann eine Beschleunigung der Zersetzung insbesondere in Feuchtgebieten zu zeitlich begrenzten Nettoemissionen führen. Zunehmende natürliche Störungen werden sich voraussichtlich ebenfalls negativ auf den hauptsächlich in Bäumen gespeicherten Kohlenstoff auswirken.

6.3 Mögliche Maßnahmen zur Realisierung von Potenzialen

Zur Realisierung der Potenziale sind Maßnahmen erforderlich, die eine Änderung der Bewirtschaftung von land- und forstwirtschaftlichen Flächen anreizen und Landnutzungsänderungen, die eine Verringerung von Kohlenstoffvorräten nach sich ziehen, vermeiden. Der Wissenschaftliche Beirat des BMEL hat hierzu bereits eine Reihe von Maßnahmen beschrieben (BMEL 2016b). Tabelle 10 gibt eine Übersicht über die in diesem Gutachten diskutierten Optionen, mögliche Maßnahmen und Instrumente, die im Folgenden kurz skizziert werden.

Instrumente zu landwirtschaftlichen Quellen und Senken: In der Landwirtschaft stehen bereits mehrere Instrumente zur Verfügung, um Maßnahmen zum Klimaschutz zu unterstützen. Bereits seit 2015 wird der Grünlanderhalt als Greening-Auflage der GAP erfolgreich umgesetzt. So muss die Umwandlung von Dauergrünland behördlich autorisiert sein. War eine Fläche bereits vor dem 1. Januar 2015 Dauergrünland, so muss bei Umwandlung von Dauergrünland zu Ackerland auf einer gleich großen Ersatzfläche neues Dauergrünland etabliert werden. Auch andere Maßnahmen wie die Neuanlage von Grünland, die Erhöhung des C_{org} auf Ackerböden (z. B. mehr Anbau von Winterzwischenfrucht) und die Anlage von Kurzumtriebsplantagen und Agroforstsystemen können grundsätzlich als Greening-Auflage adressiert werden. Zudem plant die EU im Rahmen der Carbon Farming Initiative[34], die Anwendung klimafreundlicher landwirtschaftlicher Praktiken und/oder einen konkret erbrachten Klimanutzen zu entlohnen.

Für die Wiedervernässung organischer Böden können als Instrumente Förderungen über den Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raumes (ELER), über den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) und über eine ambitionierte Ausgestaltung des Standards zum guten landwirtschaftlichen und ökologischen Zustand landwirtschaftlicher Flächen (GLÖZ-Standard, 1. Säule der GAP) eingesetzt werden. Als weitere Aktivität ist auf Länderebene die Moorschutzstrategie zu nennen, die in der laufenden Bund-Länder-Zielvereinbarung zum Moorbodenschutz abgestimmt wird. Auch die Aufgabe des Torfabbaus sollte Teil der Moorschutzstrategie sein.

[34] https://ec.europa.eu/clima/news/commission-sets-carbon-farming-initiative-motion_en.

Tabelle 10: Optionen für natürliche Senken sowie mögliche Maßnahmen und Instrumente

Optionen für natürliche Senken	Bereich	Mögliche Maßnahmen	Mögliche Instrumente
Vergrößerung der Waldfläche	Forst-/Landwirtschaft	Aufforstung	Carbon Farming Initiative der EU
Kohlenstoffvorräte in Wäldern erhalten und aufbauen	Forstwirtschaft	Waldmanagement, inkl. Holzproduktspeicher	GAK- Förderung Vertragsklimaschutz Honorierung von Ökosystemleistungen Extensivierungsprämien
Kohlenstoffspeicherung in langlebigen Holzprodukten erhöhen	Holz-/Forstwirtschaft	Laubholznutzung als langlebige Holzprodukte	Förderung der stofflichen Nutzung von Laubholz
Erhaltung und Erhöhung des Kohlenstoffgehaltes in landwirtschaftlich genutzten Mineralböden	Landwirtschaft	Erhöhung C_{org} auf Ackerböden Neuanlage von Grünland Kurzumtriebsplantagen	
Ausweitung der Agroforstwirtschaft	Landwirtschaft	Agroforstsysteme	Greening GAP, Carbon Farming Initiative der EU
Grünlanderhalt auf mineralischen Böden	Landwirtschaft	Grünlandumbruchverbot bzw. -erhaltungsgebot	Greening GAP
Erhaltung des Kohlenstoffs in organischen Böden und Wiederherstellung von Feuchtgebieten	Landwirtschaft/Feuchtgebiete	Wiedervernässung organischer Böden, Aufgabe des Torfabbaus	ELER (EU), EFRE (EU), GLÖZ-Standard GAP, Moorschutzstrategie
Siedlungsfläche	Siedlungen	Verringerung des Verlusts von Wald und Grünland als Siedlungsfläche	Begründungs-/Rechtfertigungspflicht bei Inanspruchnahme von Freiraumflächen, Flächenkontingentierung mit Freiflächen, eine vorrangige Innenbereichsentwicklung, eine Genehmigungspflicht für Bebauungspläne im Außenbereich

Quelle: eigene Darstellung (ELER = Europäischer Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raumes, EFRE = Europäischer Fonds für regionale Entwicklung (EFRE), GLÖZ = Standard zum guten landwirtschaftlichen und ökologischen Zustand landwirtschaftlicher Flächen, GAK = Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes“, GAP = Gemeinsame Agrarpolitik)

Instrumente zu forstwirtschaftlichen Quellen und Senken und Senken in langlebigen Holzprodukten: Um ein Waldmanagement anzureizen, das Vorräte auf der Waldfläche aufbaut oder zumindest erhält, sind unterschiedliche Ansätze möglich. So können zielgerichtete Maßnahmen über ein Modell zum Vertragsklimaschutz oder über Extensivierungsprämien (angelehnt an z. B. Naturschutzinstrumente) oder über Konzepte zur Honorierung von Ökosystemleistungen gefördert werden. Der Erhalt bzw. Schutz von Waldbeständen bei Extremereignissen (z. B. Kalamitäten nach Sturm oder Trockenheit) kann über die Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes“ (GAK) finanziert werden. Bei einer Aufforstung von z. B. Ackerflächen kann eine Anbindung an die Carbon Farming Initiative geeignet sein.

Eine Steigerung der Nutzung langlebiger Holzprodukte muss aufseiten der Holzwirtschaft angereizt werden. Hier ist zu prüfen, ob auf Ebene von Gesetzen und Verordnungen Hemmnisse für eine Nutzung langlebiger Holzprodukte bestehen, und wenn sie bestehen, sind sie zu beseitigen. Mit gezielten Marktanreizprogrammen kann die Nutzung langlebiger Holzprodukte unterstützt werden, insbesondere die Förderung von Technologien zur Nutzung von Laubholz als Bauholz. Gleichzeitig sollten weniger klimafreundliche Holznutzungen (Verpackungsholz, direkter Holzeinschlag für Energieholz) eingeschränkt bzw. nicht mehr gefördert werden.

Instrumente zur Inanspruchnahme von Siedlungsflächen: Das Baugesetz und das Raumplanungsrecht auf Bundes-, Länder- und kommunaler Ebene stellen den Rahmen für die Siedlungsentwicklung. So steht die Reduktion der Flächeninanspruchnahme für Siedlungen in einem komplexen rechtlichen Umfeld. Mögliche Instrumente, um die Inanspruchnahme von neuen Siedlungsflächen zu reduzieren, sind z. B. eine Begründungs- oder Rechtfertigungspflicht der Länder bei der Inanspruchnahme der Freiraumflächen, Flächenkontingentierung für die Inanspruchnahme von Freiflächen und der Handel mit Flächenkontingenten, eine vorrangige Innenbereichsentwicklung und eine Genehmigungspflicht für Bebauungspläne im Außenbereich (Köck et al. 2007).

7 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Historische THG-Emissionen (positive Werte) und CO_2-Speicherungen (negative Werte) im LULUCF-Sektor in der EU für verschiedene Kategorien.... 15

Abbildung 2: THG-Emissionen (positive Werte) und CO_2-Speicherungen (negative Werte) im LULUCF-Sektor in Deutschland für verschiedene Kategorien..... 17

Abbildung 3: Szenario dena-Leitstudie: historische und erwartete Emissionen und Festlegungen im LULUCF-Sektor in Deutschland für verschiedene Kategorien 45

8 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Emissionswerte für die Nettoänderung der Kohlenstoffvorräte in t CO_2/ha aus der Landnutzungskategorie „Ackerland umgewandelt zu Wald“ für Deutschland, Frankreich, Belgien, Polen und Österreich (siehe auch)..... 19

Tabelle 2: Szenarien zur Darstellung der Minderungspotenziale für die Wiedervernässung und Extensivierung von organischen Böden 32

Tabelle 3: Zusammenfassende Darstellung der Flächen- und Minderungspotenziale von Landnutzungsoptionen in Deutschland in 2030 und 2050....**Fehler! Textmarke nicht definiert.**

Tabelle 5: Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft im Szenario KN2045 38

Tabelle 6: Bioenergienachfrage in der dena-Leitstudie. 40

Tabelle 7: Energetisch genutzte Biomasse in der dena-Leitstudie..... 41

Tabelle 8: Anbaufläche für Bioenergie im Szenario dena-NSL-2045 42

Tabelle 9: Überblick über Berichterstattungszahlen, Bilanzierungsparameter und Bilanzierungsergebnis für Deutschland unter aktuellen Regeln der EU-LULUCF-Verordnung..... 47

Tabelle 4: Bilanzierungsregeln für verschiedene Landnutzungskategorien nach der EU-LULUCF-Verordnung..... 50

Tabelle 5: Optionen für natürliche Senken sowie mögliche Maßnahmen und Instrumente 55

9 Literaturverzeichnis

Akker, J. van den; Berglund, K.; Berglund, Ö. (2016): Decline in soil organicmatter in peat soils. In: Stolte, J.; Tesfai, M.; Øygarden, L.; Kværnø, S.; Keizer, J.; Verheijen, F.; Panagos, P.; Ballabio, C.; Hessel, R. (Editors). Soil threats in Europe. EUR 27607 EN, 2016.

Akiyama, H.; McTaggart, I. P.; Ball, B. C.; Scott, A. (2004): N 2 O, NO, and NH 3 Emissions from Soil after the Application of Organic Fertilizers, Urea and Water. In: *Water Air Soil Pollut* 156 (1), S. 113–129. DOI: 10.1023/B:WATE.0000036800.20599.46.

Archer, D.; Eby, M.; Brovkin, V.; Ridgwell, A.; Cao, L.; Mikolajewicz, U.; Caldeira, K.; Matsumoto, K.; Munhoven, G.; Montenegro, A.; Tokos, K. (2009): Atmospheric Lifetime of Fossil Fuel Carbon Dioxide. In: *Annu. Rev. Earth Planet. Sci.* 37 (1), S. 117–134. DOI: 10.1146/annurev.earth.031208.100206.

BMEL (2012): Ergebnisdatenbank der Bundeswaldinventur. Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft, 2012. Online verfügbar unter https://bwi.info/, zuletzt geprüft am 31.08.2017.

BMEL (2016a): Der Wald in Deutschland, Ausgewählte Ergebnisse der dritten Bundeswaldinventur. Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft, 2016.

BMEL (2016b): Klimaschutz in der Land- und Forstwirtschaft sowie den nachgelagerten Bereichen Ernährung und Holzverwendung. Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft, 2016, zuletzt geprüft am 03.04.2017.

BMEL (2020a): Ergebnisse der Waldzustandserhebung 2019, zuletzt geprüft am 20.05.2020.

BMEL (2020b): Gärtnern ohne Torf - Schützt das Klima!, 2020. Online verfügbar unter https://www.torffrei.info/fileadmin/torfminderung/dateien/Torf_Flyer_DIN_Lang.pdf, zuletzt geprüft am 08.06.2021.

BMEL (2020c): Torf und alternative Substratausgangsstoffe. Bonn, 2020. Online verfügbar unter https://www.ble-medienservice.de/0129/torf-und-alternative-substratausgangsstoffe, zuletzt geprüft am 07.06.2021.

BMU (2016): Klimaschutzplan 2050, Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Berlin, 2016. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf, zuletzt geprüft am 11.01.2021.

BMU (2020): Die Lage der Natur in Deutschland, Ergebnisse von EU-Vogelschutz- und FFH-Bericht. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (Hg.). Berlin, Bonn, 2020. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Naturschutz/bericht_lage_natur_2020_bf.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2021.

BMUB/UBA (2016): Die Wasserrahmenrichtlinie – Deutschlands Gewässer 2015. Bonn, Dessau, 2016.

Böttcher, H.; Hennenberg, K. J.; Winger, C. (2018): Waldvision Deutschland - Beschreibung von Methoden, Annahmen und Ergebnissen. Öko-Institut e.V. Berlin, 2018. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Waldvision-Methoden-und-Ergebnisse.pdf.

Bundesregierung (2019): Projektionsbericht 2019 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013. Online verfügbar unter https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envxnw7wq/.

Burges, P.; Newman, S.; Pagella, T.; Smith, J.; Westaway, S.; Briggs, S.; Knight, I.; Whistance, L.; Raskin, B.; Osborn, S. (2019): The Agroforestry Handbook: Agroforestry for the UK 1st Edition. Bristol, UK. - Agroforestry for the UK. Soil Association, UK., 2019.

Camia, A.; Giuntoli, J.; Jonsson, R.; Robert, N.; Cazzaniga, N. E.; Jasinevičius, G.; Avitabile, V.; Grassi, G.; Barredo, J. I.; Mubareka, S. (2021): The use of woody biomass for energy production in the EU. European Commission - Joint Research Centre, 2021. Online verfügbar unter https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC122719/jrc-forest-bioenergy-study-2021-final_online.pdf.

Ceccherini, G.; Duveiller, G.; Grassi, G.; Lemoine, G.; Avitabile, V.; Pilli, R.; Cescatti, A. (2020): Abrupt increase in harvested forest area over Europe after 2015. In: *Nature* 583 (7814), S. 72–77. DOI: 10.1038/s41586-020-2438-y.

Chatterjee, N.; Nair, P.; Chakraborty, S.; Nair, V. D. (2018): Changes in soil carbon stocks across the Forest-Agroforest-Agriculture/Pasture continuum in various agroecological regions: A meta-analysis. In: *Agriculture, Ecosystems & Environment* 266, S. 55–67. DOI: 10.1016/j.agee.2018.07.014.

Chen, S.; Arrouays, D.; Angers, D. A.; Martin, M. P.; Walter, C. (2019): Soil carbon stocks under different land uses and the applicability of the soil carbon saturation concept. In: *Soil and Tillage Research* 188, S. 53–58. DOI: 10.1016/j.still.2018.11.001.

Crombie, K.; Mašek, O. (2015): Pyrolysis biochar systems, balance between bioenergy and carbon sequestration. In: *GCB Bioenergy* 7 (2), S. 349–361. DOI: 10.1111/gcbb.12137.

Cross, A.; Sohi, S. P. (2011): The priming potential of biochar products in relation to labile carbon contents and soil organic matter status. In: *Soil Biology and Biochemistry* 43 (10), S. 2127–2134. DOI: 10.1016/j.soilbio.2011.06.016.

Davidson, E. A.; Janssens, I. A. (2006): Temperature sensitivity of soil carbon decomposition and feedbacks to climate change. In: *Nature* 440 (7081), S. 165–173. Online verfügbar unter <Go to ISI>://000235839500036.

Don, A.; Flessa, H.; Marx, K.; Poeplau, C.; Tiemeyer, B.; Osterburg, B. (2018): Die 4-Promille-Initiative "Böden für Ernährungssicherung und Klima" - Wissenschaftliche Bewertung und Diskussion möglicher Beiträge in Deutschland. (Thünen Working Paper, 112). Johann Heinrich von Thünen-Institut. Braunschweig, 2018.

Dulamsuren, C.; Hauck, M.; Kopp, G.; Ruff, M.; Leuschner, C. (2017): European beech responds to climate change with growth decline at lower, and growth increase at higher elevations in the center of its distribution range (SW Germany). In: *Trees* 31 (2), S. 673–686. DOI: 10.1007/s00468-016-1499-x.

Ehritt, J. (2020): Naturschutzfachliche Anforderungen an Agroforstsysteme, "Innovationsgruppe AUFWERTEN – Agroforstliche Umweltleistungen für Wertschöpfung und Energie". Die Förderung des Projektes erfolgte durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) innerhalb des Rahmenprogramms Forschung für Nachhaltige Entwicklung (FONA)Förderkennzeichen: 033L129, 2020. Online verfügbar unter https://agroforst-info.de/wp-content/uploads/2021/03/10__Naturschutzanforderungen.pdf, zuletzt geprüft am 22.06.2021.

EU (2020): European Union. 2020 National Inventory Report (NIR). European Environment Agency, 2020. Online verfügbar unter https://unfccc.int/documents/228021, zuletzt geprüft am 22.05.2020.

European Commission (2014): Sub-measure fiche (annex II to the measure fiche "forestry"). Establishment of agroforestry systems. Measure 8., Article 21(1) (b) and 23 of Regulation (EU) No 1305/2013 of the European Parliament and of the Council on support for rural development by the European Agricultural Fund for Rural Development (EAFRD), 2014. Online verfügbar unter https://euraf.isa.utl.pt/files/pub/docs/08_measure_fiche_art_23_agroforesty_final.pdf, zuletzt geprüft am 22.06.2021.

European Commission (2018a): A Clean Planet for all, A European strategaic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European In-vestment Bank (COM(2018) 773 final)., 2018.

European Commission (2018b): Regulation (EU) 2018/841 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2018 on the inclusion of greenhouse gas emissions and removals from land use, land use change and forestry in the 2030 climate and energy framework, and amending Regulation (EU) No 525/2013 and Decision No 529/2013/EU, LULUCF Regulation. European Commission, 2018.

European Commission (2020a): Impact Assessment, Accompanying the document COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Stepping up Europe's 2030 climate ambition Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people ({SWD(2020) 177 final} -). European Commission (Hg.). Brussels, Belgium, 2020. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/10102/2020/EN/SWD-2020-176-F1-EN-MAIN-PART-1.PDF, zuletzt geprüft am 02.10.2020.

European Commission (2020b): Stepping up Europe's 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people., Impact Assessment accompanying the document Communication from the Commission to the Europe-an Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Commission Staff Working Document (SWD(2020) 176 final Part 1/2)., 2020.

European Commission (2021): Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) 2018/841 as regards the scope, simplifying the compliance rules, setting out the targets of the Member States for 2030 and committing to the collective achievement of climate neutrality by 2035 in the land use, forestry and agriculture sector, and (EU) 2018/1999 as regards improvement in monitoring, reporting, tracking of progress and review. European Commission, 2021. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021PC0554.

Fern (2018): Fern's analysis of the EU's LULUCF Regulation, 2018. Online verfügbar unter https://www.fern.org/fileadmin/uploads/fern/Documents/Analysis%20of%20trilogue%20outcome%20on%20LULUCF%20Regulation_final_0.pdf, zuletzt geprüft am 28.06.2018.

Fischer, A. (2003): Forstliche Vegetationskunde. Eine Einführung in die Geobotanik. 3. Aufl. Stuttgart: Eugen Ulmer.

FOREST EUROPE (2020): State of Europe's Forests 2020, 2020. Online verfügbar unter https://foresteurope.org/wp-content/uploads/2016/08/SoEF_2020.pdf, zuletzt geprüft am 23.01.2021.

Frank, S.; Havlík, P.; SOUSSANA, J.-F.; Wollenberg, E.; Obersteiner, M. (2017): The potential of soil organic carbon sequestration for climate change mitigationand food security (CCAFS Info Note), 2017.

Friedlingstein, P.; O'Sullivan, M.; Jones, M. W.; Andrew, R. M.; Hauck, J.; Olsen, A.; Peters, G. P.; Peters, W.; Pongratz, J.; Sitch, S.; Le Quéré, C.; Canadell, J. G.; Ciais, P. et al. (2020): Global Carbon Budget 2020. In: *Earth Syst. Sci. Data* 12 (4), S. 3269–3340. DOI: 10.5194/essd-12-3269-2020.

Gattinger, A.; Muller, A.; Haeni, M.; Skinner, C.; Fliessbach, A.; Buchmann, N.; Mäder, P.; Stolze, M.; Smith, P.; Scialabba, N. E.-H.; Niggli, U. (2012): Enhanced top soil carbon stocks under organic farming. In: *Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A.* 109 (44), S. 18226–18231. DOI: 10.1073/pnas.1209429109.

Gronwald, M.; Vos, C.; Helfrich, M.; Don, A. (2016): Stability of pyrochar and hydrochar in agricultural soil - a new field incubation method. In: *Geoderma* 284, S. 85–92. DOI: 10.1016/j.geoderma.2016.08.019.

Harpenslager, S. F.; van den Elzen, E.; Kox, M.; Smolders, A.; Ettwig, K.; Lamers, L. (2015): Rewetting former agricultural peatlands: Topsoil removal as a prerequisite to avoid strong nutrient and greenhouse gas emissions. In: *Ecological Engineering* (84), S. 159–168.

Haubold-Rosar, M.; Kern, J.; Reinhold, J.; Dicke, C.; Funke, A., Germer, S., Heinkele, T., Karagöz, Y., Lanza, G., Libra, J., Medick, J., Meyer-Aurich, A., Mumme, J., Neubauer, Y., Teichmann, I., Theobald, A. und Rademacher, A. (2016): han-cen und Risiken des Einsatzes von Biokohle und anderer „veränderter“ Biomasse als Bodenhilfsstoffe oder für die C-Sequestrierung in Böden. Umweltbundesamt (Hg.), 2016.

Hendriks, D. M. D.; van Huissteden, J.; Dolman, A. J.; and van der Molen, M. K. (2007): The full greenhouse gas balance of an abandoned peat meadow, Biogeosciences. In: *Biogeosciences* (4), S. 411–424.

Hennenberg, K.; Böttcher, H.; Wiegmann, K.; Reise, J.; Fehrenbach, H. (2019): Kohlenstoffspeicherung in Wald und Holzprodukten. In: *AFZ-DerWald* (17), S. 36–39.

Hennig, P.; Schnell, S.; Riedel, T. (2019): Rohstoffquelle Wald - Holzvorrat auf neuem Rekord. In: *AFZ-DerWald* 74 (14), S. 24–27.

Hosonuma, N.; Herold, M.; Sy, V. de; De Fries, Ruth S; Brockhaus, M.; Verchot, L.; Angelsen, A.; Romijn, E. (2012): An assessment of deforestation and forest degradation drivers in developing countries. In: *Environ. Res. Lett.* 7 (4), S. 44009. DOI: 10.1088/1748-9326/7/4/044009.

IPCC (2013): Climate Change 2013: The Physical Science Basis, Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Unter Mitarbeit von Stocker, T. F.; D. Qin; G.-K. Plattner; M. Tignor; S.K. Allen et al., Intergovernmental Panel on Climate Change.

IPCC (2014): 2013 Supplement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Wetlands, Hiraishi, T., Krug, T., Tanabe, K., Srivastava, N., Baasansuren, J., Fukuda, M. and Troxler, T.G. (eds). Intergovernmental Panel on Climate Change. Switzerland, 2014.

IPCC (2019): Summary for Policymakers. In: Climate Change and Land: an IPCC special report on climate change, desertification, land degradation, sustainable land management, food security, and greenhouse gas fluxes in terrestrial ecosystems. Intergovernmental Panel on Climate Change, 2019. Online verfügbar unter https://www.ipcc.ch/srccl/.

Isselstein, J. (2018): Protecting biodiversity in grasslands. In: Marshall, A. und Collins, R. (Hg.): Improving grassland and pasture management in temperate agriculture. Cambridge: Burleigh Dodds Science Publishing (Burleigh Dodds Series in Agricultural Science, Number 51), S. 381–396.

IUCN (2017): Blue Carbon (Issues Brief), 2017. Online verfügbar unter https://www.iucn.org/sites/dev/files/blue_carbon_issues_brief.pdf.

IUCN (2021): Manual for the creation of Blue Carbon projects in Europe and the Mediterranean. Otero, M. (Hg.), 2021. Online verfügbar unter https://www.iucn.org/news/mediterranean/202105/first-guidelines-design-and-deploy-blue-carbon-projects-europe-and-mediterranean, zuletzt geprüft am 20.05.2021.

Jacobs, A.; Flessa, H.; Don, A.; Heidkamp, A.; Prietz, R.; Dechow, R.; Gensior, A.; Poeplau, C.; Riggers, C.; Schneider, F.; Tiemeyer, B.; Vos, C.; Wittnebel, M. et al. (2018): Landwirtschaftlich genutzte Böden in Deutschland - Ergebnisse der Bodenzustandserhebung (Thünen Rep 64). Johann Heinrich von Thünen-Institut (Hg.). Braunschweig, 2018. Online verfügbar unter https://www.bmel.de/DE/themen/landwirtschaft/pflanzenbau/bodenschutz/bodenzustandserhebung.html;jsessionid=40FB5C4A8D76A66BB15FB801BEED18BD.live852, zuletzt geprüft am 13.05.2021.

Jones, R. J. A.; Hiederer, R.; Rusco, E.; Montanarella, L. (2005): Estimating organic carbon in the soils of Europe for policy support. In: *European Journal of Soil Science* 56 (5), S. 655–671. DOI: 10.1111/j.1365-2389.2005.00728.x.

Kay, S.; Rega, C.; Moreno, G.; den Herder, M.; Palma, J. H.; Borek, R.; Crous-Duran, J.; Freese, D.; Giannitsopoulos, M.; Graves, A.; Jäger, M.; Lamersdorf, N.; Memedemin, D. et al. (2019): Agroforestry creates carbon sinks whilst enhancing the environment in agricultural landscapes in Europe. In: *Land Use Policy* 83, S. 581–593. DOI: 10.1016/j.landusepol.2019.02.025.

Keenan, R. J.; Reams, G. A.; Achard, F.; Freitas, J. V. de; Grainger, A.; Lindquist, E. (2015): Dynamics of global forest area: Results from the FAO Global Forest Resources Assessment 2015. In: *Forest Ecology and Management* 352, S. 9–20. DOI: 10.1016/j.foreco.2015.06.014.

Kemmler, A.; Kirchner, A.; Maur, A. auf der; Ess, F.; Kreidelmeyer, S.; Piégsa, A.; Spillmann, T.; Straßburg, S.; Wünsch, M.; Ziegenhagen, I.; Schlomann, B.; Plötz, P.; Lutz, C. et al. (2021): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050, Gesamtdokumentation der Szenarien. Berichtim Auftrag desBundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Prognos (Hg.), 2021.

Knoblauch, C.; Priyadarshani, R.; Haefele, S. M.; Nicola Schröder; Eva-Maria Pfeiffer (2021): Impact of biochar on nutrient supply, crop yield and microbial respiration on sandy soils of northern Germany. In: *European Journal of Soil Science. DOI:* 10.1111/ejss.13088.

Köck, W.; Bovet, J.; Gawron, T.; Hofmann, E.; Möckel, S. (2007): Effektivierung des raumbezogenen Planungsrechts zur Reduzierung der Flächeninanspruchnahme., Berichte des Umweltbundesamtes, 01/07. Erich Schmidt Verlag (Hg.), 2007.

Krebs, M.; Gaudig, G.; Wichmann, S.; Joosten, H. (2015): Torfmooskultivierung: Moorschutz durch Moornutzung. In: *TELMA - Berichte der Deutschen Gesellschaft für Moor- und Torfkunde* Beiheft 5, S. 59–70. DOI: 10.23689/fidgeo-2927.

Lamerre, J.; Langhof, M.; Sevke-Masur, K.; Schwarz, K.-U.; Georg von Wühlisch, Anita Swieter, Jörg Michael Greef, Jens Dauber, Felix Hirschberg, Ineke Joormann, Naemi Krestel, Daniel Masur, Christopher Reith (2016): Nachhaltige Erzeugung von Energieholz in Agroforstsystemen, Teilprojekt 3: Standort Niedersachsen; Strukturvielfalt und Biodiversität. Schlussbericht (FKZ 22000412). Julius Kühn-Institut und Johann Heinrich von Thünen-Institut. Braunschweig, 2016. Online verfügbar unter http://www.fnr-server.de//ftp/pdf/berichte/22000412.pdf, zuletzt geprüft am 22.06.2021.

Lindner, M.; Verkerk, H. (2021): How has climate change affected EU forests and what might happen next?. Mauser, H. (Hg.), 2021. Online verfügbar unter https://efi.int/forestquestions/q4, zuletzt geprüft am 10.06.2021.

Lugato, E.; Leip, A.; Jones, A. (2018): Mitigation potential of soil carbon management overestimated by neglecting N2O emissions. Nature Climate Change, 8(3), 219-223. DOI: 10.1038/S41558-018-0087-Z.

Mantau, U.; Gschwantner, T.; Paletto, A.; Mayr, M. L.; Blanke, C.; Strukova, E.; Avdagic, A.; Camin, P.; Thivolle-cazat, A.; Döring, P.; Petrauskas, E.; Englert, H.; Schadauer, K. et al. (2016): From inventory to consumer biomassa vailability - the ITOC model. In: *Annals of Forest Science* 73, S. 885–894.

Mausolf, K.; Härdtle, W.; Jansen, K.; Benjamin M. Delory; Dietrich Hertel; Christoph Leuschner; Vicky M. Temperton; Goddert von Oheimb; Andreas Fichtner (2018): Legacy effects of land-use modulate tree growth responses to climate extremes. In: *Oecologia* 187 (3), S. 825–837. DOI: 10.1007/s00442-018-4156-9.

Mette, T.; Dolos, K.; Meinardus, K.; Achim Bräuning; Björn Reineking; Markus Blaschke; Hans Pretzsch; Carl Beierkuhnlein; Andreas Gohlke; Camilla Wellstein (2013): Climatic turning point for beech and oak under climate change in Central Europe. In: *Ecosphere* 4 (12), S. 1–19. DOI: 10.1890/ES13-00115.1.

Michel, B.; Plättner, O.; Gründel, F. (2011): Klima-Hotspot Moorböden (Forschungs Report, 2), 2011. Online verfügbar unter https://www.thuenen.de/media/institute/ak/Projekte/moor/Klima-Hotspot_Moorboeden.pdf, zuletzt geprüft am 04.06.2021.

Mosquera-Losada, M. R.; Santiago-Freijanes, J. J.; Pisanelli, A.; Rois-Díaz, M.; Smith, J.; den Herder, M.; Moreno, G.; Ferreiro-Domínguez, N.; Malignier, N.; Lamersdorf, N.; Balaguer, F.; Pantera, A.; Rigueiro-Rodríguez, A. et al. (2018): Agroforestry in the European common agricultural policy. In: *Agroforestry Systems* 92 (4), S. 1117–1127. DOI: 10.1007/s10457-018-0251-5.

Müller, J. (2019): Die forsthydrologische Forschung im Nordostdeutschen Tiefland, Veranlassung, Methoden, Ergebnisse und Perspektiven. (Habilitationsschrift) (SchrR Umweltingenieurwesen 91). Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät Universität Rostock (Hg.). Rostock, 2019.

Nguyen, B. T.; Lehmann, J.; Kinyangi, J.; Smernik, R.; Riha, S. J.; Engelhard, M. H. (2009): Long-term black carbon dynamics in cultivated soil. In: *Biogeochemistry* 92 (1), S. 163–176. DOI: 10.1007/s10533-008-9248-x.

Norris, C.; Hobson, P.; Ibisch, P. L. (2011): Microclimate and vegetation function as indicators of forest thermodynamic efficiency. In: *Journal of Applied Ecology* 102, no-no. DOI: 10.1111/j.1365-2664.2011.02084.x.

O'Brolchain, N. (2020): CAP Policy Brief Peatlands in the new European Union Version 4.8, 2020. Online verfügbar unter https://www.eurosite.org/wp-content/uploads/CAP-Policy-Brief-Peatlands-in-the-new-European-Union-Version-4.8.pdf.

Oehmichen, K.; Klatt, S.; Gerber, K.; Polley, H.; Röhling, S.; Dunger, K. (2018): Die alternativen WEHAM-Szenarien: Holzpräferenz, Naturschutzpräferenz und Trendfortschreibung. Szenarienentwicklung, Ergebnisse und Analyse (Thünen report 59). Johann Heinrich von Thünen-Institut. Braunschweig, 2018. Online verfügbar unter https://www.thuenen.de/media/publikationen/thuenen-report/Thuenen-Report_59.pdf.

O'Hara, K. L.; Ramage, B. S. (2013): Silviculture in an uncertain world: utilizing multi-aged management systems to integrate disturbance. In: *Forestry (Lond)* 86 (4), S. 401–410. DOI: 10.1093/forestry/cpt012.

Olsson, L.; H. Barbosa, S.; Bhadwal, A.; Cowie, K.; Delusca, D.; Flores-Renteria, K. Hermans, E. Jobbagy, W. Kurz, D. Li, D.J. Sonwa, L. Stringer (2019): Land Degradation. In: Climate Change and Land: an IPCC special report on climate change, desertification, land degradation, sustainable land management, food security, and greenhouse gas fluxes in terrestrial ecosystems, [P.R. Shukla, J. Skea, E. Calvo Buendia, V. Masson-Delmotte, H.-O. Pörtner, D. C. Roberts, P. Zhai, R. Slade, S. Connors, R. van Diemen, M. Ferrat, E.

Haughey, S. Luz, S. Neogi, M. Pathak, J. Petzold, J. Portugal Pereira, P. Vyas, E. Huntley, K. Kissick, M. Belkacemi, J. Malley, (eds.)]., 2019.

Pilli, R.; Grassi, G.; Kurz, W., A.; Jose V. Moris; Raúl Abad Viñas (2016): Modelling forest carbon stock changes as affected by harvest and natural disturbances. II. EU-level analysis. In: *Carbon Balance Manage* 11 (1), S. 1–19. DOI: 10.1186/s13021-016-0059-4.

Poeplau, C.; Don, A. (2015): Carbon sequestration in agricultural soils via cultivation of cover crops – A meta-analysis. In: *Agriculture, Ecosystems & Environment* 200, S. 33–41. DOI: 10.1016/j.agee.2014.10.024.

Poeplau, C.; Don, A.; Vesterdal, L.; Leifeld, J.; van Wesemael, B.; Schumacher, J.; Gensior, A. (2011): Temporal dynamics of soil organic carbon after land-use change in the temperate zone - carbon response functions as a model approach. In: *Global change biology* 17 (7), S. 2415–2427. DOI: 10.1111/j.1365-2486.2011.02408.x.

Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland., Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, 2020. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland.

Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann., Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, 2021. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_01_DE_KNDE2045/KNDE2045_Langfassung.pdf.

Quinkenstein, A.; Kanzler, M. (2018): Wirkung von Agrargehölzen auf den Bodenstoffhaushalt. In: Veste, M. und Böhm, C. (Hg.): Agrarholz - Schnellwachsende Bäume in der Landwirtschaft. Biologie - Ökologie - Management. Unter Mitarbeit von Wolfgang Haber. Berlin: Springer Spektrum (Lehrbuch), S. 273–313.

Rademacher, A. (2018): Auswirkungen des Einsatzes von Biokohlesubstraten auf die Bodenfruchtbarkeit ertragsschwacher sandiger Ackerböden am Beispiel der Niederlausitz. Unter Mitarbeit von Universitätsbibliothek Der FU Berlin, 2018.

Reise, J.; Kukulka, F.; Flade, M.; Winter, S. (2019): Characterising the richness and diversity of forest bird species using National Forest Inventory data in Germany. In: *Forest Ecology and Management* 432, S. 799–811. DOI: 10.1016/j.foreco.2018.10.012.

Reise, J.; Wenz E; Kukulka F; Linde A; Winter S (2017): Bewertung der Waldbiodiversität der WEHAM-Szenarien (13). Allgemeine Forstzeitschrift (Hg.), 2017.

Repenning, J.; Schumacher, K.; Bergmann, T.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Bürger, V.; Cludius, J.; Emele, L.; Jörß, W.; Hennenberg, K.; Hermann, H.; Loreck, C.; Ludig, S. et al. (2019): Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung. Öko-Institut; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung; Prognos AG; M-Five; Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien; FiBL. Berlin, Januar 2019. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Folgenabschaetzung-Klimaschutzplan-2050-Endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 17.01.2019.

Reyer, C. P. O.; Bathgate, S.; Blennow, K.; Borges, J. G.; Bugmann, H.; Delzon, S.; Faias, S. P.; Garcia-Gonzalo, J.; Gardiner, B.; Gonzalez-Olabarria, J. R.; Gracia, C.; Hernández, J. G.; Kellomäki, S. et al. (2017): Are forest disturbances amplifying or canceling out climate change-induced productivity changes in European forests? In: *Environ. Res. Lett.* 12 (3), S. 34027. DOI: 10.1088/1748-9326/aa5ef1.

Roe, S.; Streck, C.; Obersteiner, M.; Frank, S.; Griscom, B.; Drouet, L.; Fricko, O.; Gusti, M.; Harris, N.; Hasegawa, T.; Hausfather, Z.; Havlík, P.; House, J. et al. (2019): Contribution of the land sector to a 1.5 °C world. In: *Nature Climate change* 9 (11), S. 817–828. DOI: 10.1038/s41558-019-0591-9.

Rumpel, C.; Amiraslani, F.; Chenu, C.; Garcia Cardenas, M.; Kaonga, M.; Koutika, L.-S.; Ladha, J.; Madari, B.; Shirato, Y.; Smith, P.; Soudi, B.; Soussana, J.-F.; Whitehead, D. et al. (2020): The 4p1000 initiative: Opportunities, limitations and challenges for implementing soil organic carbon sequestration as a sustainable development strategy. In: *Ambio* 49 (1), S. 350–360. DOI: 10.1007/s13280-019-01165-2.

Rüter, S.; Stümer, W.; Dunger, K. (2017): Treibhausgasbilanzen der WEHAM-Szenarien. In: *AFZ-DerWald* (13), S. 30–31. Online verfügbar unter https://www.weham-szenarien.de/fileadmin/weham/Ergebnisse/AFZ_13_17_7_Treibhausgasbilanzen_der_WEHAM-Szenarien.pdf, zuletzt geprüft am 27.10.2017.

Schmidt, H. P.; Abiven, S.; Glaser, B.; Kammann, C.; Bucheli, T.; Leifeld, J. (2012): Richtlinien zur Produktion von Pflanzenkohle Europäisches Pflanzenkohle Zertifikat / European Biochar Certificate. Biochar Science Network, 2012.

Schulze, E. D.; Sierra, C. A.; Egenolf, V.; Woerdehoff, R.; Irslinger, R.; Baldamus, C.; Stupak, I.; Spellmann, H. (2020): The climate change mitigation effect of bioenergy from sustainably managed forests in Central Europe. In: *GCB Bioenergy* 6 (2019), S. 1. DOI: 10.1111/gcbb.12672.

Seidl, R.; Schelhaas, M.-J.; Rammer, W.; Verkerk, P. J. (2014): Increasing forest disturbances in Europe and their impact on carbon storage. In: *nature climate change* 4 (9), S. 806–810. DOI: 10.1038/nclimate2318.

Seidl, R.; Thom, D.; Kautz, M.; Martin-Benito, D.; Peltoniemi, M.; Vacchiano, G.; Wild, J.; Ascoli, D.; Petr, M.; Honkaniemi, J.; Lexer, M. J.; Trotsiuk, V.; Mairota, P. et al. (2017): Forest disturbances under climate change. In: *nature climate change* 7, S. 395–402. DOI: 10.1038/nclimate3303.

Swindles, G. T.; Morris, P. J.; Donal J. Mullan; Richard J. Payne; Thomas P. Roland; Matthew J. Amesbury; Mariusz Lamentowicz; T. Edward Turner; Angela Gallego-Sala; Thomas Sim; Iestyn D. Barr; Maarten Blaauw; Antony Blundell et al. (2019): Widespread drying of European peatlands in recent centuries. In: *Nat. Geosci.* 12 (11), S. 922–928. DOI: 10.1038/s41561-019-0462-z.

Sykes, A. J.; Macleod, M.; Eory, V.; Rees, R. M.; Payen, F.; Myrgiotis, V.; Williams, M.; Sohi, S.; Hillier, J.; Moran, D.; Manning, D. A. C.; Goglio, P.; Seghetta, M. et al. (2020): Characterising the biophysical, economic and social impacts of soil carbon sequestration as a greenhouse gas removal technology. In: *Global change biology* 26 (3), S. 1085–1108. DOI: 10.1111/gcb.14844.

Tanneberger, F.; Abel, S.; Couwenberg, J.; Dahms, T.; Gaudig, G.; Günther, A.; Kreyling, J.; Peters, J.; Pongratz, J.; Joosten, H. (2021): Towards net zero CO2 in 2050: An emission reduction pathway for organic soils in Germany. In: *Mires and Peat* 27, S. 1–17. DOI: 10.19189/MaP.2020.SNPG.StA.1951.

Teichmann, I. (2014): Technical Greenhouse-Gas Mitigation Potentials of Biochar Soil Incorporation in Germany.

Thünen Institut (2019): Kohlenstoffinventur 2017. Thünen Institut, Institut für Waldökosysteme, 2019. Online verfügbar unter https://bwi.info/start.aspx.

Thünen Institut für Agrarklimaschutz (2018): Humus in landwirtschaftlich genutzten Böden Deutschlands, Ausgewählte Ergebnisse der Bodenzustandserhebung. BMEL (Hg.). Bonn, 2018. Online verfügbar unter https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/DE/Broschueren/Bodenzustandserhebung.html, zuletzt geprüft am 09.06.2021.

Tiemeyer, B.; Freibauer, A.; Borraz, E. A.; Augustin, J.; Bechtold, M.; Beetz, S.; Beyer, C.; Ebli, M.; Eickenscheidt, T.; Fiedler, S.; Förster, C.; Gensior, A.; Giebels, M. et al. (2020): A new methodology for organic soils in national greenhouse gas inventories, Data synthesis, derivation and application. In: *Ecological Indicators* 109, S. 105838. DOI: 10.1016/j.ecolind.2019.105838.

Tilman, D.; Socolow R.; Foley J.A. et al. ((2009): Beneficial Biofuels—The Food, Energy, and Environment Trilemma (325. Aufl.). Science (Hg.), 2009.

Tsonkova, P.; Böhm, C. (2020): CO2-Bindung durch Agroforst-Gehölze als Beitrag zum Klimaschutz, "Innovationsgruppe AUFWERTEN – Agroforstliche Umweltleistungen für Wertschöpfung und Energie". Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Sanftleben (Hg.). Cottbus, 2020. Online verfügbar unter https://agroforst-info.de/wp-content/uploads/2021/02/06__CO2-Bindung.pdf, zuletzt geprüft am 14.06.2021.

UBA (2019): Projektionsbericht 2019 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013. Umweltbundesamt, 2019. Online verfügbar unter https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envxnw7wq/Projektionsbericht-der-Bundesregierung-2019.pdf.

UBA (2020): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2020. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2018, CLIMATE CHANGE 22/2020. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau, Germany, 2020.

UNFCCC CRF (2020): National Inventory Submissions 2020. United Nations Framework Convention on Climate Change (Hg.), 2020. Online verfügbar unter https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2020, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

UNFCCC CRF (2021): National Inventory Submissions 2021, 2021. Online verfügbar unter https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2021, zuletzt geprüft am 16.06.2021.

Urra, J.; Alkorta, I.; Garbisu, C. (2019): Potential Benefits and Risks for Soil Health Derived From the Use of Organic Amendments in Agriculture. In: *Agronomy* 9 (9), S. 542. DOI: 10.3390/agronomy9090542.

van Akker, J. den; Berglund, K.; Berglund, Ö. (2016): Decline in soil organicmatter in peat soils., In: Stolte Jannes, Mehreteab Tesfai, Lillian Øygarden, SigrunKværnø, Jacob Keizer, Frank Verheijen, Panos Panagos, Cristiano Ballabio, and RudiHessel (Editors). Soil threats in Europe. EUR 27607 EN, 2016.

Verkerk, P. J.; Mavsar, R.; Giergiczny, M.; Lindner, M.; Edwards, D.; Schelhaas, M. J. (2014): Assessing impacts of intensified biomass production and biodiversity protection on ecosystem services provided by European forests. In: *Ecosystem Services* 9, S. 155–165. DOI: 10.1016/j.ecoser.2014.06.004.

Veste, M.; Böhm, C. (Hg.) (2018): Agrarholz - Schnellwachsende Bäume in der Landwirtschaft, Biologie - Ökologie - Management. Unter Mitarbeit von Haber, W., Springer-Verlag GmbH (Lehrbuch). Berlin: Springer Spektrum.

Walentowski, H.; Falk, W.; Mette, T.; Jörg Kunz; Achim Bräuning; Cathrin Meinardus; Christian Zang; Laura M.E. Sutcliffe; Christoph Leuschner (2017): Assessing future suitability of tree species under climate change by multiple methods: a case study in southern Germany. In: *Annals of Forest Research* 60 (1), S. 101–126. DOI: 10.15287/afr.2016.789.

Wang, J.; Xiong, Z.; Yakov Kuzyakov, Y. (2016): Biochar stability in soil: meta-analysis of decomposition and priming effects. In: *GCB Bioenergy* 8 (3), S. 512–523. DOI: 10.1111/gcbb.12266.

WBGU (2020): Landwende im Anthropozän: Von der Konkurrenz zur Integration. Berlin, 2020. Online verfügbar unter

https://www.wbgu.de/fileadmin/user_upload/wbgu/publikationen/hauptgutachten/hg2020/pdf/WBGU_HG2020_ZF.pdf, zuletzt geprüft am 02.06.2021.

Wichtmann, W.; Schröder, C.; Joosten, H. (2016): Paludiculture - productive use of wet peatlands, Climate protection - biodiversity - regional economic benefits, 2016.

Wiesmeier, M.; Burmeister, J.; Treisch, M. und Brandhuber, R. (2017): Klimaschutz durch Humusaufbau – Umsetzungsmöglichkeiten der 4 Promille-Initiative in Bayern, 2017. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/321141231_Klimaschutz_durch_Humusaufbau_-_Umsetzungsmoglichkeiten_der_4_Promille-Initiative_in_Bayern, zuletzt geprüft am 26.03.2021.

Wiesmeier, M.; Mayer, S.; Burmeister, J.; Hübner, R.; Kögel-Knabner, I. (2020): Feasibility of the 4 per 1000 initiative in Bavaria, A reality check of agricultural soil management and carbon sequestration scenarios. In: *Geoderma* 369, S. 114333. DOI: 10.1016/j.geoderma.2020.114333.

Zimmerman, A. R.; Gao, B.; Ahn, M.-Y. (2011): Positive and negative carbon mineralization priming effects among a variety of biochar-amended soils. In: *Soil Biology and Biochemistry* 43 (6), S. 1169–1179. DOI: 10.1016/j.soilbio.2011.02.005.

10 Abkürzungen

AFOLU	Agriculture, Forestry and Other Land Use
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
C_{org}	Bodenkohlenstoff
CRF	Common Reporting Format, einheitliche Berichtstabellen (der UN-Klimarahmenkonvention)
ELER	Europäischer Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raumes
EFRE	Europäischer Fonds für regionale Entwicklung
EFm	Erntefestmeter
ESR	Effort Sharing Regulation
FRL	Forest Reference Level
GAP	Gemeinsame Agrarpolitik
GAK	Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes“
GLÖZ	Standard zum Guten Landwirtschaftlichen und Ökologischen Zustand landwirtschaftlicher Flächen
HWP	Harvested Wood Products (Holzprodukte)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change, Weltklimarat
KUP	Kurzumtriebsplantage
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft)
NDC	Nationally Determined Contribution, Nationale Klimaschutzbeiträge unter dem Übereinkommen von Paris
THG	Treibhausgase
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change, Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen

11 Anhang

11.1 Forestry and Agriculture Biomass Model – FABio

Das Öko-Institut entwickelt seit 2015 den FABio-Modellverbund (Forestry and Agriculture Biomass Model). Er besteht aus drei Teilmodellen: FABio-Land, FABio-Forest und dem Agrarmodell LiSE. Diese Modelle beschreiben mithilfe der Methode der Systemdynamik und Szenarienmodellierung die Produktion und Nutzung von Biomasse in der Land- und Forstwirtschaft und deren Auswirkungen auf bestimmte Umweltindikatoren. Auf Basis der Modellergebnisse aus den Sektoren Landwirtschaft, LULUCF und Abfall werden in einem Biomassemodul in einem ersten Schritt die Mengen an Biomasse ermittelt, die in anderen Sektoren eingesetzt werden können. In einem zweiten Schritt wird die Biomasse auf die anderen Sektoren verteilt (siehe Abbildung A-1).

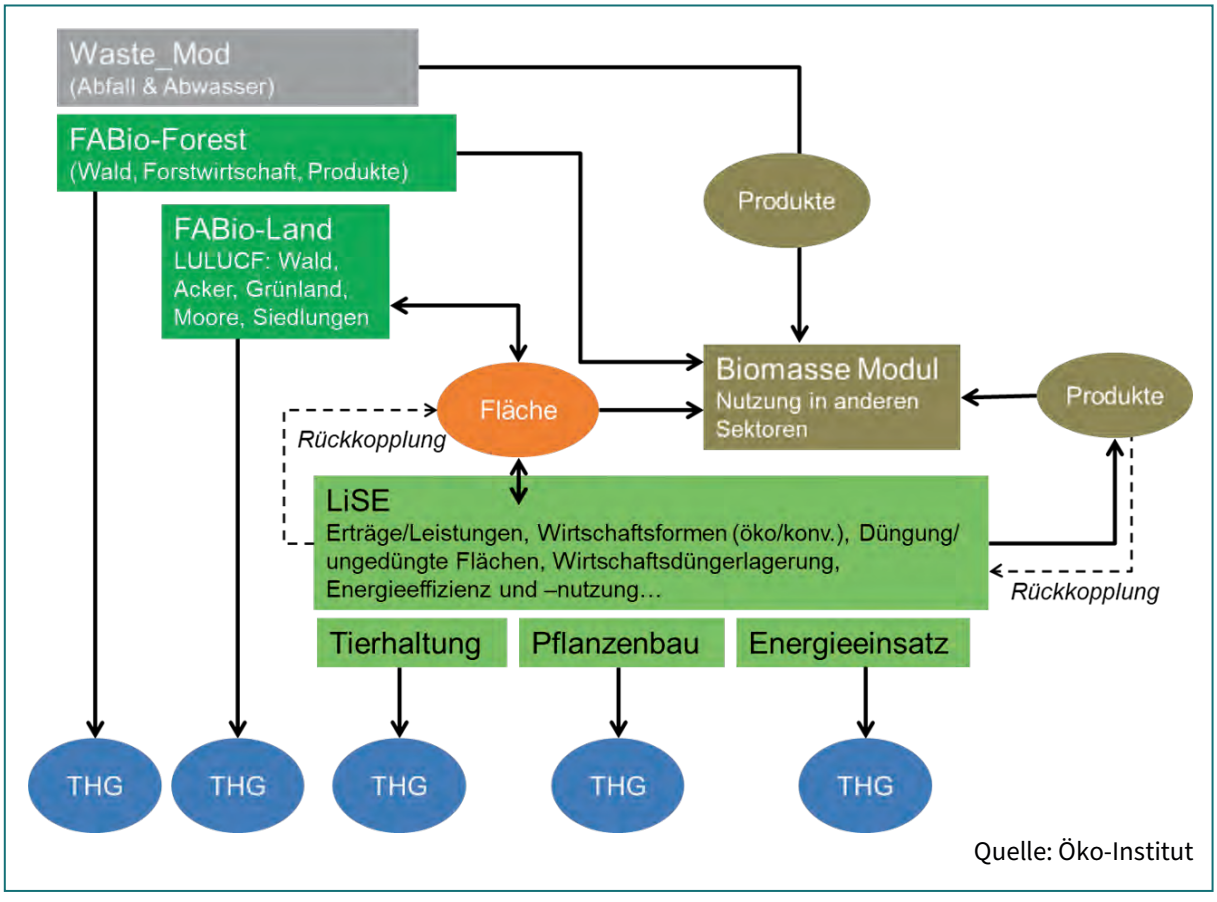


Abbildung A-1: Modellverbund FABio (Landwirtschaft, Abfall und LULUCF)

Die Kopplung der einzelnen Modelle erfolgt von Hand. Die Übergabegrößen sind dabei Sets an verschiedenen Flächentypen (Flächengrößen) und Produktionsmengen (Produkte). Im Rahmen des Projektes wird durch die Bearbeiterinnen und Bearbeiter sichergestellt, dass die relevanten Schnittstellen zwischen den Sektoren beachtet werden. Das Gleiche gilt für Rückkopplungen bzw. iterative Bearbeitungen zwischen Flächen sowie Produkten und den jeweiligen Modellen. Dieses etwas aufwendigere Verfahren ist

einer automatisierten Verknüpfung der unterschiedlichen Modelle bewusst vorgezogen, da so die Abstimmung der Annahmen zwischen den einzelnen Personen im Team erfolgt und gleichzeitig das Mehraugenprinzip Anwendung finden kann.

11.2 FABio-Land

Am Öko-Institut liegt ein LULUCF-Modell (FABio-Land) als Excel-Anwendung vor, dass bereits in zahlreichen Klimaschutzprojekten eingesetzt wurde und deutschlandweit Emissionen aus Quellen und Kohlenstofffestlegungen durch Senken im LULUCF-Sektor modelliert.

In dieser Studie wurde die Version FABio-Land 2.0 v31 eingesetzt. Wesentliche Neuerungen gegenüber der Version, die in den Szenarien KS2050 und KS2045 eingesetzt wurde (Prognos et al. 2020; 2021), sind, dass die Senkenleistung von Kurzumtriebsplantagen bilanziert werden kann und die Möglichkeit besteht, als Nebenrechnung eines bestehenden Waldbauszenarios zusätzliche Effekte der Extensivierung der Holzentnahme abzuschätzen.

In FABio-Land sind alle Landnutzungskategorien abgebildet, die in der deutschen Berichterstattung berücksichtigt sind: Wald, Ackerland, Grünland, Gehölze (Hecken etc.), terrestrische Feuchtgebiete, Gewässer, Torfabbau, Siedlungen und sonstige Flächen. Die Flächen werden nach mineralischen und organischen Böden sowie neuen Flächen (Übergangszeit 20 Jahre) und bestehenden Flächen (älter als 20 Jahre) differenziert. Zudem sind in FABio-Land zwei weitere Landkategorien implementiert: „Wiedervernässte Moorstandorte“ als Unterkategorie der Feuchtgebiete und „Kurzumtriebsplantagen“ als Unterkategorie von Ackerland. So können für Acker- und Grünland auf organischen Böden und für Torfabbauflächen in wiedervernässte Moorstandorte überführt und unterschiedliche Vernässungsintensitäten über Wasserstufen (mäßig feuchtes Moorgrünland (WS 2) bis nasses Moorgrünland (WS 5)) sowie eine Nutzungsform (z. B. Paludikultur) eingestellt werden. Ackerland mit einjährigen Kulturen kann als Kategorie Kurzumtriebsplantagen genutzt werden. Als weitere Kategorie werden langlebige Holzprodukte ausgewiesen.

Die historischen Emissionsfaktoren zu den Flächenkategorien stammen aus den aktuellen CRF-Tabellen (UBA, NIR) und Flächenänderungskoeffizienten vom Thünen-Institut[35]. Für die Flächenkategorie wiedervernässte Moorstandorte werden die Emissionskoeffizienten je Wasserstufe aus Reichelt (2015)[36] angenommen.

Als Ausgangspunkt wird die historische Entwicklung der Flächennutzung (Flächenänderungskoeffizienten) und der zugehörigen Emissionen je Flächenkategorie (Emissionsfaktoren) in Deutschland fortgeschrieben. Dabei hat sich in bisherigen Arbeiten der Mittelwert der letzten fünf Jahre als sinnvoller Kompromiss zwischen der Nutzung aktueller Daten und der Vermeidung einer hohen Variabilität erwiesen. Um die Auswirkung von Maßnahmen in Szenarien zu modellieren, können auf dieser Basis durch ein Steuerungsmodul die Flächenänderungen einzelner Flächenkategorien angesteuert werden (z. B. Umbruchverbot für Grünland, anteilige Wiedervernässung von Ackerland auf organischen Böden). Zudem besteht die Möglichkeit, Emissionsfaktoren über die Zeitachse zu verändern (z. B. Änderung der Nutzung

[35] Nicht veröffentlichte Daten des Thünen-Instituts mit einer jährlichen Auflösung. Diese Daten sind notwendig, da in den CRF-Tabellen die Flächenänderungen für neue Flächen nur als 20-jähriges Mittel ausgewiesen werden.
[36] Reichelt, K. F. (2015): Evaluierung des GEST-Modells zur Abschätzung der Treibhausgasemissionen aus Mooren. Masterarbeit. Universität Greifswald.

ohne Flächenumwandlung). So werden z. B. Änderungen in der Ackerbewirtschaftung (ökologischer Landbau, Kurzumtriebsplantagen, Fruchtfolgen mit Boden-C-Mehreren) in das Modell eingebracht.

Eine Ausnahme stellen die Emissionen für die Waldfläche und für langlebige Produkte dar, die nicht in FABio-Land modelliert, sondern über eine Schnittstelle „Ergebnisse aus externen Modellen" eingelesen werden. Aktuell werden so Ergebnisse aus den WEHAM-Szenarien des Thünen-Instituts und aus FABio-Forest (siehe unten) in die LULUCF-Modellierung integriert und können für Szenarien ausgewählt werden.

Eine zweite Schnittstelle übergibt Daten zur Flächenentwicklung von Ackerland, Grünland und vernässten Flächen (inklusiver Nutzungsmöglichkeit) an das Agrarmodell, um so eine Konsistenz zwischen den beiden Teilmodellen zu gewährleisten.

Über eine dritte Schnittstelle werden Informationen aus dem Agrarmodell an FABio-Land zurückgespielt, um eine konsistente Flächenkulisse (z. B. Erhöhung der Grünlandnutzung für Rinderbeweidung im ökologischen Landbau, Aufforstung frei werdender Ackerflächen) zu erreichen und um Emissionsfaktoren für Ackerland an Nutzungsänderungen der Flächen (Erhöhung des Boden-C und/oder der lebenden Biomasse z. B. durch ökologischen Landbau, mehr Winterzwischenfrucht, Kurzumtriebsplantagen etc.) anzupassen.

Berechnungen in FABio-Land erfolgen mit einer zeitlichen Auflösung von einem Jahr und reichen bis zum Jahr 2050. Die Modellstruktur erlaubt eine Erweiterung bis zum Jahr 2075 im Rahmen dieses Projekts.

Als wichtigste Ausgabeparameter von FABio-Land sind zu nennen:

- Flächenkulisse und Flächenänderungen (ha je Flächenkategorie)
- THG-Emissionen (Mio. t CO_2äq. je Flächenkategorie)
- Abschätzung der Kosten für Maßnahmen zur Wiedervernässung von Mooren, Extensivierung der Waldbewirtschaftung und der Reduktion des Torfabbaus (eine Erweiterung auf andere Maßnahmen ist möglich)

11.3 Anhang-Tabelle 1

Emissionswerte für die Nettoänderung der Kohlenstoffvorräte in t CO2/ha aus der Landnutzungskategorie „Ackerland umgewandelt zu Wald“ für Deutschland, Frankreich, Belgien, Polen und Österreich (UNFCCC CRF 2020; 2021).

Umwandlung von Ackerland in Waldf	Netto Kohlenstoffvorratsänderung in lebender Biomasse pro Fläche (tCO_2/ha)			Netto Kohlenstoffvorratsänderung in Totholz pro Fläche (tCO2/ha)			Netto Kohlenstoffvorratsänderung in der Streuschicht pro Fläche (tCO2/ha)			Netto Kohlenstoffvorratsänderung in mineralischen Böden pro Fläche (tCO2/ha)			Netto Kohlenstoffvorratsänderung in organischen Böden pro Fläche (tCO2/ha)		
2021: letzte Berichterstattung 16.04.21	2018 Bericht-erstattung 2020	2018 Bericht-erstattung 2020	2019 Bericht-erstattung 2021	2018 Bericht-erstattung 2020	2018 Bericht-erstattung 2020	2019 Bericht-erstattung 2021	2018 Bericht-erstattung 2020	2018 Bericht-erstattung 2020	2019 Bericht-erstattung 2021	2018 Bericht-erstattung 2020	2018 Bericht-erstattung 2020	2019 Bericht-erstattung 2021	2018 Bericht-erstattung 2020	2018 Bericht-erstattung 2020	2019 Bericht-erstattung 2021
Deutschland	31.97	3.78	3.78	0.81	0.00	0.00	1.72	1.72	1.72	1.80	0.99	1.21	-9.42	-9.50	-9.50
Frankreich	5.39	5.39	5.32	0.33	0.33	0.33	1.58	1.58	1.58	3.81	3.81	3.89	NA	NA	NA
Belgien	3.34	6.56	6.75	0.07	0.07	0.07	0.26	0.26	0.29	7.52	7.52	7.66	NA	NA	NA
Polen	3.85	2.02	1.94	NA	NA	NA	NA	NA	NA	1.06	1.36	1.36	-2.49	-2.49	-2.49
Österreich	4.44	4.44	4.40	0.07	0.07	0.07	5.06	5.06	5.10	4.40	4.40	4.40	NA	NA	NA

Impressum

Herausgeber:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren:

Öko-Institut e.V.
Judith Reise
Dr. Klaus Hennenberg
Dr. Hannes Böttcher
Anke Benndorf

Stand:
10/2021

Bitte zitieren als:
Öko-Institut e.V. (2021). Natürliche Senken – Die Potenziale natürlicher Ökosysteme zur Vermeidung von THG-Emissionen und Speicherung von Kohlenstoff. Modellierung des LULUCF-Sektors sowie Analyse natürlicher Senken. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Fraunhofer ISE | dena Deutsche Energie-Agentur

Kurzgutachten zur
dena-LEITSTUDIE AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT

Innovative Energietechnologien

Analyse ausgewählter innovativer Technologien zur Energieerzeugung, -umwandlung und -speicherung

Inhalt

1 Einleitung und Übersicht 6

2 Photovoltaik 8

2.1 PV-Technologien 8

2.2 Integrierte PV-Anwendungen 9

2.3 Kosten der PV 10

3 Technische Potenziale für Integrierte PV 12

3.1 Agri-Photovoltaik 12

3.2 Schwimmende Photovoltaik (FPV) 13

3.3 Bauwerkintegrierte PV (BIPV) 13

3.4 Urbane PV (UPV) 15

3.5 PV in Verkehrswegen (RIPV) 16

3.6 Fahrzeugintegrierte PV (VIPV) 17

3.7 Renaturierung: Solar-Biotope und Solar-Moore 19

3.8 Übersicht 20

4 Tiefengeothermie 21

4.1 Analyse und Entwicklungstrends 21

4.2 Quantitative Zubaupotenziale 24

5 Wasserstofffähige Großkraftwerke 26

5.1 Analyse und Entwicklungstrends 26

5.2 Quantitatives Zubaupotenzial 27

6 Festkörperbatterie 29

6.1 Analyse und Entwicklungstrends 29

6.2 Quantitatives Zubaupotenzial 31

7 Carnot-Batterie (Hochtemperaturspeicher) 32

7.1 Analyse und Entwicklungstrends 32

7.2 Quantitatives Zubaupotenzial 34

8 Großwärmepumpen 37

8.1 Analyse und Entwicklungstrends 37

8.2 Quantitatives Zubaupotenzial 39

9 Exkurs: Handlungsempfehlungen für die weitere Marktentwicklung einer Auswahl von Technologien 41

9.1 Agri-Photovoltaik 41

9.2 Bauwerkintegrierte PV (BIPV) 42

9.3 Festkörperbatterie 43

Abbildungsverzeichnis 45

Tabellenverzeichnis 46

Literaturverzeichnis 47

Anhang 53

Vorwort durch die Deutsche Energie-Agentur (dena)

Das Ziel der Klimaneutralität ist ambitioniert und verlangt eine grundlegende Änderung unserer Art zu wirtschaften und zu leben. Das galt schon vor der wegweisenden Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts, als Deutschland sich noch das Ziel Klimaneutralität bis 2050 gesetzt hat. Richtigerweise müssen wir nun angesichts der verschärften Zielvorgabe „Klimaneutralität 2045" das Tempo erhöhen und bereits 2030 eine 65-prozentige Emissionsreduktion gegenüber 1990 erreichen. Dies ist insofern entscheidend, da der Treibhauseffekt eben durch kumulierte Treibhausgasemissionen verursacht wird. Je früher wir Emissionen reduzieren, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass wir die Pariser Klimaziele erreichen und die Erderwärmung auf ein Minimum begrenzen. Vielen geht das nicht weit genug und es wird gefordert, die Ziele weiter zu verschärfen, Klimaneutralität noch früher zu erreichen und noch ambitionierter zu sein.

In der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität wird deutlich, dass die Ziele in manchen Sektoren einen so grundlegenden Einschnitt bedeuten, dass eine weitere Beschleunigung einzelnen Akteuren als kaum machbar scheint, jedenfalls nicht mit bestehendem Instrumentarium. Zudem rechnet die Internationale Energieagentur (IEA) damit, dass etwa die Hälfte der Technologien, die uns die letzten Schritte zur Klimaneutralität bringen, heute noch nicht marktreif oder noch gar nicht bekannt sind (IEA 2021). Wir haben daher das Fraunhofer ISE beauftragt, eine Reihe von innovativen Technologien zur Energieerzeugung, -umwandlung und -speicherung systematisch zu analysieren, deren Technologiereife und Potenziale einzuschätzen und Empfehlungen abzugeben, wie diese skaliert werden können.

Dieses Gutachten soll uns einen Einblick geben, welche Technologien das Potenzial haben, zum Erfolg der Energiewende und zum Ziel der Klimaneutralität beizutragen und mit welchen Technologien wir diese Transformation zusätzlich beschleunigen können. Uns war dabei wichtig, sowohl Erzeugungs- als auch Speichertechnologien in den Blick zu nehmen und im Sinne der integrierten Energiewende die Innovationspotenziale in den Verbrauchssektoren zu beleuchten. Ein großes Verdienst des vorliegenden Kurzgutachtens ist es zudem, Einschätzungen zur möglichen Kostendegression einer kritischen Prüfung unterzogen zu haben.

Es zeigt sich, dass einige Technologien wie etwa die fahrzeugintegrierte Photovoltaik und die Verkehrsflächen-PV hinsichtlich ihres Reifegrades und der Kostenentwicklung der Zelltechnologien schon so weit vorangeschritten sind, dass ihre Nutzung bereits in der aktuellen Dekade zu einer realistischen Option wird. Andere Technologien und Anwendungen haben bislang erst den Beweis ihrer Anwendungstauglichkeit und betriebswirtschaftlichen Sinnhaftigkeit erbracht. Hier macht die Studie Vorschläge, mit welchen Maßnahmen den innovativen Technologien und Anwendungen auf ihrem Weg zur Massenmarktfähigkeit Unterstützung gegeben werden kann.

Uns hat der Blick auf die identifizierten Innovationen und ihre mögliche Entwicklung neuen Schwung gegeben und „Lust auf Mehr" gemacht. Denn wir konnten natürlich keine abschließende Liste vorlegen. Die vorliegende Studie ist deshalb Auftakt für eine noch intensivere Befassung mit innovativen Technologien, Anwendungen und Prozessen im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität und darüber hinaus.

Das ab hier folgende Kurzgutachten wurde durch das Fraunhofer ISE als beauftragten Gutachter erstellt. Die redaktionelle und inhaltliche Verantwortung liegt allein beim Fraunhofer ISE.

1 Einleitung und Übersicht

Unter innovativen Energietechnologien versteht dieser Bericht eine Auswahl von Energietechnologien, die bisher noch eine untergeordnete Rolle im deutschen Energiesystem spielen, sich aber in den kommenden Jahren aufgrund technologischer Entwicklung aus heutiger Nischenanwendung in den Massenmarkt oder als Standardtechnologie entwickeln können. In einem gemeinsamen Auswahlprozess zwischen der dena und dem Fraunhofer ISE wurden solche Technologien ausgewählt, die sich in einem positiven Entwicklungsstadium befinden und in einem Zeitraum zwischen 2025 und 2030 zu einer umfangreichen Markteinführung oder Anwendung im Energiesystem kommen können. Bei der Auswahl wurde beachtet, dass jeweils Technologien in den einzelnen Bereichen Umwandlung, Speicherung und Endanwendung ausgewählt wurden. Folgende Technologien wurden herangezogen:

- Integrative Photovoltaik
  - Agri-Photovoltaik (PV)
  - Schwimmende PV
  - Gebäudeintegrierte PV
  - Fahrzeugintegrierte PV
  - Verkehrswege-PV
- Tiefengeothermie zur Nutzung von Strom und/oder Wärme
- Wasserstofffähige Großkraftwerke
- Carnot-Batterie
- Festkörperbatterie
- Großwärmepumpen

Ziel war es, für jede Technologie eine aktuelle technologische Zustandsbeschreibung, heutige Einsatzgebiete, den derzeitigen Forschungsstand und die Anwendungsgebiete sowie Potenzial- und Kostenentwicklungen darzustellen. Für jede Technologie wurde abschließend auch ein quantitatives Entwicklungs- bzw. ein Zubaupotenzial für Deutschland bestimmt. In dieser Kurzstudie wird das **technische Potenzial** betrachtet, bei dessen Abschätzung grundlegende technische Einschränkungen des theoretischen Flächenpotenzials berücksichtigt wurden (Abbildung 1). Es handelt sich um grobe Abschätzungen, weil sich manche Technologien noch in der Entwicklung befinden und deshalb nicht genau beschrieben werden können und weil mit der Integration in bestimmte Anwendungen noch wenig Erfahrung vorliegt. Nur ein Teil des technischen Potenzials lässt sich wirtschaftlich-praktisch erschließen, abhängig vom Erfolg der jeweiligen Produktentwicklungen bezüglich Stromertrag, Kosten, Erscheinungsbild und Synergieeffekten sowie von verschiedenen infrastrukturellen und gesetzlichen Rahmenbedingungen bis hin zu Akzeptanzfragen.

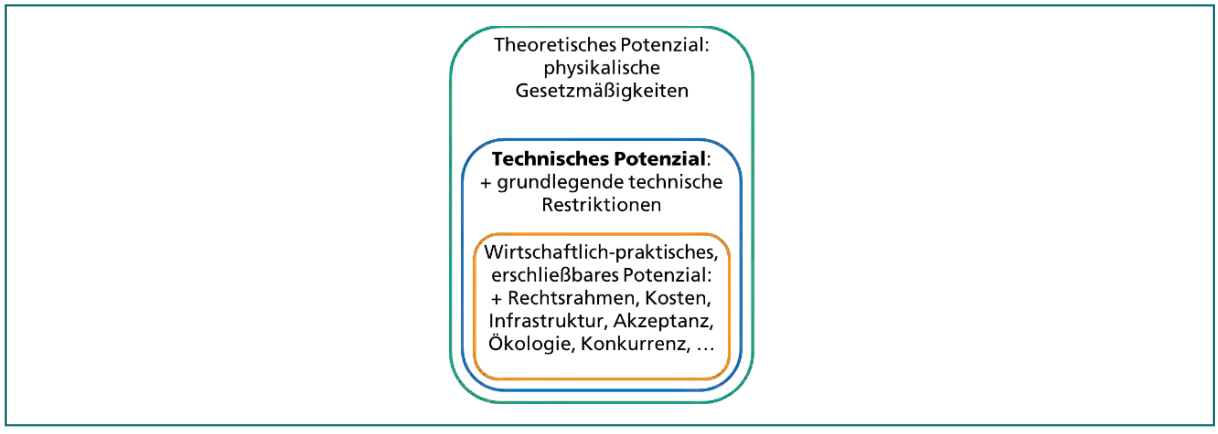


Abbildung 1 Begriffsklärung zu Potenzialen

Zusammenfassend lassen sich folgende Punkte in der Bewertung über alle Technologien festhalten:

- Die Technologien unterscheiden sich in eine Gruppe mit begrenztem Anwendungspotenzial und in eine Gruppe mit unbegrenztem Anwendungspotenzial. Das bedeutet, dass sich für Technologien wie Photovoltaik und Tiefengeothermie geografisch beschränkte Potenziale ergeben, wohingegen andere Technologien eher über ihren Anwendungsbereich (von der Nachfrageseite) bestimmt werden, z. B. Großwärmepumpen.
- Alle Technologien befinden sich im Entwicklungsstadium zur Markteinführung
- Für fast alle Technologien existieren Prototypen, Demonstratoren bzw. fertige Produkte
- Ein Massenmarkt wird für fast alle Technologien ab 2025/2030 erwartet
- Jedoch bestehen noch erhebliche Risiken/Unsicherheiten, insbesondere zu Einsatzgebieten und Kosten

Das Potenzial der Technologien lässt sich für das deutsche Energiesystem über eine modellhafte Abbildung des Energiesystems berechnen, wenn die Technologien detailliert abgebildet sind. Durch ihre derzeit geringe Marktpenetration sind die betrachteten Technologien jedoch meistens nur unvollständig in vorhandenen Energiesystemmodellen hinterlegt, wodurch potenzielle Rollen in einem zukünftigen Energiesystem mit hohen Unsicherheiten belegt sind. Es wird empfohlen, die systemischen Effekte und Interaktionen in Rechnungen mit Energiesystemmodellen genauer zu quantifizieren.

2 Photovoltaik

2.1 PV-Technologien

Die aktuell dominanten PV-Technologien basieren auf Si-Wafern (Marktanteil lag in 2020 ca. 95 Prozent) und (Si-)PERC[1]-Zelltechnologie (Anteil ca. 75 Prozent am Gesamtmarkt), mit stark wachsendem Segment der bifazialen Produkte (Marktanteil ca. 40 Prozent). Mit zunehmender Sättigung der Entwicklung für PERC-Technologien in Richtung steigender Wirkungsgrade und sinkender Stromgestehungskosten wird ein Wachstum für TOPCon- und Heterojunction-Technologien (HJT) erwartet, die aktuell zusammen auf ca. 5 Prozent Marktanteil kommen. Beide Technologien zielen auf eine Wirkungsgradsteigerung durch Materialverbesserung bzw. zusätzliche Dünnschichtsolarzelle. Die restlichen ca. 15 Prozent entfallen auf die etwas ältere Al-BSF-Technologie.

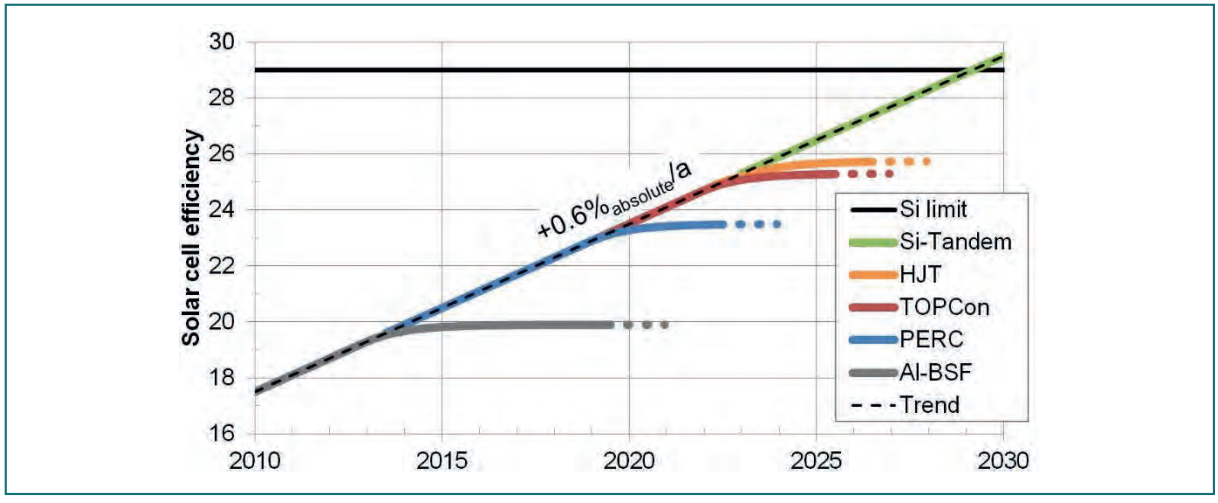


Abbildung 2 Qualitative Roadmap für Zelleffizienzen nach Technologie

Dünnschichttechnologien, in der Vergangenheit vor allem amorphes und mikrokristallines Silizium (aSi/µSi), Kupfer – Indium – Gallium – Diselenid (CIGS) sowie Cadmiumtellurid (CdTe), lassen aufgrund ihrer Inline-Produktionsprozesse geringere Kosten pro Modulfläche erwarten. Sie konnten jedoch aufgrund der geringeren Wirkungsgrade, größeren Unsicherheiten bei der Degradation und der damit verbundenen höheren Stromgestehungskosten ihre Marktanteile bisher nicht erweitern. Spürbaren Erfolg hatte die Firma First Solar mit ihrem CdTe-Produkt in Freiflächenanlagen.

Nach einer stürmischen Entwicklung ab dem Jahr 2015 wurden mit Perowskit-Solarzellen im Labor bereits Wirkungsgrade von über 25 Prozent demonstriert (Green et al. 2021). Die Perowskit-Technologie könnte mittel- bis langfristig substanzielle Marktanteile gewinnen, wenn es gelingt, großflächige Produkte mit einer Gebrauchsdauer von 25 bis 30 Jahren zu entwickeln und offene Fragen zu klären, die mit dem Einsatz löslicher Bleiverbindungen einhergehen. Erfahrungen aus früheren Technologiezyklen zeigen, dass ein Transfer aus dem Labor in die Produktion und die Skalierung der Produktion hin zu substanziellen Marktanteilen 5–10 Jahre dauern können.

[1] PERC – Passivated Emitter and Rear Cell (Zelle mit passivierter Emissionselektrode und Rückseite)

Mit zunehmender Annäherung an die theoretische Effizienzgrenze von Si-basierten Solarzellen bei 29 Prozent steigt das Interesse an Mehrfach-, insbesondere an Tandem-Solarzellen. Perowskit-Si-Tandemsolarzellen stehen kurz vor der Markteinführung, im Labor wurde ein Rekordwirkungsgrad von 29,5 Prozent erreicht. Sowohl Pero/Si- als auch III-V/Si-Tandemsolarzellen haben ein industrielles Wirkungsgradpotenzial von über 30 Prozent. Letztere haben im Labor bereits Wirkungsgrade von 35,9 Prozent erzielt.

Basierend auf der Markterfahrung der letzten 15 Jahre erwarten wir bei kommerziellen Modulen eine Zunahme des mittleren Wirkungsgrades von ca. 0,3 Prozent/a. Ausgehend von knapp 20 Prozent im Jahr 2021 nehmen wir auf dieser Basis mittlere Wirkungsgrade von 23 Prozent für 2030 und von 30 Prozent für 2050 an. Diese Zahlen gelten für neu zu installierende Module des jeweiligen Jahrgangs. Der aktive Modulbestand des gleichen Jahrgangs wird im Wirkungsgrad aufgrund von Hystereseeffekten (25–30 Jahren Modullebensdauer) um einige Prozentpunkte tiefer liegen. Diese Hysterese wird in der weiteren Betrachtung vernachlässigt. Es zeichnet sich ab, dass für alle Anwendungen mit aufgeständerten Modulen (beispielsweise Freiflächenanlagen, Flachdachanlagen, Agri-PV) bifaziale Module den Markt zunehmend beherrschen werden.

2.2 Integrierte PV-Anwendungen

Der bisherige Ausbau von PV in Deutschland erfolgte weitgehend in Aufdachmontage und in der Freifläche. Im Zuge des hohen Ausbaubedarfs für die Vollendung der Energiewende zeichnen sich jedoch Konflikte bezüglich Flächenkonkurrenz und Akzeptanz ab.

Integrierte Photovoltaik ermöglicht einen massiven, weitgehend flächenneutralen und damit akzeptanzförderlichen Ausbau der Photovoltaik-Erzeugungsleistung in Deutschland. Mit einer Integration von Solarzellen in die Hülle von Gebäuden und Fahrzeugen, in bzw.- über Verkehrswegen, über Agrarflächen, versiegelte Siedlungsflächen und geflutete Tagebaue können riesige Flächen doppelt genutzt werden (Abbildung 3). In den Hüllen von Objekten bleibt integrierte Photovoltaik weitgehend unsichtbar. Zusätzlich schafft die Aktivierung dieser Flächen vielfältige Synergien, je nach Anwendung zählen dazu verschiedene Schutzfunktionen, Ressourceneffizienz durch Materialeinsparungen und eine verbrauchsnahe, dezentrale Stromproduktion.

Abbildung 3 Technologien der Integrierten Photovoltaik

2.3 Kosten der PV

In den vergangenen Jahrzehnten hat die Photovoltaik eine atemberaubende Kostendegression durchlaufen. Besonders markant war die Entwicklung der spezifischen Preise für Module in EUR/W_P, mit einer mittleren Reduktion um 25 Prozent bei Verdopplung des Produktionsvolumens. Diese Entwicklung führte in den letzten 20 Jahren zu einer Preisreduktion um 95 Prozent. Treiber der Kostendegression waren die Senkung der Produktionsstückkosten für Zellen und Module sowie die Steigerungen im Wirkungsgrad der Produkte.

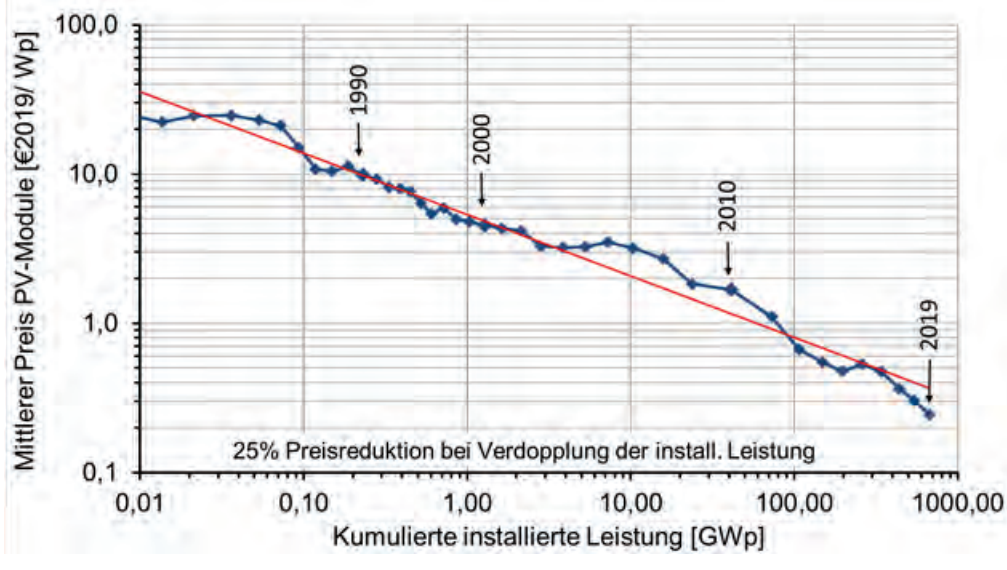


Abbildung 4 Historische Entwicklung der Preise für PV-Module (PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting/EuPD). Die Gerade zeigt den Trend der Preisentwicklung.

Experten erwarten eine Fortsetzung der Preislernkurve für PV-Module, gekoppelt an weiter steigende Produktionsvolumina. In Verbindung mit Kostenreduktionen in anderen Teilen der Wertschöpfungskette wird allgemein mit weiter sinkenden Investitionskosten für PV-Kraftwerke aller Größenklassen gerechnet. Tabelle 1 zeigt eine Abschätzung des Fraunhofer ISE zur Entwicklung der Investitionskosten in EUR/KW_P für PV-Kraftwerke nach Größenklassen auf Basis von aktuellen Marktdaten und bisherigen Preisentwicklungen. Die European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics (ETIP PV) geht auf Basis einer Preislernrate von 25 Prozent und einer mittleren jährlichen Wirkungsgradsteigerung von 0,4 Prozentpunkten von noch stärkeren Preisreduktionen aus (European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics (ETIP PV) 2020).

in EUR/KW	2021	2030	2040	2050
PV-Dach <30 kW	1.000–1.600	820–1.300	730–1.200	600–1.100
PV-Dach >30 kW	700–1.200	500–1.000	400–900	350–800
Freifläche >1 MW	500–800	350–600	300–500	250–400

Tabelle 1 Annahmen zur Entwicklung der Investitionskosten in EUR/WP für PV-Kraftwerke nach Größenklassen

3 Technische Potenziale für Integrierte PV

3.1 Agri-Photovoltaik

Agri-Photovoltaik (Agri-PV, APV) bezeichnet die kombinierte Nutzung derselben Landfläche für landwirtschaftliche Produktion und PV-Stromproduktion. Hoch aufgeständerte Konstruktionen (lichte Höhe mindestens 2,10 m, Kategorie I gemäß DIN SPEC 91434 „Agri-Photovoltaik-Anlagen – Anforderungen an die landwirtschaftliche Hauptnutzung“) erlauben einen Anbau unter den Modulen. Sie ermöglichen eine gleichmäßige Einstrahlungsverteilung und erhöhen die Klimaresilienz der Agrarproduktion, indem sie Sonneneinstrahlung und Verdunstung reduzieren. Daten des DWD untermauern die zunehmende Einstrahlung und Trockenheit. Sie zeigen für Deutschland auf Basis der Jahre 1991–2020 einen linearen Trend der Jahressumme der globalen horizontalen Einstrahlung von +0,3 Prozent/a und der Niederschlagsmenge von –0,4 Prozent/a. Hoch aufgeständerte Konstruktionen können auch vor Extremwetterereignissen, wie z. B. Hagel, schützen.

Bodennahe APV-Konstruktionen (Kategorie II gemäß DIN SPEC 91434) ermöglichen den Pflanzenanbau zwischen Modulreihen, jedoch nicht unterhalb der Module. Mit ihren großen Reihenabständen nehmen sie wenig Einfluss auf Pflanzenwachstum und Bodenzustand zwischen den Reihen.

Weltweit wurden bereits ca. 3 GW an APV-Anlagen errichtet. In Deutschland gibt es einige wenige Anlagen, darunter die erste wissenschaftlich untersuchte Pilotanlage in der Hofgemeinschaft Heggelbach am Bodensee (Fraunhofer ISE 2020). Je nach Anwendung werden in APV-Anlagen entweder marktgängige, bifaziale Modultypen oder angepasste Produktdesigns mit vergrößerten Zellabständen und verkleinerten Formaten eingesetzt. Sowohl feste Unterkonstruktionen als auch Nachführsysteme kommen zum Einsatz.

Als **technisches Potenzial** wird jener Teil der landwirtschaftlich genutzten Fläche Deutschlands betrachtet, der grundsätzlich für den Einsatz hoch aufgeständerter APV geeignet erscheint. Dauerkulturen wie Obstbau und Weinbau werden zu 100 Prozent gezählt. Flächen für den Maisanbau und Dauergrünland werden vollständig ausgeschlossen. Bei den restlichen Kulturen stehen systematische wissenschaftliche Untersuchungen zur Toleranz partieller Verschattung noch aus. Auf Basis vorliegender Erfahrungen wurde der Anteil der verbliebenen Anbauflächen mit schattentoleranten Kulturen konservativ mit 33 Prozent abgeschätzt. Unter diesen Annahmen wurde eine Fläche von 29.000 km^2 als technisches Potenzial berechnet. Bei einer Belegungsdichte von 0,6 MW/ha für hoch aufgeständerte Anlagen ergibt sich ein technisches Leistungspotenzial von ca. **1.700 GW_P**.

Bodennahe APV-Anlagen erreichen abhängig vom Reihenabstand geringere Belegungsdichten, in der Größenordnung von 0,25 bis 0,3 MW/ha, und damit auch eine geringere Landnutzungseffizienz. Im Gegenzug eignen sie sich grundsätzlich auch für Dauergrünland und weniger schattentolerante Kulturen.

Der **spezifische elektrische Ertrag** von Agri-PV-Systemen hängt ab von der jährlichen Globalstrahlungssumme, der Modulausrichtung (feste Orientierung und Neigung oder Nachführung), vom Modultyp (mono- vs. bifazial), von der Montagehöhe (bessere Kühlung erhöht den Wirkungsgrad im Betrieb) und eventuell der Verschmutzung. Auf Basis von Erfahrungsdaten, u. a. aus der Pilotanlage Heggelbach, schätzen wir einen spezifischen Ertrag von ca. **1.000 kWh/(kW_P · a)** als Mittelwert für Deutschland ab.

Gebremst wird der Ausbau der hoch aufgeständerten Anlagen durch die erhöhten Investitionskosten, die auch die Stromgestehungskosten um mehrere EURct/kWh anheben, sowie durch mangelnde Erfahrung mit

der Schattentoleranz verschiedener Kulturen. Auf Basis erster Kostenrechnungen werden für APV-Anlagen der Kategorie I LCOE im Bereich von 7 bis 13 ct/kWh geschätzt, insbesondere abhängig von der kulturbedingten notwendigen lichten Höhe zwischen 2,1 und ca. 5 m sowie von der Ausführung der Unterkonstruktion. Für 2030 ist bei massiv steigenden Ausbaumengen mit substanziellen Preislerneffekten zu rechnen, ähnlich der Preislernkurve von gewöhnlichen PV-FFA (Abschnitt 2.3). Bodennahe Anlagen (Kat. II) bieten schon heute Stromgestehungskosten nahe an gewöhnlichen PV-FFA. Regulatorische Hürden für Agri-Photovoltaik werden in Abschnitt 9.1 angesprochen.

3.2 Schwimmende Photovoltaik (FPV)

Schwimmende Photovoltaik (Floating PV) bezeichnet PV-Kraftwerke, deren Module auf Schwimmkörpern auf einem Gewässer montiert sind. Abhängig vom Anlagendesign kann die kühlende Wirkung der Wasseroberfläche zu etwas höheren Stromerträgen als an Land führen. Infolge der teilweisen Verschattung wird das Gewässer weniger stark durch die Sonneneinstrahlung erwärmt, was seine Klimaresilienz verbessert.

Weltweit wurden bereits ca. 2 GW an FPV-Anlagen errichtet (World Bank Group, Solar Energy Research Institute of Singapore 2019), in Deutschland gibt es einige wenige, kleine Anlagen auf Baggerseen, in Summe ca. 3 MW. Für FPV werden marktgängige Modultypen eingesetzt, allerdings wird verstärkt darauf geachtet, dass deren Materialien eine erhöhte Zuverlässigkeit in feuchter Umgebung aufweisen.

Die für das **technische Potenzial** betrachteten Flächen umfassen künstliche Seen größer ein Hektar inklusive ehemaliger Braunkohletagebaue (Februar 2020). Nach einem Abzug von 10 Prozent für nicht nutzbare Gewässerrandzonen verbleiben ca. 73.100 ha als technisches Flächenpotenzial. Eine rechnerisch gleichmäßige Belegungsdichte von 0,6 MW/ha führt zu einem technischen Leistungspotenzial von ca. **44 GW_p**. In der Praxis werden schwimmende PV-Kraftwerke zwar mit höheren Belegungsdichten, allerdings nur auf Teilflächen der Seen errichtet. Der mittlere **spezifische elektrische Ertrag** wird für südausgerichtete Module bei knapp **1.000 kWh/(kW_P · a)** angenommen.

Die **Stromgestehungskosten** liegen derzeit nach Expertenschätzungen etwa 10–15 Prozent über den Werten, die von PV-FFA erzielt werden. Für 2030 ist bei massiv steigenden Ausbaumengen mit Preislerneffekten zu rechnen, die Mehrkosten könnten damit auf ca. 5–10 Prozent sinken. Aufgrund dieser Mehrkosten und des nicht zulässigen Eigenverbrauchs in den PV-Ausschreibungen kann FPV in den offenen PV-Ausschreibungen nach EEG 2021 nicht mit PV-FFA konkurrieren. In der Folge blieben die wenigen realisierten FPV-Anlagen bisher knapp unter der Grenze zur Ausschreibungspflicht (750 kW) und nutzen dafür die Möglichkeit, einen Teil des erzeugten Stroms selbst zu verbrauchen. Das EEG 2021 sieht erstmals ein besonderes Ausschreibungssegment auch für schwimmende PV vor (Bundesrat). Aufgrund geringer Erfahrung bezüglich ökologischer Effekte müssen FPV-Projekte komplexe naturschutzrechtliche Genehmigungsverfahren durchlaufen.

3.3 Bauwerkintegrierte PV (BIPV)

Mit der Integration von Photovoltaik-Modulen in die Gebäudehülle (**Bauwerkintegrierte Photovoltaik, BIPV**) werden bauliche Strukturen zusätzlich für eine verbrauchsnahe Stromproduktion genutzt. Bei der BIPV zählen nicht nur möglichst hohe Stromerträge. Die architektonische Gestaltbarkeit ist für Planer und Architekten wichtig. Ein ansprechendes Design erhöht die Akzeptanz seitens der Nutzer und Betrachter. PV-

Module übernehmen bei der Gebäudeintegration mindestens eine weitere Funktion der Gebäudehülle. Durch die Doppelfunktion der BIPV und die damit verbundene Einsparung an Baumaterial lassen sich perspektivisch auch Kostensenkungen erwarten. Im Unterschied zur BIPV wird bauwerkapplizierte Photovoltaik (BAPV) ergänzend an der Außenhülle, insbesondere auf dem Dach eines Bauwerks installiert, was zu einem höheren Materialeinsatz führt.

Eine wachsende Auswahl von Produkten für die Integration von PV in Dächern und Fassaden ist seit vielen Jahren verfügbar, beispielsweise als Solardachziegel, als homogen schwarze Module in flexiblen Formaten für Kaltfassaden oder als PV-Isoliergläser mit teiltransparenten Abschnitten. Spezielle Farbschichten, die eine homogene Ansicht mit einer sehr hohen Transmission der Solarstrahlung verbinden, befinden sich aktuell in der Entwicklung.

Das größte Flächenpotenzial für BIPV bilden Dächer und Fassaden von Wohn- und Nichtwohngebäuden. Das **theoretische Flächenpotenzial** für die BIPV-Nutzung entspricht der Hüllfläche des Gebäudebestands und ist aufgrund von Bautätigkeit über die Zeit grundsätzlich veränderlich. Da die Änderungen in Deutschland recht gering sind, wird vereinfachend davon ausgegangen, dass sich Neu- und Rückbau zukünftig ausgleichen und auch die Struktur des Gebäudebestands unverändert bleibt. Für den deutschen Gebäudebestand wird ein theoretisches Dachflächenpotenzial von ca. 6.100 km^2 sowie ein Fassadenflächenpotenzial von ca. 12.400 km^2 abgeschätzt (Corti, P., Bonomo, P., Frontini, F., Macé, P. & Bosch, E. 2020). Zu beachten ist, dass der Studie ein Datensatz im Detaillierungsgrad LoD1 (LoD = Level of Detail) zugrunde liegt. Das LoD1-Modell vernachlässigt die genaue Dachform und geht von Flachdächern aus.

Das **technische Flächenpotenzial** lässt sich aus dem theoretischen Flächenpotenzial ableiten, indem für BIPV nicht nutzbare Flächen ausgeschlossen werden. Bei den Dachflächen sind dies vor allem durch Aufbauten belegte sowie verschattete Bereiche. Bei den Fassaden wirken sich Ausschnitte wie Fenster und Türen potenzialmindernd aus. Auch Auskragungen wie Dachüberstände, Balkone oder Erker mindern die nutzbare Fläche durch Zerklüftung und Verschattung. Neben der genannten Verschattung durch eigene Strukturen hat die Umgebung in Form von Gelände, Nachbargebäuden und Vegetation einen großen Einfluss auf die lokale Einstrahlungssituation. Der Anteil der nicht belegbaren Flächen für Dächer wird mit 40 Prozent und für Fassaden mit 30 Prozent abgeschätzt. Der Verschattungseinfluss sorgt für weitere Einbußen in Höhe von 13 Prozent bei Dächern und 71 Prozent bei Fassaden. Außerdem muss sowohl für Dach- als auch Fassadenflächen bedacht werden, dass sich Potenzialflächen in der Regel nicht komplett mit BIPV-Modulen belegen lassen. Hierfür wird ein pauschaler Minderungsfaktor von 0,88 angesetzt. Vom theoretischen Potenzial verbleibt so ein technisches Potenzial in Form von **nutzbarer BIPV-Modulfläche** in Höhe von 2.800 km^2 an Dachflächen und 2.200 km^2 an Fassadenflächen. Diese Flächen stellen das Maximum dessen dar, was sich technisch nutzen ließe. Um sie bis 2030 zu erschließen, wären Sanierungs- und Neubauraten weit jenseits der aktuellen Werte von jeweils jährlich 1 Prozent des Gebäudebestands erforderlich. Über eine gezielte Förderung lassen sich diese Raten steigern. PV-Anlagen in Aufdachmontage ermöglichen höhere Zubauraten, weil sie nur teilweise an Sanierungseingriffe gebunden sind.

Unter Ansatz des in Abschnitt 2.1 genannten elektrischen Modulwirkungsgrads resultieren aus dem Flächenpotenzial für das Jahr 2021 **installierbare Leistungen** von 560 GW_p auf Dach- und 440 GW_p auf Fassadenflächen. Von der bis Ende 2020 installierten PV-Leistung in Deutschland wurden etwa 70 Prozent auf Dächern errichtet, damit wurden erst knapp 40 GW des technischen Potenzials realisiert. Für 2030 und 2050 führen die Wirkungsgradsteigerungen zu einer höheren Flächeneffizienz und damit höheren installierbaren Leistungen.

Bei einem Systemwirkungsgrad (Performance Ratio) von 75 Prozent und Jahressummen an solarer Einstrahlung von 1.088 kWh/a in der Horizontalen sowie 650 kWh/a in der Senkrechten ergeben sich **spezifische Jahresstromerträge** von rund 820 kWh/(kW_p · a) bzw. 490 kWh/(kW_p · a). Die Ergebnisse sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

Zu den Investitionskosten von BIPV-Anlagen sind noch keine pauschalen Aussagen möglich, sie weisen eine große Spannbreite auf (vgl. Kuhn, T. E., Erban, C., Heinrich, M., Eisenlohr, J., Ensslen, F. & Neuhaus, D. H. 2021). Anders als bei PV-Systemen mit Standard-PV-Modulen für die Aufdachmontage (BAPV) und Freiflächenanlagen hängen sie stark von den individuellen Gegebenheiten der Installation und speziell der Gebäudehülle ab. Aktuell ist BIPV mit einem hohen Integrationsgrad noch wenig verbreitet. Die Fertigung der Modulelemente erfolgt mit geringem Automationsgrad zu vergleichsweise hohen Kosten (Abbildung 5). Die Kosten pro installierte Leistung sind dementsprechend höher als bei Systemen mit gewöhnlichen PV-Modulen. Werden Gebäude neu errichtet oder saniert, müssen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nur die Mehrkosten der BIPV-Lösung gegenüber einer konventionellen, passiven Dacheindeckung oder Fassadenbekleidung angesetzt werden. Es besteht zudem die Erwartung, dass sich die spezifischen Kosten durch eine fortschreitende Produktionsautomatisierung, auch im Bereich kundenspezifischer Module, deutlich senken lassen.

Bestehende regulatorische Hürden für BIPV wirken sich ebenfalls auf Umsetzungsaufwand und Kosten aus. Sie werden in Abschnitt 9.2 diskutiert.

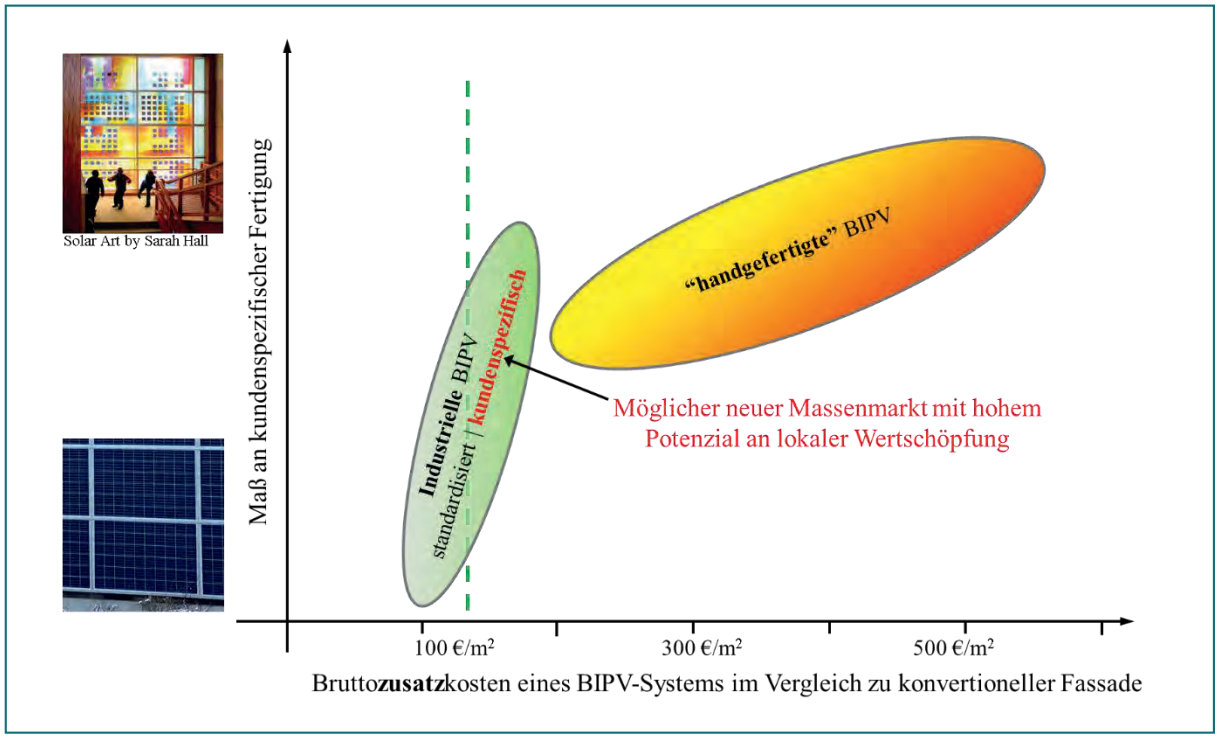


Abbildung 5 Qualitative Darstellung von BIPV-Produktsegmenten nach Individualisierung und Zusatzkosten (European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics (ETIP PV) 2020)

3.4 Urbane PV (UPV)

Viele bereits versiegelte Flächen in Siedlungsgebieten können zusätzlich für die PV-Stromproduktion genutzt werden. Eine Überdachung mit PV schützt vor Witterung, Sonneneinstrahlung und hohen Temperaturen. Für

die Überdachung werden oft gewöhnliche PV-Module aus der Massenproduktion eingesetzt, vorteilhaft sind Produkte mit lichtdurchlässigen Zellzwischenräumen. Mit besonderen Modulformaten und -farben können gestalterische Akzente gesetzt werden.

Unter den versiegelten Flächen haben besonders **Parkplätze** ein großes Flächenpotenzial. Eine Analyse von Openstreetmap-Daten aus dem Jahr 2019 ergibt eine bundesweite Gesamtzahl von mehr als 360.000 Teilflächen mit einer Gesamtfläche von ca. 47.400 ha. Bei Annahme eines Flächenbedarfs für Erschließungswege von 40 Prozent verbleibt ein **technisches Flächenpotenzial** von 284 km^2. Eine vollständige Belegung dieser Fläche führt zu einem technischen Leistungspotenzial von **59 GW_p**. Aufgrund der häufigen Abweichung von einer optimalen Südausrichtung nehmen wir für den spezifischen Ertrag ohne Berücksichtigung von Verschattungsverlusten einen mittleren Wert um **930 kWh/(kW_P · a)** an. Die Stromgestehungskosten für PV-Parkplatzüberdachungen liegen um ca. 50 Prozent höher als bei Dachanlagen gleicher Größe, bedingt durch die aufwendigere Unterkonstruktion. Dieser relative Kostenunterschied dürfte auch in Zukunft fortbestehen.

Das EEG 2021 sieht erstmals ein besonderes Ausschreibungssegment vor, das u. a. für UPV-Vorhaben auf Parkplätzen offen ist. Mehrere Bundesländer planen eine PV-Pflicht für geeignete, größere Parkplätze oder haben diese bereits eingeführt.

3.5 PV in Verkehrswegen (RIPV)

Photovoltaik kann auf verschiedene Arten in Verkehrswege (Road Integrated Photovoltaics, RIPV) integriert werden: als Überdachung, direkt in den Wegen als begeh- und befahrbarer Straßenbelag, in Randstreifen und Gleisbetten oder entlang der Wege in Lärmschutzsystemen. Im Laufe der letzten 20 Jahre wurden vereinzelt PV-Lärmschutzwände gebaut. Für die PV-Überdachung von Straßen gibt es aktuell noch keine Pilotprojekte. Spezielle PV-Produkte für die Nutzung als Straßenbelag befinden sich noch in einer frühen Entwicklungsphase.

Ca. 5 Prozent der gesamten Fläche Deutschlands sind Verkehrsflächen, wobei die größten Anteile auf Straßen (52 Prozent), Wege (37 Prozent) und Schienen (7 Prozent) entfallen. Der Straßenanteil setzt sich aus befestigten Verkehrswegen inklusive Trennstreifen, Böschungen und begleitender Fuß- und Radwege zusammen. Als Wege werden alle begehbaren und befahrbaren Flächen inklusive Rand- und Seitenstreifen verstanden.

Für die Ermittlung des **technischen Potenzials** werden die innerstädtischen Straßenflächen der Landes- und Kreisstraßen ausgeschlossen. Hier besteht ein hohes Verschattungsrisiko der Verkehrsflächen. Ein Anteil von ca. 10 Prozent der Gemeindestraßen entfällt auf Fußgänger- und Fahrradwege. Diese eignen sich potenziell zur Einbettung von begeh- und befahrbaren PV-Modulen und fließen in die Potenzialberechnung ein. Rechnerisch erstreckt sich das technische Potenzial für die horizontale Integration in befestigte Straßen (Überdachung oder Straßenbelag) somit auf **300 GW_p** (vgl. Tabelle 2).

Für den PV-Lärmschutz an Verkehrswegen lassen sich ähnliche Technologien einsetzen, daher können Straßen und Schienen für eine Potenzialermittlung gemeinsam betrachtet werden. An Bundesfernstraßen nehmen Lärmschutzwälle und -wände eine Gesamtlänge von ca. 3.600 km ein (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur 2017). Eine Studie bezifferte den Bedarf für Schienenlärmschutz abhängig von der Lärmemission (>57 dB) entlang des Streckennetzes mit 6.500 km. Das technische Potenzial wurde abgeschätzt auf Basis von 50 Prozent der Wandflächen, wobei die oberen 2 m eines Wandelements bei

Lärmschutzwänden an Straßen und der obere Meter bei Schienen berücksichtigt wurden. Das technische Potenzial für PV in Lärmschutzelementen beläuft sich damit auf ca. **3 GW_p** (vgl. Tabelle 3).

Die Art der Integration bestimmt die Investitionskosten für RIPV. Sollen etwa Lärmschutzwände mit Photovoltaik aufgerüstet oder neu errichtet werden, liegen die Kosten deutlich niedriger als für die Überdachung von z. B. Autobahnen. Eine Überdachung benötigt eine stabile und sichere Stahlunterkonstruktion für Durchfahrhöhen von mindestens 4,7 m. Auch für in den Fahrbelag integrierte, begehbare oder befahrbare Module sind erhöhte Kosten zu erwarten (Eggers, J.-B., Behnisch, M., Eisenlohr, J., Poglitsch, H., Phung, W. F., Münzinger, M., Ferrara, C. & Kuhn, T. E. 2020).

	Fläche km^2	Leistung GW_P
Bundesautobahn	290	58
Bundesstraße	340	69
Landesstraße	420	66
Kreisstraße	410	65
Gemeindestraße	1.700	34
Schiene	120	10
Summe, gerundet	**3.300**	**300**

Tabelle 2 Theoretische Flächenpotenziale und technische Leistungspotenziale für verschiedene Verkehrswege auf Basis der horizontalen Flächen

Für die Betrachtung des spezifischen Ertragspotenzials werden vier Fälle unterschieden: Überdachung von Straßen außerorts, Fahrwegintegration in Gemeindestraßen, Integration ins Gleisbett und vertikale Integration in Lärmschutzanlagen. Tabelle 3 zeigt die ermittelten Potenziale.

	Fläche km^2	Leistung GW_P	Spez. Ertrag $kWh/(kW_P \cdot a)$
Straßenüberdachung	1.300	260	920
Fahrbahnintegration	170	34	410
Gleisbettintegration	50	10	560
Lärmschutzeinrichtungen	14	3	570
Summe, gerundet	**1.500**	**300**	

Tabelle 3 Technische Potenziale für RIPV nach Integrationstechnologien

3.6 Fahrzeugintegrierte PV (VIPV)

Die fahrzeugintegrierte Photovoltaik (Vehicle integrated Photovoltaics, VIPV) bezeichnet die Integration von Photovoltaikmodulen in die Karosserie von E-Autos oder in die Dachfläche von Nutzfahrzeugen. Der an Bord

erzeugte Solarstrom reduziert den Strombezug aus dem Netz und die Häufigkeit der Ladestopps. Rechnerisch kann der Gewinn an Reichweite durch VIPV mehrere Tausend km pro Jahr betragen.

In dieser Studie sollen für die Potenzialabschätzung nur die beiden zahlenmäßig wichtigsten Kategorien der Pkw (einschließlich Wohnmobile) und Nutzfahrzeuge (Busse, Lastkraftwagen und Zugmaschinen) in Betracht gezogen werden. Grundsätzlich kommen aber alle Fahrzeugkategorien in Betracht (z. B. Pkw, Lkw, Schienenverkehr, Schiffe, Flugzeuge). Produkte für die Fahrzeugintegration befinden sich aktuell in Entwicklung, einzelne Prototypen wurden bereits gezeigt.

Die Potenzialabschätzung basiert auf aktuellen Zulassungszahlen des Kraftfahrt-Bundesamts (ca. 47,7 Mio. Pkw, 5,6 Mio. Nutzfahrzeuge (Kraftfahrt-Bundesamt 2020)) und typischen Hüllenflächen der Fahrzeuge. Für die Betrachtung wird angenommen, dass sich diese Zahlen im Zuge der anlaufenden Elektrifizierung der Antriebe nicht wesentlich verändern werden.

Zulassungsklasse	Fahrzeuge		Typische Grundflächen (alle Fahrzeugtypen)
	Pkw	Nutzfahrzeuge	
	Mio.	Mio.	m^2
bis 2,8 t	45,7	1,9	5,3
2,8–3,5 t	1,9	2,2	6,1
3,5–5 t	0,1	0,5	10,1
5–7,5 t	–	0,6	14,7
7,5–12 t	–	0,2	17,6
12–20 t	–	0,4	17,6
20–28 t	–	0,2	17,9
>20 t	–	–	33,3

Tabelle 4 Technische Potenziale für RIPV nach Integrationstechnologien

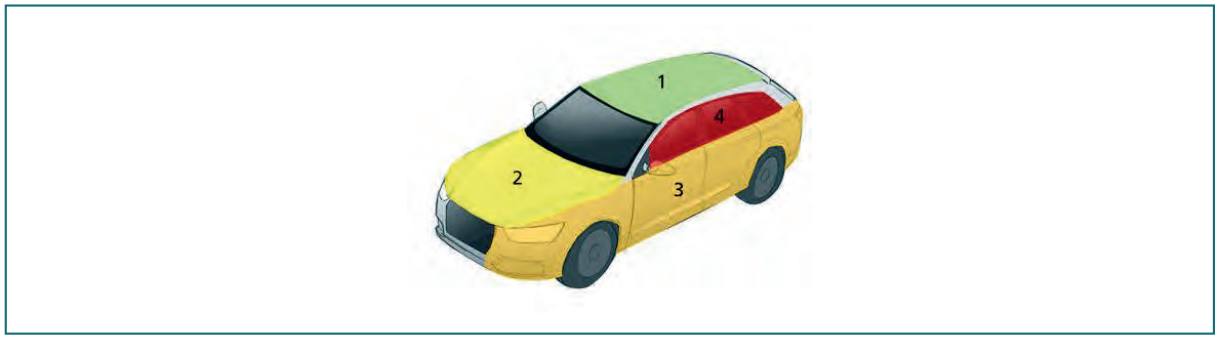


Abbildung 6 Integrationsstufen an Fahrzeugen am Beispiel von Pkw. Integrationsstufe 1 beinhaltet die Dachfläche von Fahrzeugen, Integrationsstufe 2 alle weiteren nicht transparenten horizontalen Fahrzeugflächen wie Motorhaube und Heck, Integrationsstufe 3 die nicht transparenten, vertikalen Seitenflächen von Fahrzeugen und Integrationsstufe 4 alle transparenten Flächen am Fahrzeug

Für die Abschätzung des **technischen Potenzials** werden Nutzbarkeitsfaktoren betrachtet. Bei E-Pkw kann technologisch gesehen fast die gesamte Fahrzeugflotte mit PV-Modulen ausgestattet werden. Ca. 50 Prozent der Grundfläche sind jedoch durch Fensterflächen und Geometrien für die Ausstattung mit PV-Modulen nicht nutzbar. Für die Seitenflächen wird von einem Nutzbarkeitsfaktor von 30 Prozent ausgegangen.

Bei Nutzfahrzeugen können 40 Prozent der Fahrzeugflotte als geeignet für VIPV angesetzt werden. 60 Prozent dieser Fahrzeuge verfügen über keine geeigneten Dachflächen, wie Plattformwagen, Kipper, Tankfahrzeuge und andere Lastfahrzeuge. Durch die weitestgehend rechteckige Geometrie bei den geeigneten Nutzfahrzeugen kann die Grundfläche mit einem Faktor von 80 Prozent abgeschätzt werden, für die Seitenflächen wird ein Faktor von 70 Prozent angenommen. Daraus ergibt sich insgesamt ein technisches Potenzial von ca. **55 GW_p** für alle Integrationsstufen (Tabelle 5).

In einer vorherigen Publikation wurden bei einer möglichen Massenfertigung die Herstellungskosten der PV-Module für Pkw mit ca. 0,36 EUR/W_p ermittelt. Weitere Kosten fallen für die leistungselektronische Anbindung und die Installationskosten an. Die Installationskosten sind durch den zusätzlichen Aufwand der elektrischen Anbindung aber nur geringfügig höher als die Installationskosten von regulären Fahrzeugteilen. Kosten für die Fahrzeugteile, die durch PV-Module ersetzt werden, können eingespart werden.

Die Ermittlung des potenziellen Jahresertrages berücksichtigt eine teilweise Verschattung der Fahrzeugflächen. Tabelle 5 fasst auch diese Ergebnisse zusammen.

	Fläche km²	Leistung GW_P	Spez. Ertrag kWh/(kW_P·a)	Ertrag TWh/a
Pkw Integrationsstufe 1 + 2 (Grundfläche)	130	26	470	12
Pkw Integrationsstufe 3 (Seitenfläche)	90	18	71	1,3
Summe	**220**	**44**		**13**
Lkw Integrationsstufe 1 + 2 (Grundfläche)	17	3,4	470	1,6
Lkw Integrationsstufe 3 (Seitenfläche)	36	7,3	68	0,5
Summe	**53**	**11**		**2,1**
Summe Pkw + Lkw	**273**	**55**		**16**

Tabelle 5 Technische Potenziale für VIPV bei verschiedenen Integrationsstufen an Pkw und Nutzfahrzeugen

3.7 Renaturierung: Solar-Biotope und Solar-Moore

Renaturierung bedeutet eine deutliche Änderung der Flächennutzung und wird deshalb gesondert betrachtet. Auf Flächen, die aus der intensiven Bewirtschaftung entnommen werden, können mit PV in Form von Solar-Biotopen wertvolle Habitate entstehen (Studie des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft e. V. 2019) und Moore können als natürliche Kohlenstoffsenken dauerhaft geschützt werden. Zur Erzielung hoher Biodiversität wird in Solar-Biotopen und Solar-Mooren eine reduzierte Belegungsdichte von 0,6 MW/ha angenommen. Für beide Anwendungen sind wie im Fall der Agri-PV mittlere spezifische Ertragspotenziale in der Größenordnung von **1.000 kWh/(kW_P·a)** realistisch. Bei bodennaher Aufständerung sind im Vergleich zu gewöhnlichen PV-FFA geringfügige Mehrkosten für den erzeugten Strom von wenigen Prozent zu erwarten,

bedingt durch vergrößerte Reihenabstände und leicht erhöhte Modultische (Unterkante ca. 80 cm über Boden).

Silomais wird z. B. auf einer Fläche von ca. **1 Mio. ha** angebaut und bringt einen Stromertrag von 18,7 MWh_{el}/ha. Ein Solar-Biotop würde ca. 600 MWh_{el}/ha liefern (Faktor 32). Eine Renaturierung von 1 Mio. ha durch die Einrichtung von Solar-Biotopen entspricht einem technischen Leistungspotenzial von ca. **600 GW_P**.

Die Trockenlegung von Moorflächen für die intensive landwirtschaftliche Nutzung führt zu einem dramatischen Anstieg ihrer CO_2-Emissionen. Eine Doppelnutzung in extensiver Paludikultur stellt eine Alternative dar, wobei die teilweise Beschattung durch PV-Module Schutz vor der Austrocknung von Moorflächen bietet bzw. die Wiedervernässung unterstützt. Auf Basis der heute landwirtschaftlich genutzten Moorfläche von ca. **1,1 Mio. ha** ergibt sich ein **technisches Potenzial** von ca. **660 GW_p** Nennleistung.

3.8 Übersicht

Die folgende Tabelle zeigt eine Abschätzung der technischen Potenziale der einzelnen Technologien unter Annahme verschiedener Wirkungsgrade des gesamten Modulbestands. Die Verfügbarkeit der Flächen und Technologien hängt von der Anwendung ab.

- APV, FPV und UPV: Flächenpotenziale kurzfristig erschließbar, Technologien kurz- bis mittelfristig verfügbar.
- BIPV: Flächenpotenziale erschließbar abhängig von Neubau- bzw. Sanierungsraten, bei Aufdachanlagen geringere Abhängigkeit; Technologien sind kurzfristig verfügbar.
- RIPV Straße: Für Überbauung und Lärmschutz (Nachrüstung) sind Flächenpotenziale kurzfristig erschließbar und Technologien kurz- bis mittelfristig verfügbar. Für Fahrbahnintegration werden Flächenpotenziale nur im Rahmen von Neubau- bzw. Sanierungsmaßnahmen erschließbar und Technologien mittel- bis langfristig verfügbar.
- RIPV Schiene: Für Gleisbettintegration und Lärmschutz (Nachrüstung) sind Flächenpotenziale kurzfristig erschließbar, Technologien sind kurz- bis mittelfristig verfügbar.
- VIPV: Flächenpotenziale begrenzt durch Marktanteile von Elektrofahrzeugen, Technologien mittelfristig verfügbar.

Technologie		Fläche	Spezifischer Ertrag	2021: 20%		2030: 23%		2050: 30%	
				Leistung	Ertrag	Leistung	Ertrag	Leistung	Ertrag
		km^2	kWh/(kW_P·a)	GW_P	TWh	GW_P	TWh	GW_P	TWh
APV		29.000	1.000	1.700	1.700	1.960	1.960	2.550	2.550
FPV		730	1.000	44	44	51	51	66	66
BIPV	**Dach**	6.100	820	560	460	640	520	840	680
BIPV	**Fassade**	12.400	490	440	220	510	250	660	320
UPV	**Parkplatz**	280	930	59	55	68	63	89	82
RIPV	**Straße**	1.500	870	290	250	330	290	440	380
RIPV	**Schiene**	50	560	10	6	12	6	15	8
VIPV	**PKW**	220	310	44	13	50	15	66	20
VIPV	**LKW**	50	200	11	2	12	2	16	3
Summe, gerundet		50.000		3.200	2.700	3.600	3.200	4.700	4.100

Tabelle 6 Technische Potenziale der einzelnen Technologien bei Annahme steigender Wirkungsgrade

4 Tiefengeothermie

4.1 Analyse und Entwicklungstrends

Von Tiefengeothermie wird gesprochen, wenn Erdwärme in einer Tiefe von mehr als 400 m zur Strom- oder Wärmegewinnung genutzt wird. Die nutzbaren Temperaturniveaus variieren je nach Anwendung und beginnen bei 25 °C. Zur Stromgewinnung sind Temperaturen von mindestens 120 °C erforderlich. Je nach Beschaffenheit des Bodens und des Temperaturniveaus werden verschiedene Systeme zur Gewinnung der Erdwärme eingesetzt. Es ist zu unterscheiden zwischen hydrothermalen, petrothermalen oder sondenbasierten Systemen (Bundesverband Geothermie 2021b).

Für hydrothermale Systeme bedarf es wasserführender Gesteinsschichten, in denen dieses Wasser frei zirkulieren kann, da das Thermalwasser direkt als Trägermedium der Wärme genutzt wird. Hierfür wird es über eine Bohrung an die Oberfläche gepumpt, daraufhin an einem Wärmetauscher vorbeigeführt und über eine zweite Rohrleitung wieder zurück in das Reservoir geleitet. Diese offene Systemausführung wird Dublette genannt. Bei ausreichenden Temperaturen des Thermalwassers kann in einem Heizkraftwerk über eine Dampfturbine Strom erzeugt und/oder die Wärme über einen Wärmetauscher ins Fernwärmenetz eingespeist werden. Es existieren aber auch reine Geothermie-Kraftwerke. In der Stromerzeugung werden neben traditioneller Thermalwassernutzung vermehrt auch das Organic-Rankine-Cycle (ORC) mit anderen Dampfstoffen sowie das Ammoniak-Wasserdampf basierte Kalina-Cycle Verfahren angewendet. Auf niedrigeren Temperaturniveaus kann Wärme aber auch direkt in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Durch die Notwendigkeit eines großen Wasserdepots in ausreichender Tiefe ist das Potenzial von hydrothermalen Systemen in Deutschland begrenzt. Daher entfallen nur 10 Prozent des technischen Potenzials zur Stromerzeugung mit Tiefengeothermie auf diese Nutzungsform [40].

Petrothermale Systeme benötigen keine Wasserreservoire mit frei zirkulierendem Wasser. Alle geringporigen und wenig geklüfteten Tiefengesteine mit ausreichenden Temperaturen von mehr als 150 °C sind grundsätzlich geeignet. Vor der Nutzung des Gesteins muss dieses allerdings durch hydraulische Stimulation aufgebrochen (Fracturing) oder durch chemische Stimulation aufgelöst werden. Nachdem künstlich ein Kluftsystem im Wirtsgestein geschaffen wurde, wird Wasser in einem Kreislauf über ein Dublettensystem in das Wirtsgestein eingeleitet und erwärmt, um es daraufhin an die Oberfläche zu pumpen, wo die Wärme wieder entzogen wird. Aufgrund der potenziell höheren Temperaturen des geförderten Wassers in petrothermalen Systemen sind diese besonders geeignet für die Stromerzeugung. Die geringen Anforderungen an die geothermischen Lagerstätten ermöglichen eine sehr breite Anwendung von petrothermalen Systemen. Aus diesen Gründen können 90 Prozent des technischen Potenzials der Stromerzeugung mit Tiefengeothermie über petrothermale Systeme erschlossen werden (Bundesverband Geothermie 2021b).

Geothermieanlagen auf Basis von Erdwärmesonden sind im Gegensatz zu den beiden zuvor genannten Typen geschlossene Systeme und gleichen Systemen, die auch in der oberflächennahen Geothermie eingesetzt werden. Durch die höheren Temperaturen werden allerdings keine Wärmepumpen benötigt und die Erdwärme kann direkt genutzt werden. Für Erdwärmesonden können einzelne Bohrungen vorgenommen werden. Die Sonden bestehen aus koaxialen Röhren, in denen das Wärmeträgermedium im äußeren Ring nach unten geleitet und im inneren isolierten Ring nach oben gepumpt wird. Als Wärmeträgermedium wird vor allem Wasser verwendet, möglich sind auch andere Fluide, die teilweise unter Druck gesetzt werden.

Im Gegensatz zu offenen Systemen gibt es im geschlossenen System von Erdwärmesonden keinen direkten Kontakt zwischen dem Wärmeträgermedium und dem Gestein. Somit wird ein Einfluss auf das umgebende Gestein vermieden. Das umgebende Gestein beeinflusst indes die Wärmeübertragung und somit die Ausbeute der Anlage. Allerdings ist das Risiko, bei einer Bohrung kein passendes Gestein oder ausreichende Temperaturniveaus zu finden, vernachlässigbar, was ein Vorteil gegenüber hydro- und petrothermalen Systemen ist, bei denen ein Fündigkeitsrisiko besteht (Bundesverband Geothermie 2021b).

Durch Entwicklung in den Bereichen Erkundung und Erschließung der Quellen, Verbesserung der Bohrtechnik sowie bei den Stimulationsverfahren, aber auch in der Betriebsoptimierung durch effizientere Anlagen und Einsatz von Großwärmepumpen wird langfristig eine Potenzialerweiterung angenommen. Planerisch sollen Akzeptanz- und Risikoanalysen sowie Wärmespeicherung (auch auf hohen Temperaturen) durch Demonstrationsvorhaben dazu beitragen, Risiken zu reduzieren und Stromgestehungskosten von Tiefengeothermieprojekten zu senken (Heumann und Huenges). Folgende Tabelle führt beispielhaft die Kosten eines Geothermie-Heizkraftwerks auf.

Geothermie-Heizkraftwerk (Beispiel) (Bayerische Staatsregierung 2021)	
Installierte elektrische Leistung	5 MW_{el}
Strommenge (pro Jahr)	30 Mio. kWh
Installierte thermische Leistung	4 MWth
Wärmemenge (pro Jahr)	15 Mio. kWh
Bohrtiefe	4.000 m
Temperatur Thermalwasser	130 °C
Investitionskosten	30 Mio. EUR
Verteilung der Investitionskosten **Bohrkosten** **Kraftwerk** **Planung**	Von 100 % 47–68 % 27–45 % 3–10 %
Stromgestehungskosten	Aktuell: 0,18–0,28 EUR/kWh Aus heutiger Sicht erreichbar: 0,12–0,15 EUR/kWh
Wärmegestehungskosten (ohne Wärmeverteilung)	0,01–0,06 EUR/kWh

Tabelle 7 Kosten für ein beispielhaftes Geothermie-Heizkraftwerk

Kostenreduktionspotenziale ergeben sich in der Geothermietechnik durch Lern- und Skaleneffekte sowie Anlagenverbesserung insbesondere durch Effizienzsteigerung der Tiefenpumpen und Kaskadenanwendung, mehrstufige Versorgungsverbünde und Überschusswärmeverstromung sowie Senkung der benötigten Fernwärmetemperaturnetze und den Einsatz in Kombination mit Großwärmepumpen (Heumann und Huenges).

Das **Technology Readiness Level** für tiefe Geothermie liegt zwischen 7 und 9, da die Technologie zwar bereits angewendet wird, je nach Anlagensystem aber noch Forschungsbedarf besteht.

Geeignete geothermische Lagerstätten für hydrothermale Tiefengeothermie sind in Deutschland vorrangig im Oberrheingraben, im Molassebecken in Südbayern und im Norddeutschen Becken zu finden.

Derzeit sind in Deutschland 38 Tiefengeothermie-Anlagen in Betrieb. Hiervon sind 6 Heizkraftwerke, 4 reine Kraftwerke und 28 reine Heizwerke. Die installierte Wärmeleistung entspricht rund 350 MW und die elektrische Leistung rund 47 MW. Geplant werden aktuell weitere 30 Anlagen. Die oberflächennahe Geothermie, die vor allem zum Heizen einzelner Gebäude eingesetzt wird, ist mit einer installierten thermischen Leistung von 4,4 GW bereits deutlich weiter verbreitet (Bundesverband Geothermie 2021b).

In Deutschland sind zwar geothermische Lagerstätten vorhanden, die auch die Stromerzeugung ermöglichen, allerdings ist die direkte Wärmenutzung die wichtigere Anwendung von Geothermie. Besonders in den Ballungsgebieten entlang des Rheingrabens bietet sich diese Nutzung an und wird aktiv angestrebt. Im Molassebecken in Südbayern ist ein derartiger Trend für die Region München bereits deutlich zu erkennen.

Derzeit können sich Geothermie-Heizkraftwerke vor allem über die vergleichsweise hohe EEG-Förderung für Strom aus Geothermie finanzieren. Die Einspeisevergütung liegt derzeit bei 25,2 EURct/kWh (Bundestag 2021).

In Deutschland wird im internationalen Vergleich intensiv zum Thema Geothermie geforscht. Momentan laufen mehr als 130 Forschungsprojekte. Das Bundeswirtschaftsministerium hat in 2019 94 Vorhaben mit 13,2 Mio. EUR und 24,1 Mio. EUR für 25 Projekte neu bewilligt. Ähnlich intensiv wird nur in den USA zum Thema geforscht. Forschungsschwerpunkte sind im geowissenschaftlichen Bereich vorrangig Explorationstechniken und im ingenieurwissenschaftlichen Feld Wärmegewinnungstechniken sowie die Systemintegration. Forschungsbedarf besteht allerdings auch hinsichtlich der ökologischen und sozialen Auswirkungen von Geothermiesystemen sowie deren Integration in den Energiemarkt.

Geforscht wird in Deutschland vor allem an Universitäten, wie dem KIT und der TU Freiburg, und an verschiedenen außeruniversitären staatlich geförderten Forschungseinrichtungen, wie dem Leibnitz-Institut LIAG und dem Helmholtz-Institut GFZ. Große Betreiber von Geothermieanlagen sind derzeit beispielsweise EnBW, die Stadtwerke München und Hamburg Energie. Für die Umsetzung der Projekte sind verschiedene Ingenieurbüros und Bohrfirmen aktiv (Bundesverband Geothermie 2021a).

Die hohen Explorations- und Bohrkosten sind laut der IRENA der Hauptgrund für die stockende Entwicklung der Geothermie (IRENA 2017). An den Gesamtinvestitionskosten haben sie mit 50–70 Prozent einen sehr hohen fixen Anteil. Auch die Abhängigkeit vom Bohr- und Stahlmarkt wird als Risiko eingeschätzt. Weitere Probleme stellen sich durch das Fündigkeitsriskio bei Exploration sowie Bohrungen und die starke Standortabhängigkeit. Eine fehlende Standardisierung und eine fehlende einheitliche europäische sowie deutsche Regulierung erschweren die technische Marktreife und auch der Abbau von Wärmenetzen sowie das Sinken des Wärmebedarfs durch Sanierung sind als Risiko benannt. Technische Risiken liegen auch in der Anwendung von petrothermalen Systemen und in potenziellen Erdstößen, die zu einer fehlenden gesellschaftlichen Akzeptanz aufgrund vorheriger fehlgeschlagener Projekte in Deutschland geführt haben.

Konkurrierende Technologien liegen in allen zentralen und dezentralen Wärmebereitstellungsanwendungen. So zählen in Reihenfolge der steigenden spezifischen Investitionskosten Erdgas- und Biomassekessel, Solarthermie, Kraft-Wärme-Kopplung und Großwärmepumpen zu den Alternativen.

In Abhängigkeit der Schüttung (als Massenstrom in l/s) ergeben sich heute für Tiefengeothermie bei Vollbenutzungsstunden zwischen 2.500 und 5.500 Wärmegestehungskosten zwischen 8 und 4 ct/kWh respektive bei einer Schüttung von 50 l/s und deutlich niedrigere Kosten bei höherer Schüttung zwischen 4 und 1,5 ct/kWh (Matthias Sandrock, Christian Maaß, Simona Weisleder, Hilmar Westholm, Wolfgang Schulz, Geraldine Löschan, Christina Baisch, Horst Kreuter, Dorothea Reyer, Dirk Mangold, Mathieu Riegger & Christian Köhler 2020).

4.2 Quantitative Zubaupotenziale

Das theoretische Potenzial der Stromerzeugung in Deutschland durch Tiefengeothermie könnte bei voller Potenzialauslastung ein **Maximum von 300 TWh/a erreichen** (Heumann und Huenges), für die Deckung der Grundlast ergibt sich gemäß Ausfelder et al. (Ausfelder et al. 2017) ein **vergleichbar hohes Potenzial von 260 TWh/a**. Dafür müssten Kapazitäten über 30 GW aller Tiefengeothermie-Systemvarianten ausgebaut werden.

Das technische Potenzial in Deutschland ist jedoch eingeschränkt durch die Struktur des Gesamtenergiesystems und abhängig von der Infrastruktur, da es für die Wärmeversorgung aus Tiefengeothermie geeignete Wärmenetze und Abnehmer benötigt. Für gekoppelte Strom-Wärme-Erzeugung wird das Einsatzpotenzial mit 66 TWh deutlich höher eingeschätzt. Vor allem **Fernwärme auf niedrigem Temperaturniveau** kann durch Thermalwasser versorgt werden, ohne zusätzliche Nachheizung zu benötigen. Ohne sie ergeben sich technische Stromerzeugungspotenziale von ca. 10 TWh (ITAS KIT 2003).

Die Wärmebereitstellungspotenziale sind ausgiebig in Sandrock et al. (Matthias Sandrock, Christian Maaß, Simona Weisleder, Hilmar Westholm, Wolfgang Schulz, Geraldine Löschan, Christina Baisch, Horst Kreuter, Dorothea Reyer, Dirk Mangold, Mathieu Riegger & Christian Köhler 2020) nach Systemvarianten (hydrothermale, petrothermale, petro-hydrothermale, Erdsonden-Tiefengeothermie) unterschieden. Die berechnete thermische Leistung aus dem Thermalwasser wird dabei als „Produkt der Förderrate, der Dichte und der spezifischen Wärmekapazität des Thermalwassers sowie der Differenz zwischen Fördertemperatur und Injektionstemperatur [berechnet]“. Es ergibt sich ein **technisches hydrothermales Potenzial von 39 bis 112 GWth bzw. ein realistisches Wärmepotenzial von 45 bis 118 TWh/a**, wenn Flächenabzüge in Betracht gezogen werden (Matthias Sandrock, Christian Maaß, Simona Weisleder, Hilmar Westholm, Wolfgang Schulz, Geraldine Löschan, Christina Baisch, Horst Kreuter, Dorothea Reyer, Dirk Mangold, Mathieu Riegger & Christian Köhler 2020). Auch petro-hydrothermale Systeme liegen mit 46–111 GW (60–139 TWh) gleichauf. Des Weiteren ermittelt Sandock ein petrothermales Potenzial von 86 bis 191 GW_{th} mit 99–214 TWh. Tiefe Erdsonden hätten zusätzlich ein hohes technisches Potenzial von 836 TWh bei 3.000 m Tiefe, zunehmend mit der Tiefe.

In Deutschland wurden nach Agemar et al. (Thorsten Agemar, Evelyn Suchi & Inga Moeck 2019) im Jahr 2016 1,3 TWh Energie gefördert, aus einer Trendfortschreibung ermittelte das Leibniz-Institut eine wirtschaftliche Berechnung der Potenziale in Abhängigkeit der Bohrkilometer aller Systeme. Bei voller Nutzung aller Bohrungen ergäbe sich für die Wärmeversorgung ein Zuwachs von ca. 3,48 TWh pro Jahr, woraus sich für 2050 eine maximale Gesamtfördermenge von knapp 104,5 TWh für Warmwasser und Prozesswärme ergibt. Da die **Wirtschaftlichkeit** stark von den Bohrkosten und sich verändernden Wärmegestehungskosten abhängig ist, gibt es für Deutschland wenige Prognosen der Anlagenentwicklung (Heumann und Huenges; Bundesverband Geothermie 2021b; Thomas Klaus, Carla Vollmer & Kathrin Werner 2010).

Die Berechnung hier orientiert sich an den technischen Potenzialen und einer Trendfortschreibung der Erzeugungssteigerung von 0,4 TWh/a bis 2030 sowie danach bis 2050 von 0,5 bis 2,1 TWh/a in Deutschland.

	Leistungspotenzial in GW	Erzeugungspotenzial in TWh
2030	5,8	6,9
2050	14,2–41,8	16,5–48,9

Tabelle 8 Zubaupotenziale von Tiefengeothermie

5 Wasserstofffähige Großkraftwerke

5.1 Analyse und Entwicklungstrends

Wasserstoff-Gasturbinenkraftwerke sind in ihrer Struktur weitgehend identisch zu herkömmlichen Gasturbinenkraftwerken, welche mit Methan betrieben werden. Unterschiede bestehen vor allem beim Aufbau der Brennkammer. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in der Brennkammer von H_2-Gasturbinen höhere Verbrennungs- und Rauchgastemperaturen herrschen.

Im Gegensatz zur Verwertung von Wasserstoff in der Brennstoffzelle entstehen bei der Verbrennung Stickoxide (NO_x). Darüber hinaus besteht die Gefahr eines unkontrollierten Flammenrückschlags in der Brennkammer. Um die Konzentration dieser Stickoxide niedrig zu halten und eine kontrollierte Verbrennung zu erreichen, ist eine andere Verbrennungstechnik als in herkömmlichen Brennkammern notwendig. Eine Lösung besteht in der Verbrennung mit einer Anordnung vieler kleiner Flammen in der Brennkammer, wodurch eine gute Durchmischung und eine geringe Verweildauer des Wasserstoffs im warmen Bereich erreicht wird. Dies sorgt dafür, dass die NO_x-Werte unter den Grenzwerten bleiben.

In einer herkömmlichen Brennkammer wird mit Temperaturen von 600 bis 700 °C gearbeitet, während mit Wasserstoff die Temperaturen in der Brennkammer auf bis zu 1.800 °C steigen können. Hierdurch steigen die Materialanforderungen an die Brennkammer, Turbinenblätter, Außenwände und weitere Bauteile deutlich an. Lösungsansätze hierzu sind die lokale Kühlung der Turbinenblätter durch Zuführen von Kaltluft, eine Weiterentwicklung der Oberflächenbeschichtung von Turbinenblättern als auch die Abkühlung der Rauchgase durch Zuführen von Luft bzw. Dampf, was als „nasse Verbrennung" bezeichnet wird.

Die höheren Verbrennungstemperaturen bewirken allerdings nicht nur höhere Beanspruchungen des Materials, sondern ermöglichen auch größere Wirkungsgrade. Mit einer Kombination aus Brennstoffzelle und nachgeführter Verbrennung kann in einem 110-MW-Kraftwerk ein theoretischer elektrischer Nettowirkungsgrad von 73,8 Prozent erreicht werden.

Die Verbrennung von Gasgemischen mit einem hohen Wasserstoffanteil von bis zu 95 Prozent wird bereits seit Längerem betrieben (Stolzenburg 2014). In einem Pilotprojekt in Kobe, Japan, wurde im Jahr 2018 eine erste 1-MW-H_2-Gasturbine installiert (Tekin 2018). Das **Technology Readiness Level wird auf 7–8, für das Verbrennen von Gasgemischen auf 9 eingestuft.**

Die Wasserstoffverstromung kann bevorzugt zur Überbrückung von Perioden geringer Einspeisung aus Wind und Sonne eingesetzt werden. Wasserstoff kann durch Elektrolyse aus Überschussstrom hergestellt und in größeren Mengen gespeichert werden, sodass er zu Zeitpunkten von sogenannten „Dunkelflauten" gezielt eingesetzt werden kann, um die dann auftretende Spitzenlast zu decken. Dadurch kann davon ausgegangen werden, dass H_2-Gasturbinen mit im Vergleich zum heutigen Betrieb geringen Volllaststunden betrieben werden können.

Solange Gasturbinen nur zur Abdeckung von Spitzenlasten verwendet werden, kann auch mit Wärmeauskopplung, bedingt durch die kurzen Betriebsintervalle, keine kontinuierliche Wärme zur Verfügung gestellt werden. Nur wenn Wasserstoff-Gasturbinenkraftwerke zur Deckung von einer etwas höheren Betriebsstundenzahl eingesetzt werden, kann eine Kraft-Wärme-Kopplung zielführend genutzt werden.

Derzeit sind nur sehr wenige Gasturbinen zur Stromerzeugung am Markt, die in der Lage sind, ungemischten Wasserstoff als Brennstoff zu nutzen. Der Großteil der Kraftwerksgasturbinen der führenden Hersteller, wie Siemens, Kawasaki, Mitsubishi oder GE, bietet Gasturbinen an, die Gasgemische mit einem Wasserstoffanteil von 30 bis 70 Prozent Wasserstoff verbrennen können (Mitsubishi Power 2018; General Electric Gas Power; Nils Lindstrand). Anfang 2019 unterzeichneten die führenden europäischen Turbinenhersteller allerdings eine Absichtserklärung, bis 2030 alle Gasturbinen zum Verbrennen von reinem Wasserstoff anzubieten (EUTurbines Brussels Office).

Eine erste bereits marktreife Wasserstoffturbine, die mit reinem Wasserstoff betrieben werden kann, wird von Baker & Hughes unter dem Namen „NovaLT™16“ mit 17,5 MW angeboten. Die Effizienz dieser Anlage bei einer kombinierten Kraft-Wärme-Nutzung liegt bei 84 Prozent. Die Effizienz der reinen Stromerzeugung wird mit 37,5 Prozent angegeben.

5.2 Quantitatives Zubaupotenzial

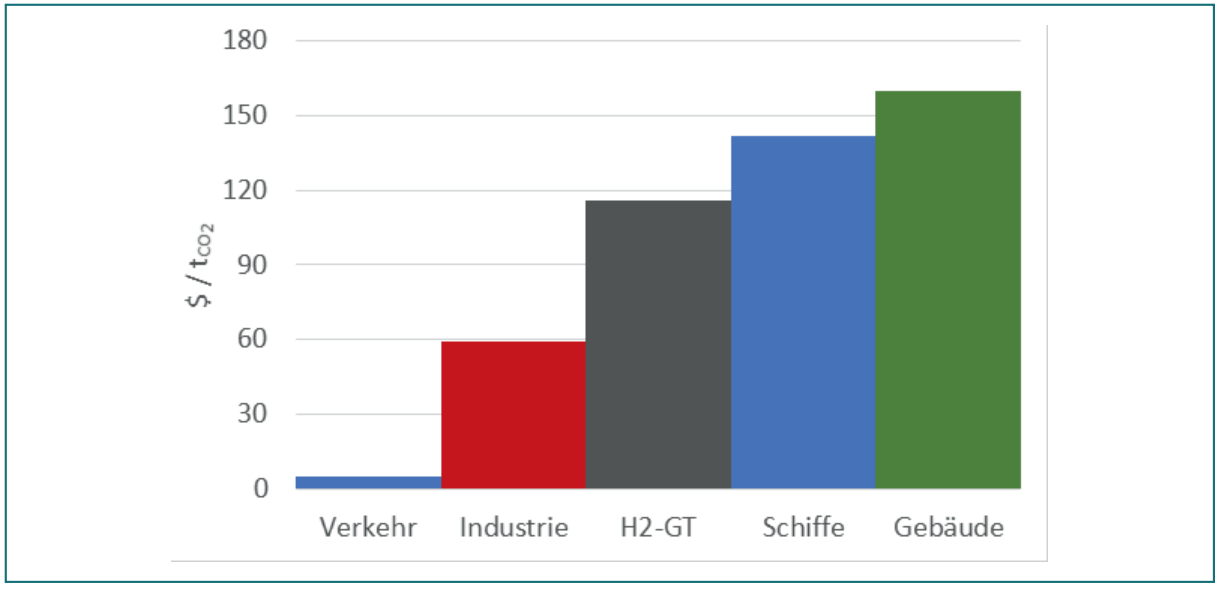


Abbildung 7 Differenzkosten der Reduktion von CO_2-Emissionen unter Einsatz von Wasserstoff in verschiedenen Sektoren (Kobad Bhavnagri 2020)

In Abbildung 7 werden die Differenzkosten verschiedener Wasserstoffanwendungen dargestellt. Die Wasserstoffverstromung in Turbinenkraftwerken befindet sich damit in einem Spannungsfeld zu anderen Anwendungsbereichen, insbesondere zu kleineren Brennstoffzellen im Verkehrssektor, aber auch in Konkurrenz zu anderen Kraftwerken wie der Methangasturbine.

Aufgrund der systemischen Abhängigkeit ist es bei wasserstofffähigen Großkraftwerken schwer, ein Zubaupotenzial anzugeben. Hier wird eine Diskussion der Investitionskosten solcher Anlagen als zielführender betrachtet. Für solche Anlagen liegen jedoch bisher nur wenig Kostenschätzungen vor. **Eine Orientierung bietet sich allerdings aufgrund der Ähnlichkeit zu herkömmlichen Gasturbinen an**. Diese liegen zwischen 400–600 EUR/kW_{el} für eine mit Naturgas betriebene OCGT-Anlage (Kost 2018). Im Verhältnis zur Gesamtanlage werden die Veränderungen an Brennkammer und Turbine als gering eingestuft. Stolzenburg (Stolzenburg 2014) ist für eine wasserstoffbetriebene Anlage von 504 EUR/kW_{el} ausgegangen und hat auch einen ähnlichen Wirkungsgrad von 40 Prozent angenommen. Grundsätzlich besteht auch die

Möglichkeit der Umrüstung von Erdgasturbinen auf Wasserstoff, wie es im Pilotprojekt „Hyflexpower“ umgesetzt wird (Siemens Gas and Power & Engie Solutions and Centrax Ltd 2020). Es liegen bisher jedoch keine Informationen zu Aufwand und Übertragbarkeit auf andere Turbinenmodelle vor.

6 Festkörperbatterie

6.1 Analyse und Entwicklungstrends

Die Machbarkeit und der wirtschaftliche Vorteil von Li-Ionen-Batterien (LiB) als Stromspeichertechnologie sind gut belegt. Dies wird durch die Tatsache unterstützt, dass diese Batterien die vorherrschende Wahl für Elektrofahrzeuge (EVs) und stationäre Anwendungen sind (Figgener et al. 2020). Obwohl LiB eine höhere Energiedichte, einen besseren Wirkungsgrad und eine günstigere kalendarische Lebensdauer als die meisten kommerziell erhältlichen Sekundärbatterien haben, ist das Thema Sicherheit immer noch ein großes Problem. Der Hauptgrund dafür ist das sogenannte „thermische Durchgehen", das auftritt, wenn es zu Unregelmäßigkeiten bei einer exothermen Reaktion in der Batterie aufgrund von Überladung oder anderen Fehlern kommt (Liu et al. 2018). Da der flüssige Elektrolyt eines Li-Ion-Akkus brennbar ist, führt ein signifikanter Temperaturanstieg schließlich zu Feuer und Explosionen.

Dieser Nachteil, der mit dem wässrigen Elektrolyt zusammenhängt, kann jedoch mit der Entwicklung von Festkörperbatterien behoben werden, bei denen Feststoffelektrolyte verwendet werden. Neben dem Vorteil, dass der entflammbare flüssige Elektrolyt entfällt, haben Festkörperbatterien noch weitere Vorteile, wie z. B. eine höhere Energiedichte, eine längere Zykluslebensdauer sowie eine Reduzierung der Material- und Herstellungskosten, da die Zellen nicht innerhalb eines Moduls getrennt werden müssen (Sun et al. 2017).

Aus diesen Gründen werden Festkörperbatterien als **eine vielversprechende Technologie für den Einsatz in EVs angesehen**. Es wird erwartet, dass bis 2040 fast 80 Prozent aller Anwendungen von Festkörperbatterien in Elektrofahrzeugen zu finden sein werden (The Faraday Institution 2020). Der Rest wird auf stationäre Speicher, mobile elektronische Anwendungen und Flugzeuge entfallen. Es ist daher davon auszugehen, dass der Einsatz von Festkörperbatterien in stationären Anwendungen nur aufgrund der deutlich niedrigeren Batteriekosten zustande kommen wird, die durch den Einsatz in Elektrofahrzeugen vorangetrieben werden. Obwohl eine hohe Energiedichte (kg/kWh) keine wichtige Anforderung für stationäre Batterien ist, macht die kompakte Bauweise von LiB sie zur ersten Wahl für stationäre Batterien in der Zukunft. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass die Forderung nach einer hohen Zyklenlebensdauer, die der von Hochtemperatur- und Durchflussbatterien entspricht, durch den Durchbruch von Festkörperbatterien erfüllt wird. Es ist daher damit zu rechnen, dass **nach erfolgreicher Implementierung von Festkörperbatterien in EVs und starker Kostensenkung diese auch als stationäre Speicher eingesetzt werden**, da sie höchstwahrscheinlich alle Anforderungen an einen kostengünstigen stationären Speicher erfüllen werden.

Die Anoden- und Kathodenchemie der Festkörperbatterien ist ähnlich wie bei klassischen LiB. Was die Festkörperelektrolyte betrifft, wurden verschiedene chemische Zusammensetzungen entweder in Form von Keramik- oder Polymerelektrolyten erfolgreich getestet (Lang et al. 2020). Zu den Nachteilen von Festkörperbatterien gehören eine geringere Leistungsdichte, eine niedrige Ionenleitfähigkeit und ein hoher Widerstand an der Grenzfläche zwischen Elektrolyten und Elektroden, der ein schnelles Laden und Entladen behindert (Kawasoko et al. 2018). Außerdem sind die Kosten für die Herstellung einer Festkörperbatterie derzeit hoch, da sie hauptsächlich unter kontrollierten Laborbedingungen produziert wird. Aus einem Überblick über die aktuellen Forschungsaktivitäten wird deutlich, dass sich Festkörperbatterien noch in einem relativ frühen Stadium der Forschung befinden.

Nichtsdestotrotz haben sich im letzten Jahrzehnt verschiedene Unternehmen und Start-ups intensiv mit der Erforschung und Entwicklung von Festkörperbatterien beschäftigt, hauptsächlich vorangetrieben durch die Automobilhersteller. Solid Power hat beispielsweise Partnerschaften mit BMW und Ford etabliert, um gemeinsam Festkörperbatterien zu entwickeln, und erwartet die Demonstration von Zellen im vollen Maßstab bis Ende 2021 (Reuters 2020). Ein weiterer deutscher Automobilhersteller, Volkswagen, arbeitet mit dem US-Unternehmen QuantumScape zusammen, um bis 2025 eine Produktionslinie für Festkörperbatterien aufzubauen. Heute wird ein Großteil der Entwicklungsarbeit an Festkörperbatterien mit Partnerschaften zwischen der Forschung und verschiedenen Akteuren entlang der Lieferkette einer Batterie durchgeführt (Frost & Sullivan 2020). Zu den Akteuren gehören neben den bereits erwähnten Automobilherstellern u. a. Zellhersteller wie Samsung SDI, LG Chem und Materiallieferanten wie Umicore.

Bei erfolgreicher Abmilderung der technologischen Herausforderungen, die zu Kosteneffizienz führen, scheint **zwischen 2025 und 2030 der realistische Zeitrahmen für die breite Kommerzialisierung der Festkörperbatterien** zu sein (Shammugam 2019). Es gibt mehrere Firmen, die eine viel frühere Markteinführung ihres Produktes behaupten. So kündigte Hitachi Zosen an, dass ihre Festkörperbatterie noch in diesem Jahr in Kameraanwendungen auf der Internationalen Raumstation eingesetzt werden soll (Sato 2021). Der chinesische EV-Hersteller NIO kündigte an, dass es ihm gelungen ist, eine 150-kWh-Festkörperbatterie mit einer Energiedichte von 360 kWh/kg einzubauen. Dies ermöglicht eine Reichweite von 1.000 km, basierend auf der NEFZ-Norm (ca. 800 km basierend auf WLTP-Norm) (NIO 2021). Obwohl dieses Modell bereits jetzt bestellt werden kann, wird die Auslieferung erst 2022 erfolgen.

Einige Regierungen auf der ganzen Welt haben Ziele und Vorgaben für die Entwicklung von Festkörperbatterien festgelegt. Das ehrgeizigste Ziel ist das der USA, „Battery500“, das vorsieht, dass Festkörperbatterien bereits 2022–2023 verfügbar sein werden. China (Roadmap of China), Japan (Japan RISING II) und Europa (SET Plan) haben sehr ähnliche Erwartungen und fast überlappende Ziele, wobei die Festkörperbatterie spätestens um 2030 großskalig auf dem Markt sein soll (Edström 2020). Basierend auf dem aktuellen Trend kann geschlussfolgert werden, dass **Festkörperbatterien derzeit bei TRL 4 sind** und sich in den nächsten fünf Jahren in Richtung TRL 5–7 bewegen werden, um schließlich bis 2030 eine großskalige Produktion mit nachweislich erfolgreichem Einsatz zu erreichen.

Die tatsächlichen Kosten für eine Festkörperbatterie sind schwer zu ermitteln, da ein Markt derzeit nicht vorhanden ist. Es ist jedoch mit sehr hohen Kosten zu rechnen, da sich die Technologie noch in der Entwicklungsphase befindet. Die aktuellen Herausforderungen bei der Herstellung behindern die Massenproduktion von Festkörperbatterien. BloombergNEF geht davon aus, dass die Kosten für LiB für Elektrofahrzeuge bis 2030 auf weniger als 60 USD/kWh sinken werden (BloombergNEF 2020). Ein möglicher Weg, diese niedrigeren Preise zu erreichen, ist die Einführung von Festkörperbatterien. Die Autoren gehen auch davon aus, dass **die Zellen der Festkörperbatterien zu 40 Prozent der Kosten heutiger Lithium-Ionen-Batterien hergestellt werden könnten**, wenn sie in großem Maßstab produziert werden. Diese Kostensenkungen würden sich aus Einsparungen in der Materialliste und bei den Produktions- und Ausrüstungskosten sowie aus der Einführung neuer Kathoden mit hoher Energiedichte ergeben.

Basierend auf der Marktprognose des „Batteries Europe ETIP“ werden für das Jahr 2030 Zellkosten von 70 EUR/kWh und Packkosten von 85 EUR/kWh für batteriebetriebene Leichtfahrzeuge geschätzt (EC 2020). Dies sind zwar nicht genau die Kosten von Festkörperbatterien, aber der Bericht geht von einer Marktaufnahme bereits im Jahr 2025 aus, was zu der sicheren Annahme führt, dass Festkörperbatterien im Jahr 2030 nicht mehr so weit von der Preisspanne entfernt sein könnten. Während das Erreichen der Parität auf Zellebene im Vergleich zu einer LiB noch ein weiter Weg ist, können Festkörperbatterien eine

Kostenreduzierung auf Systemebene ermöglichen, indem sie aufgrund ihrer verbesserten intrinsischen Sicherheitscharakteristik die mit dem Thermomanagement verbundenen Kosten reduzieren. Was die Kosten von Festkörperbatterien in stationären Anwendungen betrifft, so werden die **Gesamtsystemkosten aufgrund zusätzlicher Kosten wie BOS, EPC sowie anderer Entwicklungskosten je nach System etwas höher sein.**

6.2 Quantitatives Zubaupotenzial

Das quantitative Ausbaupotenzial der Batterien ist in Tabelle 9 aufgeführt. Xu et al. (Xu et al. 2020) zeigten, dass bis 2050 fast 4 TWh aller EV-Batteriekapazitäten durch Festkörperbatterien erbracht werden können. Gleichzeitig liegt diese Grenze innerhalb der verfügbaren Reserven der relevanten Ressourcen wie Lithium und Kobalt. Dies bedeutet, dass ein Versorgungsengpass die Nutzung von Festkörperbatterien kaum behindern wird, vorausgesetzt, dass alle anderen Marktbedingungen im Wesentlichen unverändert bleiben. Es wird angenommen, dass 1 Prozent dieser Kapazitäten bis 2050 in Deutschland genutzt wird (Bongartz et al. 2021). Es ist jedoch wichtig zu erwähnen, dass sich das Ausbaupotenzial von Festkörperbatterien nicht auf ein technisches, sondern auf ein wirtschaftliches Potenzial bezieht. **Theoretisch ist eine wesentlich größere Installation als die in Tabelle 9 ausgewiesenen Zubaupotenziale im Jahr 2050 möglich, wenn eine entsprechende Nachfrage und Zahlungsbereitschaft vorhanden sind**.

	Jährliches Zubaupotenzial – global	Jährliches Zubaupotenzial – Deutschland
2030	200	2
2050	4.000	40

Tabelle 9 Jährliches Zubaupotenzial für Festkörperbatterien in Elektrofahrzeuge und stationäre Anwendung in GWh. Die relativ geringe Kapazität von 2 GWh im Jahr 2030 ist auf den Prozess der Marktaufnahme zurückzuführen, während 40 GWh im Jahr 2050 als maximales Potenzial angesehen werden können, wenn der Markt ausgereift ist.

7 Carnot-Batterie (Hochtemperaturspeicher)

7.1 Analyse und Entwicklungstrends

In einem Energiesystem mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien gewinnen vor allem kostengünstige und ressourcenschonende Stromspeicher zum Ausgleich der volatilen Stromerzeugung zunehmend an Bedeutung. Während stationäre Batterien kritische Ressourcen benötigen, vergleichsweise teuer sind und das Potenzial von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland begrenzt ist, kann der Einsatz von Hochtemperaturspeichern als Strom-Wärme-Strom-Speicher eine zusätzliche Option sein. Bei der Nutzung von Hochtemperaturspeichern (HT-Speichern) als Flexibilitätsoption im Energiesystem wird zunächst elektrische Energie mithilfe einer Wärmepumpe oder eines Heizstabes in Hochtemperaturwärme umgewandelt. Während Heizstäbe über einen geringeren Wirkungsgrad verfügen, sind diese dennoch aufgrund der geringen Kosten aktuell die bevorzugt eingesetzte Technologie (siehe auch Abschnitt 8). Hierzu können verschiedene Wärmeträgermedien verwendet werden. Nach aktuellem Stand wird Wasser verwendet, es ist jedoch auch möglich, die elektrische Energie in komprimierte Luft umzuwandeln und danach wieder zu entspannen oder beispielsweise Salz oder Vulkangestein als Wärmespeichermedium zu verwenden. Das durch die Erhitzung von Wasser erzeugte thermische Potenzial kann anschließend über einen Wärmeübertrager in Wasserdampf umgewandelt werden, welcher über einen Clausius-Rankine oder einen Joule-Prozess zur Stromerzeugung genutzt werden kann. In Zeiten, in denen keine Rückverstromung notwendig ist, kann die erzeugte Wärmeenergie für Industrieprozesse verwendet oder in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Aufgrund der geringen Kosten, einer hohen Zyklenfestigkeit und der Nutzung nicht limitierter Ressourcen weist das System mit Heizstab und Kraftwärmeprozess aktuell das höchste Nutzungspotenzial auf. Im Allgemeinen werden Strom-Wärme-Strom-Speicher auch unter dem Begriff Carnot-Batterie zusammengefasst (Benato und Stoppato 2018; Frate 2020). Mögliche Einsatzgebiete sind in Abbildung 8 dargestellt. Diese sind in Rückverstromung, entweder in Ergänzung oder als Ersatz von Kraftwerken, in Kraft-Wärme-Kopplung als Ersatz von wärmegeführten Kraftwerken oder für den Einsatz von HT-Prozesswärme und die reine Wärmeauskopplung unterteilt.

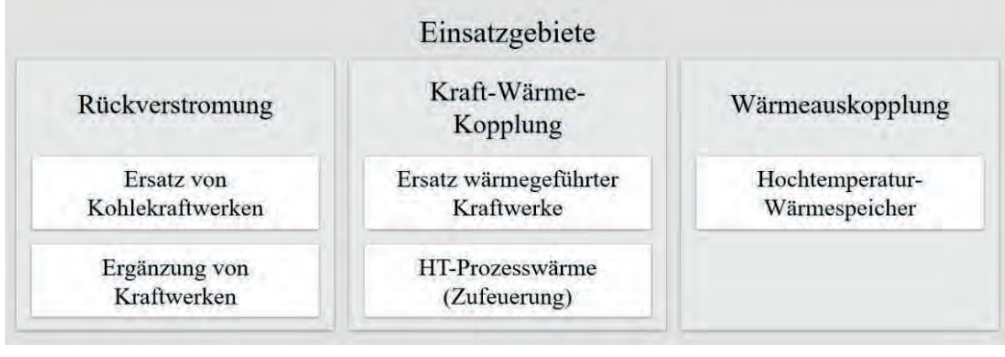


Abbildung 8 Mögliche Einsatzgebiete von Hochtemperaturspeichern (Hannah Maaßen 2020)

Ein vielfach diskutiertes Einsatzgebiet von HT-Speichern sind Standorte von außer Betrieb gegangenen Kohlekraftwerken. Diese verfügen bereits über die notwendige Infrastruktur für den Einsatz von HT-Speichern (siehe Abbildung 9) (Andre Thess, Bernhard Hoffschmift & Stefano Giuliano 2020). So kann zum einen die bereits installierte Turbine genutzt werden, um mit dem erzeugten Dampf Strom zu erzeugen.

Ebenfalls verfügen viele Kraftwerksstandorte bereits über einen Anschluss an das Fernwärmenetz, welches somit ebenfalls genutzt werden kann. Hierzu laufen bereits einige Pilotprojekte wie beispielsweise von RWE in Zusammenarbeit mit der FH Aachen oder von dem Unternehmen Lumenion GmbH (RWE 2020; Lumenion GmBh).

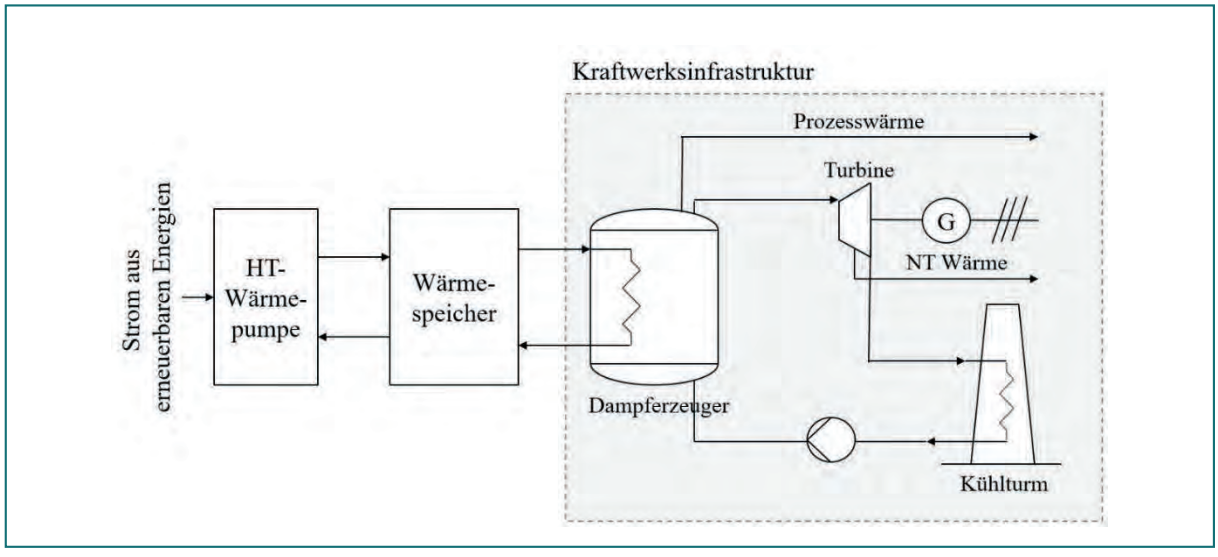


Abbildung 9 Kraftwerksinfrastruktur für den Einsatz von Hochtemperaturspeichern zur Strom-Wärme-Strom-Umwandlung mit dem Einsatz einer HT-Wärmepumpe. Alternativ könnte ein Heizstab eingesetzt werden (Hannah Maaßen 2020).

Die Kosten und Effizienz von Strom-Wärme-Strom-Speichern sind stark abhängig von deren Konfiguration und den eingesetzten Technologien. In Abbildung 10 sind geschätzte technische Lebensdauern und Wirkungsgrade von Hochtemperaturspeicher in verschiedenen Studien angegeben. Insbesondere beim Gesamtwirkungsgrad (je nachdem in welchem Umfang Abwärme genutzt wird) ergibt sich hier ein Bereich von 30 bis 80 Prozent, welcher davon abhängig ist, welche Speichermaterialien oder Temperaturen eingesetzt werden und ob ein Heizstab oder eine Wärmepumpe für die Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Die Lebensdauer wird mit 20 bis 30 Jahren angegeben. Das **Technology Readiness Level wird auf 6-8 eingeschätzt**, da es bereits eine Vielzahl an Pilotanlagen in Betrieb gibt.

Ähnlich wie beim Wirkungsgrad sind auch **die Kosten sehr abhängig von der Konfiguration des Systems**. Während eine Konfiguration mit Heizstab und einem Anschluss an einen bestehenden Kraftwerkspark zu vergleichsweise geringen Investitionskosten führt, treibt die Nutzung einer Hochtemperaturwärmepumpe und eines Organic-Rankine-Cycle (ORC) die Kosten stark in die Höhe. Somit liegen diese ebenfalls in einem großen Bereich zwischen mindestens 180 EUR/kW_{el} (Lumenion GmbH) und maximal ca. 2.000 EUR/kW_{el} (vgl. Tabelle 10).

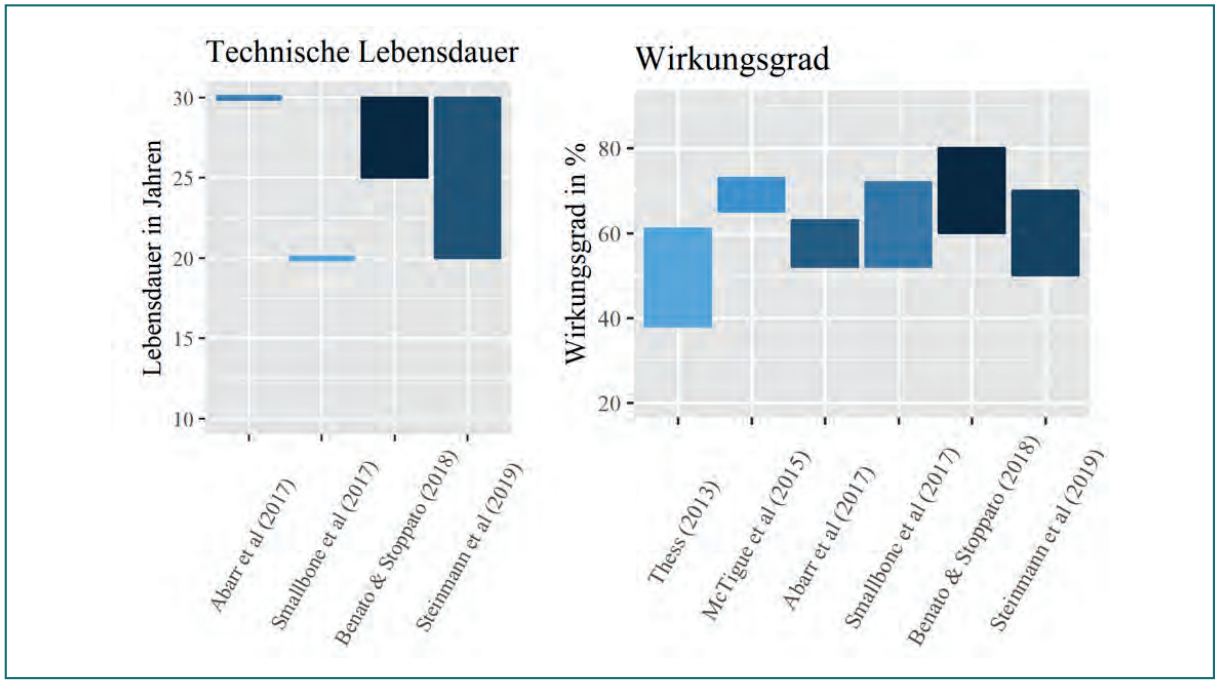


Abbildung 10 Technische Lebensdauer und Wirkungsgrad von Hochtemperaturspeichern verschiedener Studien

Investitionskosten 2020				
	(Lumenion GmBh)	(Frate 2020)	(Hinkley et al. 2013)	(Smallbone et al. 2017)
Einspeichereinheit in EUR/kW_{el}				
Heizstab	50–150			
Hochtemperatur-WP		1.050–1.140		350–797
Thermischer Speicher in EUR/kWh_{th}				
Stahlspeicher	40–120			
Zwei-Tank-Wasser		75–100		
Flüssigsalz			46–83	13–21
Ausspeichereinheit in EUR/kW_{el}				
Anschluss	90–270			
ORC		750–900	938–1.196	

Tabelle 10 Kosten für Hochtemperaturspeicher verschiedener Konfigurationen

7.2 Quantitatives Zubaupotenzial

Geht man bei der Nutzung von HT-Speichern davon aus, dass diese vor allem in bestehender Kraftwerksstruktur wirtschaftlich genutzt werden können, ist das wirtschaftlich nutzbare Potenzial eng an die verfügbare, außer Betrieb gegangene Kraftwerksinfrastruktur von konventionellen Kraftwerken in Deutschland geknüpft. Aktuell sind etwa 20 GW_{el} Braunkohle- und 23 GW_{el} Steinkohlekraftwerke, 4 GW_{el}

Mineralölkraftwerke und 31 GW_{el} Gaskraftwerke installiert (siehe Abbildung 11) (Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme 2021). Da Gaskraftwerke voraussichtlich als Backup-Option weiterhin zum Lastausgleich benötigt werden und eher noch zugebaut werden müssen, beträgt das gesamte wirtschaftlich nutzbare Potenzial 43–47 GW_{el} (je nachdem, ob Mineralölkraftwerke ebenfalls mit einbezogen werden).

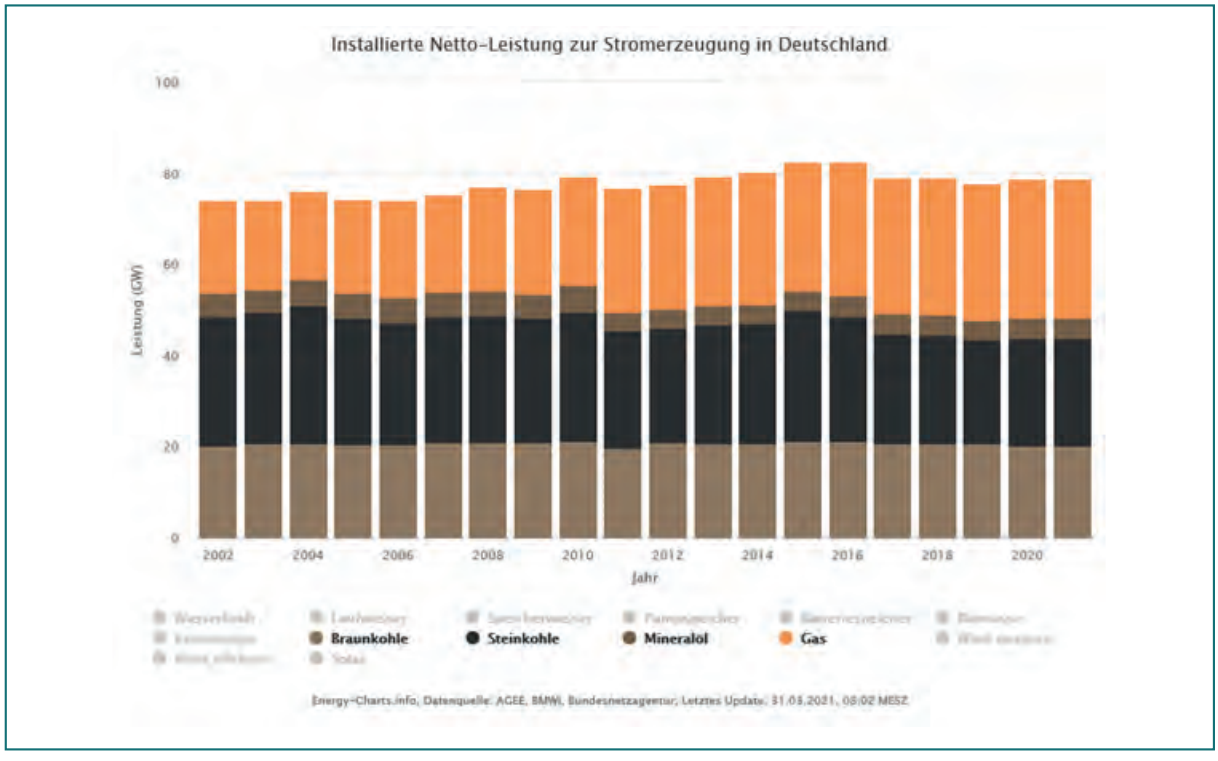


Abbildung 11 Installierte Leistung von konventionellen Kraftwerken in Deutschland (Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme 2021)

Dieses Potenzial bezieht sich auf die elektrische Leistung, welche von Hochtemperaturspeichern unter den genannten Annahmen wirtschaftlich bereitgestellt werden kann. Welche Speicherkapazität sich daraus ergibt, ist vor allem von der Größe des Wärmeübertragers abhängig, der die Wärme aus dem Hochtemperaturspeicher in Wasserstampf umwandelt, welcher die Turbine betreibt. Die Dimensionierung dieses Wärmeübertragers hat wiederum ebenfalls Auswirkungen auf die Investitionskosten.

Da das Potenzial von Speichertechnologien im Wesentlichen von deren Nutzen für das Gesamtsystem, also von Systemkonfiguration, Kosten und Effizienzen, abhängt, kann hier kein genaues Potenzial angegeben werden. Im Folgenden wird dennoch aus systemischer Sicht eine Abschätzung des Nutzens von Hochtemperaturspeichern für das deutsche Energiesystem gegeben.

Nimmt man also an, dass die Ausspeichereinheit so dimensioniert wird, dass die Dauer, in der der gesamte Hochtemperaturspeicher entladen werden kann, minimal 6 Stunden beträgt (dieser Wert hat sich nach eigenen Untersuchungen als systemisch vorteilhaft erwiesen), läge die elektrische Kapazität bei einer maximalen Leistung von 47 GW_{el} in etwa bei 260 GWh_{el}. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad eines Kohlekraftwerkes von etwa 38 Prozent (Mittelwert aus Braun- und Steinkohlekraftwerken) ergibt sich ein thermisches Potenzial des HT-Speichers von etwa 680 $GWh_{th.}$

	Leistungspotenzial in GW_{el}	Erzeugungspotenzial in GWh_{el}
2030	30	180
2050	4–47	25–260

Tabelle 11 Abschätzung eines mittel- und langfristigen Potenzials von HAT-Speichern im deutschen Energiesystem bis zum Jahr 2050

8 Großwärmepumpen

8.1 Analyse und Entwicklungstrends

Großwärmepumpen (GWP) beschreiben eine Leistungsklasse von Wärmepumpen zur Versorgung von Gebäudekomplexen, Gewerbe und **Industrie (I-GWP) von 100 kW bis 4 MW** (Viessmann Deutschland GmbH) sowie im Einsatz in **Fernwärme-Heiz(kraft)werken (FW GWP) von 4 bis 50 MW**. Es gibt aufgrund der Bandbreite an Anwendungsfällen, Temperaturniveaus und Quellen keine genaue Definition des Großwärmepumpenbegriffes, daher werden hier Technologien für den Gebäude-, Gewerbe- und Industriebereich einerseits sowie der Einsatz im Fernwärme-(FW-)Heiz(kraft)werk-Betrieb andererseits unterschieden. Im Englischen sind dafür die Begriffe „large-scale heatpump“ oder „industrial heatpump“ verbreitet.

Funktionsweise: In einem Kreislauf nimmt ein Kältemittel im Verdampfer Energie auf, wird auf ein höheres Temperaturniveau verdichtet, bevor das Kältemittel in einem Verflüssigungsprozess seine Energie an eine Wärmesenke abgibt und danach zerstreut wird. Durch das Verdichten eines Kältemittels können niedrige Temperaturniveaus eines Trägerstoffes aus einer Wärmequelle auf höhere Temperaturniveaus zur Versorgung einer Wärmesenke gepumpt werden, dabei wird elektrische Energie zum Betrieb der Pumpe verwendet. Das Verhältnis aus Nutzen von thermischer zu elektrischer Energie als Aufwand ist der temperaturabhängige Coefficient of Performance (COP) im Heizbetrieb bzw. der Energy-Efficiency-Ratio (EER) im Kühlbetrieb. In Abhängigkeit des Temperaturhubs zwischen der Wärmequelle und -senke bzw. Vor- und Rücklauftemperaturen wird im Heizbetrieb ein COP von bis zu 9 und im Kühlbetrieb ein EER bis zu 4 erreicht (Bataille et al. 2018). Die technische Entwicklung hat den generellen industriellen Standard bei 50 K Temperaturhub auf COP 4 erhöht. Damit ist der Gütegrad der COP bei ca. 45 Prozent des maximalen Carnot COP, Tendenz steigend. In Kombination mit einer Kühlanwendung erhöht sich der mögliche Gesamtwirkungsgrad zusätzlich bis zu einem Faktor von 1,5.

GWP werden nach Quellen- oder Vorlauftemperatur der Senke klassifiziert, dabei wird von Niedertemperatur bis 30 °C und Normaltemperatur bis 100 °C gesprochen [25]. Im industriellen Entwicklungsbereich werden Hochtemperatur-Wärmepumpen (HT-WP) mit Prozess- und Dampftemperaturen der Wärmesenke bis 140–160 °C erreicht [8, 9]. Wärmequellen auf verschiedenen Temperaturniveaus ergeben sich erneuerbar aus der Nutzung von Erdwärme, Grundwasser, Fließgewässer und Außenluft sowie nicht erneuerbar aus Abwärme und Abwasser (Kosmadakis 2019). Unterschieden wird nach Art des Verdichters (Turbo, Kolben, Spiral), am verbreitetsten sind GWP als geschlossene Spiralkompressionssysteme. Offene Systeme sowie Sorption sind im Forschungsstadium. Je nach Typ des Verdichters unterscheiden sich mögliche Temperatur,- Druck-, Leistungsniveaus sowie Nutzungsdauern. Die Reichweite der verfügbaren Kühlmittel deckt einen breiten Temperaturbereich [–40 bis 200 °C] ab [10], weitere Verbesserung der Kühlmittel im Hinblick auf Spitzentemperaturen, Beständigkeit, Sicherheit sowie Umweltverträglichkeit (mit der Einschränkung von klimaschädlichen Fluorgasen in Kältemitteln) sind zu erwarten [11].

Die **Investitionskosten** für Großwärmepumpen teilen sich größtenteils auf Maschinen-, Nebenaggregat-, Planungs- und Installationskosten auf, woran das Wärmepumpenprodukt den Hauptanteil hat. Zusätzliche Investitionskosten fallen für die erforderlichen Betriebs-, Verteilungs-, Mess- sowie Speichersysteme an. Nach Arpagaus et al. (Arpagaus et al. 2018) schwanken die spezifischen Investitionskosten für Industriewärmepumpen bis 500 kW zwischen **250 und 600 EUR/kW**, bei größeren Anlagen sinken sie

aufgrund der Gesamtsystemkosten leicht auf 200–500 EUR/kW (Marina et al. 2021; Meyers et al. 2018). Industrielle HT-WP liegen bei 450–800 EUR/kW (Arpagaus et al. 2018), Pilotprojekte im Temperaturbereich über 150–300 °C deutlich darüber (Mateu-Royo et al. 2020). Im Fernwärme-GWP-Bereich gibt es im MW-Leistungsbereich aufgrund der unterschiedlichen Systemkonfigurationen keine eindeutigen speziellen Investitionskosten (Dr. Andrej Jentsch 2021). Im allgemeinen Vergleich liegen spezifische Investitionskosten für Gasbrennwertkessel in Deutschland bis zu fünfmal niedriger. Jedoch hat es bereits eine Kostenreduktion bei Großwärmepumpen durch Skalen- und F&E-Effekte gegeben. Weitere Kostenreduktion wird für die Jahre bis 2030 bzw. 2050 durch vermehrten Einsatz (Ivo Eiermann 2021), technische Reifung (Arpagaus et al. 2018) sowie die Einschätzung als Schlüsselrolle (Fraunhofer IWES/IBP 2017) in der Industrie-Dekarbonisierung erwartet.

Das „IEA Heat Pump Programm" (IEA Heat Pump Programme Annex 48 2020; IEA HPT 2017) bestätigt den Einsatz von Wärmepumpen auf industriellem Niveau als **Schlüsseltechnologie mit guter Marktdurchdringung**, aber niedrigem Marktanteil. Besonders in der Industrie mit hohem Prozess-, Kälte- und Dampfbedarf, aber auch mit hohem Wärmerückgewinnungspotenzial (z. B. in Trocknungsprozessen der Lebensmittelindustrie), ist ein starker Anstieg des Einsatzes von Wärmepumpen zu erwarten. Der Absatzmarkt für Wärmepumpen aller Leistungsklassen in Deutschland wird auf 15–20 Millionen geschätzt. Die größten Einsatzgebiete in Deutschland sind das metallverarbeitende Gewerbe, die Lebensmittelindustrie sowie die Quartierswärmeversorgung. Dabei ist für eine CO_2-neutrale Fernwärmeversorgung der Übergang zu Großwärmepumpen unverzichtbar (Fraunhofer IWES/IBP 2017; European Heat Pump Association). Das Potenzial für den Einsatz von Wärmepumpen in Industrieprozessen liegt in der höheren Gesamtenergieeffizienz (mit bis zu 80 Prozent Energiebedarfsrückgang (Gaur et al. 2021)) und im damit verbundenen Rückgang der CO_2-Emissionen. Der bisher niedrige Einsatz von Großwärmepumpen in Deutschland (23 von 342 untersuchten industriellen Wärmepumpen (IEA Heat Pump Programme Annex 48 2020)) im Verhältnis zu seinen Nachbarländern ist vor allem mit dem hohen Preisverhältnis von Strom zu Gas mit einem Faktor von 5 bis 6 zu erklären. In Schweden, Österreich, der Schweiz und Japan gibt es einen stärkeren Einsatz mit einem deutlich niedrigeren Strom-Gas-Preisverhältnis. Die Wirtschaftlichkeit gegenüber Gaskesseln ist eher bei niedrigeren Preisverhältnissen und niedrigem Temperaturhub zwischen Wärmequelle und -senken gegeben (Arpagaus et al. 2018), so verstärkt sich auch der Einsatz von hybriden Wärmepumpen mit Gas- oder Stromboilern in Deutschland.

Der **Technology Readiness Level** von industriellen Großwärmepumpen liegt bei 9, der von Fernwärmegroßwärmepumpen bei 6–8 (Dr. Andrej Jentsch 2021) und der von Hochtemperaturgroßwärmepumpen bis 140 °C bei 5–7 (V. Wilk 2021).

In Abhängigkeit der Leistungsklasse, des Anwendungsfalls und Einsatzgebiets der Wärmepumpe gibt es eine Vielzahl von Marktteilnehmern. Dazu gehören u. a. Siemens (Dr. Jochen Schäfer 2019), Viessmann (Fachplaner Magazin für technische Gebäudeausrüstung 2021), Ochsen, Mayekawa, GEA (DR. OLE FREDRICH, THOMAS LERGENMÜLLER 2021), Oilon (European Heat Pump Association), Kobe Steel, Danfoss, Mitsubishi, Thermowatt, Combitherm, MAN, DryF (M. Koller, A. Schneeberger, V. Wilk 2021), Celefa, Engie, Johnson Controls (Ivo Eiermann 2021) und CTA. Durch die Vielzahl der Anlagenanforderungen, Leistungsklassen und Typen gibt es keine marktdominierenden Unternehmen und zudem eine starke Verknüpfung zur Forschung in Deutschland und weltweit (Dr. Cordin Arpagaus 2021).

Der geringe Erfahrungs- und Bekanntheitsgrad in Kombination mit der niedrigen Wirtschaftlichkeit durch das Gas-Strompreis-Verhältnis fördert Gasboiler und birgt in Deutschland das Risiko, den benötigten Ausbau für die Wärmewende (Fraunhofer IWES/IBP 2017) zu bremsen. Lange Amortisation sowie der Vertrieb von

Einzellösungen über Massenprodukte senken das wirtschaftliche Potenzial für Investoren weiterhin. Die mögliche mangelnde Verfügbarkeit von klimaneutralen Kältemitteln kann zu Akzeptanzproblemen führen (Arpagaus et al. 2018).

8.2 Quantitatives Zubaupotenzial

Vorgehen:

Mittels eines Top-down-Ansatzes werden die Gesamtenergiebedarfe der Sektoren ermittelt, um herauszufinden welcher Wärmebedarf durch Großwärmepumpen der Typen Fernwärme (FW-GWP), Industrie (I-GWP) je Temperaturniveau (<100°C, 100-500°C) gedeckt werden kann. Die obere Temperaturgrenze ist durch die Einteilung der Prozesswärmenachfrage begrenzt. Der Einsatz in der Geothermie wird in Kapitel 4 beschrieben. Das ökonomische Potenzial wird über die Ausschöpfung des technischen Potenzials von 10 bis -20 Prozent und in Abhängigkeit von Einflussfaktoren wie dem Gas-zu-Strom-Preis, den Volllaststunden, dem Zins und Nutzungsgrad bestimmt (Stefan Wolf 2017). Das theoretische Potenzial beschreibt das maximale physikalische Energieangebot aus Wärmequellen zur Deckung des Wärmebedarfs. Eine Darstellung der Nachfrageentwicklung aus Prognosen befindet sich im Anhang. Angenommen wird ein Wachstum des technischen Potenzials durch Technologiereife sowie des theoretischen Potenzials durch Wachstum des Industrie- und Fernwärmebedarfs. Der Anteil der Fernwärme an der Wärmeversorgung in Deutschland wird auf 30 Prozent limitiert.

Bereitstellungspotenzial in [TWh_{th}]	2020 ökon.	2020 tech./ theo.	2030 ökon.	2030 tech./ theo.	2050 ökon.	2050 tech./ theo.
FW GWPC	21–23	60–96/ 112	26–29	87–140/ 160	43–48	91–145/ 190
IGWP <100 °C	0,5–1	55–90/ 100	2–15	60–95/ 105	25–40	60–80/ 110
IGWP 100–500 °C[2]	0,25–0,75	10–40/ 80	0,7–8	10–45/ 80	10–35	15–55/ 80

Tabelle 12 Abschätzung Prognose zur Entwicklung der Wärmebereitstellung nach ökonomischem, technischem und theoretischem Energiepotenzial in Deutschland

[2] Die Temperaturspanne ergibt sich aus der Klassifizierung der Nachfrage, angenommen ist, das GWP bis 2050 nur bis maximal 250 °C versorgen.

Leistungspotenzial in [GW_{th}]	2030	2050
FW GWP	5,8–9,6	8,5–16
I GWP <100 °C	0,5–5	6,25–15
IGWP 100–500 °C [3]	0,2–2,5	3,4–10

Tabelle 13 Leistungspotenzial von Großwärmepumpen

In Tabelle 12 ist die Prognose der ökonomischen sowie technisch-theoretischen Potenziale der Jahre 2020, 2030 und 2050 abgebildet, die detaillierte Quellenübersicht befindet sich im Anhang. Die Entwicklung ist aus einem Benchmark der vorhandenen Quellen für die Industriesektoren sowie Fernwärmeentwicklung in Deutschland sowie Europa abgeleitet. Dabei wird eine Verteilung des Industriepotenzials bei unveränderter Größe der Industriebranchen von ca. 25 Prozent Chemie, 21 Prozent Papier, 19 Prozent Lebensmittel, 13 Prozent Metall angenommen (Naegler et al. 2015; Stefan Wolf 2017). Das Erzeugungs- und Leistungspotenzial der GWP ist stark schwankend in Abhängigkeit der technischen Ausführung und der COP der Einzelanlagen. Daher ist hier eine Berechnung des minimalen und maximalen ökonomischen Potenzials und mittleren COP von 3 bis 5 bei Volllaststunden von 2.000 bis 4.000 (4.000–6.000 bei Fernwärme) durchgeführt. Die Verfügbarkeit der Kältemittel und Temperaturbereitstellung der Verdichtertypen wird vernachlässigt. Es ergibt sich für alle Großwärmepumpenklassen ein gesamtes wachsendes ökonomisches Wärmebereitstellungspotenzial von 28,7 bis 52 TWh_{th} in 2030 sowie 78 bis 123 TWh_{th} in 2050.

[3] Die Temperaturspanne ergibt sich aus der Klassifizierung der Nachfrage, angenommen ist, das GWP bis 2050 nur bis maximal 250 °C versorgen

9 Exkurs: Handlungsempfehlungen für die weitere Marktentwicklung einer Auswahl von Technologien

9.1 Agri-Photovoltaik

Die sehr dynamische weltweite Entwicklung der Agri-Photovoltaik wird außer durch die hohen Zuwachsraten der installierten Leistung auch durch die steigende Anzahl an staatlichen Förderprogrammen sichtbar. Nach Einführung der ersten gesetzlichen Einspeisevergütung für Strom aus Agri-Photovoltaik in Japan im Jahr 2013 folgten Unterstützungsmaßnahmen in China, Frankreich, den USA und Südkorea. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2021, welches am 1. Januar in Kraft trat, sieht für 2022 eine Ausschreibung in Höhe von 50 Megawatt installierte APV-Leistung vor, zusammen mit Solarstromanlagen über Parkplätzen und schwimmenden Photovoltaikanlagen.

Eine Teilnahme an den Innovationsausschreibungen des EEG ist nur für Anlagenkombinationen möglich. Die Pflicht einer Koppelung an andere EEG-Anlagen stellt jedoch eine technisch nicht notwendige Einschränkung der zu fördernden Anlagen dar. Zudem ist durch den direkten Wettbewerb zwischen den drei Anlagentypen vollkommen offen, welche Technologie sich bei der gemeinsamen Ausschreibung am Ende durchsetzen wird. Folgt man dem Wortlaut in der Innovationsausschreibung, so sind Agri-Photovoltaik-Systeme als „Solaranlagen auf Ackerflächen bei gleichzeitigem Nutzpflanzenanbau auf der Fläche“ außerdem nur im Ackerbau förderfähig. Anwendungen für Sonder- und Dauerkulturen, bei welchen ein besonders hohes Potenzial erwartet wird, wären genauso ausgeschlossen wie Anlagen auf Dauergrünland. Weiterhin wird gefordert, dass der Strom ohne anteiligen Eigenverbrauch vollständig in das Stromnetz eingespeist wird.

Landwirtschaftliche Beihilfen bei gleichzeitiger PV-Stromerzeugung

Nach § 12 Abs. 3 Nr. 6 Direktzahlungen-Durchführungsverordnung (DirektzahlDurchfV) werden Flächen, auf denen Solaranlagen errichtet werden, nicht mehr hauptsächlich landwirtschaftlich genutzt. Folgt man dem Wortlaut, können für diese Flächen keine landwirtschaftlichen Beihilfen beansprucht werden. Sowohl die europäische als auch die deutsche Rechtsprechung legen jedoch nahe, dass solche Flächen nicht pauschal von den Beihilfen ausgeschlossen werden können. Entscheidend ist vielmehr, ob und inwieweit die landwirtschaftliche Tätigkeit durch die Solarnutzung eingeschränkt ist. Der derzeitige Wortlaut führt häufig zu Verunsicherungen und hemmt dadurch den Ausbau der Agri-PV.

Agri-PV im Gartenbau als privilegiertes Bauvorhaben einstufen

Agri-PV-Anlagen müssen insbesondere die bauplanungsrechtlichen Anforderungen erfüllen. Da Agri-PV-Systeme in der Regel im sogenannten unbeplanten Außenbereich nach § 35 BauGB errichtet werden und nicht in Konkurrenz zu einer landwirtschaftlichen Nutzung der Flächen stehen, stellen sie für den Außenbereich typische Vorhaben dar und sollten deshalb explizit als privilegierte Vorhaben eingestuft werden. Dies gilt vor allem für Anwendungen im Gartenbau, bei welchem der Einfluss auf die Kulturlandschaft tendenziell als geringer einzustufen ist und pflanzenbauliche Synergien durch die duale Landnutzung besonders wahrscheinlich sind.

Rechtssichere Festsetzung in Bebauungsplänen

Um eine größere Rechtssicherheit auch für Agri-PV-Anlagen im Geltungsbereich eines Bebauungsplans zu gewährleisten, sollte in der BauNVO ein „Sondergebiet Agri-Photovoltaik“ aufgenommen werden.

EEG I: Separate Mindestmengen bei Innovationsausschreibungen im Jahr 2022

Im Rahmen der Innovationsausschreibungen ist für den Gebotstermin am 01.04.2022 ein Segment für besondere Solaranlagen i. H. v. 50 MW vorgesehen. Zu diesen besonderen Solaranlagen gehören neben Agri-PV auch schwimmende PV und PV-Parkplatzüberdachungen. Da aktuell keine Mindestmengen für die jeweiligen Anlagentypen der besonderen Solaranlagen vorgegeben sind, besteht ohne Einführung der Technologieprämie die Gefahr, dass sich Agri-PV-Projekte gegenüber den anderen beiden Bereichen nicht durchsetzen können. Um sicherzustellen, dass Agri-PV nicht leer ausgeht, sollte deshalb eine Mindestmenge von mindestens 10 MW je Anlagentyp festgesetzt werden.

EEG II: Erweiterung der Flächenkulisse für bodennahe Agri-PV

Derzeit kann für Strom aus Solaranlagen, welche auf ertragreichen landwirtschaftlichen Böden errichtet werden, häufig keine Stromabnahme nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) beansprucht werden. Bodennahe Agri-PV-Systeme sind jedoch bezüglich Stromgestehungskosten mit herkömmlichen PV-FFA heute schon wettbewerbsfähig. Ein Ausbau bodennaher Agri-PV-Systeme könnte dementsprechend ohne zusätzliche Finanzierungskosten alleine durch eine Ausweitung der Flächenkulisse umgesetzt werden. Im Falle der Ausschreibungsrunden für PV-FFA würde dies bei konstanten Ausschreibungsmengen voraussichtlich sogar zu niedrigeren Zuschlagspreisen führen, da herkömmliche PV-FFA von bodennahen Systemen Konkurrenz bekommen, wenn die monetären Vorteile durch die größere Flächenkulisse im Wettbewerb zum Tragen kommen.

EEG III: Technologieprämie für hoch aufgeständerte Agri-PV

Hoch aufgeständerte Agri-PV stärkt die Resilienz der landwirtschaftlichen Produktion. Derzeit liegen die Investitionskosten für hoch aufgeständerte Agri-PV etwas höher als bei herkömmlichen Freiflächenanlagen, weswegen sie bei den aktuellen Ausschreibungen für Solaranlagen (vgl. §§ 37 ff. EEG) keine Chance haben bzw. die gesetzlich festgesetzten Fördersätze (vgl. § 48 EEG) nicht ausreichen. Deshalb sollte für hoch aufgeständerte Anlagen, welche auf einer landwirtschaftlichen Fläche für den Ackerbau, die gartenbauliche Erzeugung, den Erwerbsobstbau oder den Weinbau errichtet wurden, eine Technologieprämie im EEG eingeführt werden.

9.2 Bauwerkintegrierte PV (BIPV)

Der normative und rechtliche Rahmen zur BIPV gestaltet sich sehr komplex. Bezogen auf die elektrotechnischen Eigenschaften der BIPV-Produkte sind dies insbesondere die Niederspannungsrichtlinie sowie IEC-Normen, vor allem IEC 61730. Im Hinblick auf die Eigenschaften als Bauprodukt ist vor allem die EU-Bauproduktenverordnung maßgeblich. Die Anforderungen an die Anwendung in der Gebäudehülle sind in den Landesbauordnungen mit den entsprechenden Verwaltungsvorschriften, den Technischen Baubestimmungen sowie in den nationalen Anwendungsnormen wie z. B. der DIN 18008 für Glas im Bauwesen aufgeführt.

Energiewirtschaftliche Aspekte sind vor allem im EEG in seiner neuesten Fassung (2021) sowie im Mieterstromgesetz zu finden. Sie bilden den Rahmen für die Nutzung, Einspeisung und Vergütung des

erzeugten Stroms. Auch formale ästhetische Anforderungen können im Einzelfall bestehen, z. B. im Rahmen eines Ensembleschutzes für Gebäude oder einer kommunalen Gestaltungssatzung. Vor allem die Vielzahl an bauordnungsrechtlichen, elektrotechnischen und energiewirtschaftlichen Regelungen stellt für die Marktentwicklung der BIPV eine große Herausforderung dar.

Schrittweise Harmonisierung der Bau- und Elektroanforderungen

Die Anforderungen an PV-Module als Bau- und Elektroprodukt beruhen auf unterschiedlichen Normenwelten. Teilweise kommt es dadurch zu einem Mehr- oder gar Doppelaufwand bei entsprechenden Prüfungen, z. B. bezüglich der Dauerhaftigkeit oder Brandsicherheit der Module. Nicht harmonisierte Anwendungsregeln erschweren außerdem den Warenverkehr: Während in der EU unter Berücksichtigung der EU-Bauproduktenverordnung ein freier Warenverkehr von Bauprodukten möglich ist, sind bei der Anwendung von BIPV-Produkten nationale und kommunale Anforderungen maßgeblich. Dadurch wird die europaweite Vermarktung von BIPV-Produkten deutlich erschwert. Ein weiteres Problem sind Produktzertifizierungsverfahren nach den PV-Normen, insbesondere IEC 61730 und IEC 61215, die wenig Flexibilität für kundenspezifische BIPV-Produkte zulassen.

Hindernisse für Mieter- bzw. WEG-Strom

Auch die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen müssen für die Hebung der BIPV-Potenziale weiterentwickelt werden. Mehr als die Hälfte aller Menschen in Deutschland wohnt zur Miete. Daher spielen die Konditionen des Mieterstromgesetzes neben der EEG-Vergütung eine zentrale Rolle. Die Ungleichbehandlung von erneuerbarem Eigen- und Mieterstromverbrauch sowie die hohen administrativen und bürokratischen Hemmnisse erschweren die Realisierung von BIPV-Projekten. Der Verkauf von lokal erzeugtem PV-Strom an Mieter (Stichwort „**Mieterstrom**“) scheitert häufig an Auflagen des Gewerbesteuerrechts. Vereinfacht wurde z. B. das Beschlussverfahren für die Errichtung von Ladesäulen bei Wohnungseigentümergemeinschaften (WEG), jedoch nicht für PV-Anlagen. Die steuerrechtliche Behandlung birgt weitere Komplexitätshürden für „**WEG-Strom**“. Die Schwelle für die Abführung einer anteiligen EEG-Umlage für eigenverbrauchten Strom wurde zwar mit dem EEG 2021 von 10 auf 30 kW_p Anlagenleistung angehoben, trotzdem bremst diese „**Sonnensteuer**“ die Investitionen im Gewerbe- und KMU-Sektor. Dies führt zu einem geringeren PV-Ausbau, geeignete Flächen werden nicht vollständig genutzt.

Beschleunigung der Solarisierung der Gebäudehülle

Die langen Investitionszyklen für Neubau und Sanierung behindern eine zügige Energiewende. Maßnahmen wie eine „**Solarpflicht**“ können dazu beitragen, alle geeigneten Flächenoptionen rechtzeitig auszuschöpfen. Eine Solarpflicht für bestimmte Gebäudeklassen wird derzeit in acht Bundesländern geplant oder eingeführt.

9.3 Festkörperbatterie

Die Festkörperbatterie befindet sich größtenteils im Entwicklungsstadium und nicht in der Endanwendung. Daher sollten zum jetzigen Zeitpunkt die folgenden Themen im Bereich der Forschungsaktivitäten und des Netzwerkaufbaus in Bezug auf eine Markteinführung priorisiert werden.

Ausbau der Forschungsaktivitäten zu Festkörperbatterien

Aufgrund der vielversprechenden Einsatzmöglichkeiten und einer möglichen Reduktion von Ressourcen im Vergleich zu herkömmlichen Batterien sollten die Material- und Systemforschungen ausgeweitet und vertieft werden. Zur Koordinierung und Intensivierung eignen sich sowohl Kompetenzcluster (wie beispielsweise das

bestehende FestBatt Cluster) oder auch eine Ausweitung der internationalen Forschungskooperation im Rahmen der European Battery Alliance und darüber hinaus mit weiteren führenden Akteuren in Nordamerika und Asien.

Synergien zwischen Automobilindustrie und stationären Speichern

Beim weiteren Ausbau der Forschungsaktivitäten und Markthochlaufstrategien sind die Synergien zwischen Anwendungen in der Automobilindustrie und stationären Speichern zu beachten und jeweils zu integrieren. Da die Technologie in beiden Bereichen erhebliches Anwendungspotenzial hat, sind Aktivitäten in beiden Bereichen miteinander zu verknüpfen.

LCA-Assessments von bestehenden und neuen Batterien

Mit Life-Cycle-Assessments können die ökologischen Auswirkungen von verschiedenen Batteriespeichertechnologien gemonitort werden. So können bestehende und neue Technologien hinsichtlich ihres Ressourcenverbrauchs bewertet werden, was eine frühzeitige Weichenstellung in Richtung ressourceneffizienter Technologien ermöglicht.

Großserienproduktion und Markthochlauf unterstützen

Neben dem Ausbau der Forschungsaktivitäten sind frühzeitig Prozesse und Produktionskapazitäten für eine Großserienproduktion von Festkörperbatterien in Deutschland und Europa zu prüfen und gegebenenfalls zu implementieren. Hierzu können strategische Kooperationen und Logistikketten entwickelt werden. Außerdem sollten bestehenden Produktionskapazitäten möglichst erweitert oder erneuert werden.

Förderliche regulatorische Rahmenbedingungen schaffen

Derzeit sind in Deutschland mehrere regulatorische Änderungen für Strom- und Batteriespeicher in Diskussion bzw. in Umsetzung. Bisher sind die Regularien in der Regel technologieoffen. Die durch Life-Cycle-Assessments gewonnenen Informationen können allerdings auch genutzt werden, um in der Zukunft regulatorische Anpassungen zur verstärkten Nutzung von material- und energieeffizienten Technologien zu entwickeln.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Begriffsklärung zu Potenzialen 7

Abbildung 2 Qualitative Roadmap für Zelleffizienzen nach Technologie 8

Abbildung 3 Technologien der Integrierten Photovoltaik 10

Abbildung 4 Historische Entwicklung der Preise für PV-Module (PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting/EuPD). Die Gerade zeigt den Trend der Preisentwicklung 10

Abbildung 5 Qualitative Darstellung von BIPV-Produktsegmenten nach Individualisierung und Zusatzkosten (European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics (ETIP PV) 2020) 15

Abbildung 6 Integrationsstufen an Fahrzeugen am Beispiel von Pkw. Integrationsstufe 1 beinhaltet die Dachfläche von Fahrzeugen, Integrationsstufe 2 alle weiteren nicht transparenten horizontalen Fahrzeugflächen wie Motorhaube und Heck, Integrationsstufe 3 die nicht transparenten, vertikalen Seitenflächen von Fahrzeugen und Integrationsstufe 4 alle transparenten Flächen am Fahrzeug 18

Abbildung 7 Differenzkosten der Reduktion von CO_2-Emissionen unter Einsatz von Wasserstoff in verschiedenen Sektoren (Kobad Bhavnagri 2020) 27

Abbildung 8 Mögliche Einsatzgebiete von Hochtemperaturspeichern (Hannah Maaßen 2020) 32

Abbildung 9 Kraftwerksinfrastruktur für den Einsatz von Hochtemperaturspeichern zur Strom-Wärme-Strom-Umwandlung mit dem Einsatz einer HT-Wärmepumpe. Alternativ könnte ein Heizstab eingesetzt werden (Hannah Maaßen 2020). 33

Abbildung 10 Technische Lebensdauer und Wirkungsgrad von Hochtemperaturspeichern verschiedener Studien 34

Abbildung 11 Installierte Leistung von konventionellen Kraftwerken in Deutschland (Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme 2021) 35

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Annahmen zur Entwicklung der Investitionskosten in EUR/WP für PV-Kraftwerke nach Größenklassen 11

Tabelle 2 Theoretische Flächenpotenziale und technische Leistungspotenziale für verschiedene Verkehrswege auf Basis der horizontalen Flächen 17

Tabelle 3 Technische Potenziale für RIPV nach Integrationstechnologien 17

Tabelle 4 Technische Potenziale für RIPV nach Integrationstechnologien 18

Tabelle 5 Technische Potenziale für VIPV bei verschiedenen Integrationsstufen an Pkw und Nutzfahrzeugen 19

Tabelle 6 Technische Potenziale der einzelnen Technologien bei Annahme steigender Wirkungsgrade 20

Tabelle 7 Kosten für ein beispielhaftes Geothermie-Heizkraftwerk 22

Tabelle 8 Zubaupotenziale von Tiefengeothermie 25

Tabelle 9 Jährliches Zubaupotenzial für Festkörperbatterien in Elektrofahrzeuge und stationäre Anwendung in GWh. Die relativ geringe Kapazität von 2 GWh im Jahr 2030 ist auf den Prozess der Marktaufnahme zurückzuführen, während 40 GWh im Jahr 2050 als maximales Potenzial angesehen werden können, wenn der Markt ausgereift ist 31

Tabelle 10 Kosten für Hochtemperaturspeicher verschiedener Konfigurationen 34

Tabelle 11 Abschätzung eines mittel- und langfristigen Potenzials von HAT-Speichern im deutschen Energiesystem bis zum Jahr 2050 36

Tabelle 12 Abschätzung Prognose zur Entwicklung der Wärmebereitstellung nach ökonomischem, technischem und theoretischem Energiepotenzial in Deutschland 39

Tabelle 13 Leistungspotenzial von Großwärmepumpen 40

Literaturverzeichnis

Andre Thess, Bernhard Hoffschmift, Stefano Giuliano (2020): Wärmespeicherkraftwerke. Positionspapier des DLR zum Umbau von Kohlekraftwerken auf einen CO_2-neutralen Betrieb. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).

Arpagaus, Cordin; Bless, Frédéric; Uhlmann, Michael; Schiffmann, Jürg; Bertsch, Stefan S. (2018): High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potenzials. In: *Energy* 152, S. 985–1010. DOI: 10.1016/j.energy.2018.03.166.

Ausfelder, Florian; Drake, Frank-Detlef; Erlach, Berit; Fischedick, Manfred; Henning, Hans-Martin; Kost, Christoph et al. (2017): "Sektorkopplung" - Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. München, Halle (Saale), Mainz: acetech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V; Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e.V. - Nationale Akademie der Wissenschaften; Union der Deutschen Akademien der Wissenschaften e.V (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft).

Bataille, Chris; Åhman, Max; Neuhoff, Karsten; Nilsson, Lars J.; Fischedick, Manfred; Lechtenböhmer, Stefan et al. (2018): A review of technology and policy deep decarbonization pathway options for making energy-intensive industry production consistent with the Paris Agreement. In: *Journal of Cleaner Production* 187, S. 960–973. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.03.107.

Bayerische Staatsregierung (2021): Energie-Atlas. Beispiel-Geothermie-Heizkraftwerk. Online verfügbar unter https://www.energieatlas.bayern.de/thema_geothermie/tiefe/daten.html, zuletzt geprüft am 14.04.2021.

Benato, Alberto; Stoppato, Anna (2018): Pumped Thermal Electricity Storage: A technology overview. In: *Thermal Science and Engineering Progress* 6, S. 301–315. DOI: 10.1016/j.tsep.2018.01.017.

BloombergNEF (2020): Battery Pack Prices Cited Below $100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at $137/kWh | BloombergNEF. Online verfügbar unter https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/, zuletzt aktualisiert am 14.12.2020, zuletzt geprüft am 26.04.2021.

Bongartz, Lisa; Shammugam, Shivenes; Gervais, Estelle; Schlegl, Thomas (2021): Multidimensional criticality assessment of metal requirements for lithium-ion batteries in electric vehicles and stationary storage applications in Germany by 2050. In: *Journal of Cleaner Production* 292, S. 126056. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.126056.

Bundesministeri-um für Verkehr und digitale Infrastruktur (2017): Statistik des Lärmschutzes an Bundesfernstraßen 2016.

Bundesrat: Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (EEG 2021). Fundstelle: Drucksache 763/20.

Bundestag (2021): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien, Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021. In: BGBl. I. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/__45.html.

Bundesverband Geothermie (2021a): Forschungslandschaft Geothermie. Online verfügbar unter https://www.geothermie.de/fileadmin/user_upload/Bibliothek/Downloads/Hintergrundpapiere/Forschungslandschaft_2021.pdf.

Bundesverband Geothermie (2021b): Geothermische Technologien / Geothermie in Zahlen. Online verfügbar unter https://www.geothermie.de/, zuletzt geprüft am 14.04.2021.

Corti, P., Bonomo, P., Frontini, F., Macé, P., Bosch, E. (2020): Building Integrated Photovoltaics. A practical handbook for solar buildings' stakeholders : Status Report 2020. SUPSI.

Dr. Andrej Jentsch (Hg.) (2021): Reallabor GWP: Großwärmepumpen in Fernwärmenetzen –Installation, Betrieb, Monitoring und Systemeinbindung. Projektantrag an das BMWi im Rahmen des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende". DKV Konferenz 20201. AGFW.

Dr. Cordin Arpagaus (Hg.) (2021): Fallbeispiele von industriellen Wärmepumpen in der Schweiz. Herausforderungen 2021 für die Kälte-, Klima- und Wärmepumpentechnik. DKV Wärmepumpen Konferenz 2021. Online.

Dr. Jochen Schäfer (2019): Hochtemperaturwärmepumpen im Kontext geothermischer Wärmeversorgung. Siemens AG, Corporate Technology, Head of Research Group „Distributed Energy Systems & Hear Conversion". In: Berliner Energietage 2019. Energiewende in Deutschland. Berliner Energietage 2019. Berlin, 22.05.2019. Berliner Energietage. Online verfügbar unter https://www.energietage.de/details/veranstaltung/energietage-gfz-helmholtz-zentrum-407-geothermie-transformation-waermenetze-erneuerbare-waerme-erd.html, zuletzt geprüft am 19.03.2021.

DR. OLE FREDRICH, THOMAS LERGENMÜLLER (Hg.) (2021): GEA Wärmepumpen. Anwendungsbeispiele für Industrie und Wärmenetze. DKV Konferenz Wärmepumpen 2021. Online. GEA.

EC (2020): Strategic research agenda for batteries 2020. European technology and innovation platform. Hg. v. European Commission. Batteries Europe ETIP. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/batteries_europe_strategic_research_agenda_december_2020__1.pdf, zuletzt geprüft am 26.04.2021.

Edström, K. (Hg.) (2020): BATTERY 2030+. Inventing the sustainable batteries of the future: Research needs and future actions. Online verfügbar unter https://battery2030.eu/digitalAssets/861/c_861008-l_1-k_roadmap-27-march.pdf, zuletzt geprüft am 09.04.2021.

Eggers, J.-B., Behnisch, M., Eisenlohr, J., Poglitsch, H., Phung, W. F., Münzinger, M., Ferrara, C. u. Kuhn, T. E. (2020): PV-Ausbauerfordernisse versus Gebäudepotenzial: Ergebnis einer gebäudescharfen Analyse für ganz Deutschland. In: *35. PV-Symposium*, S.837-856.

European Heat Pump Association: Large scale heat pumps in Europe. Real examples of heat pump applications in several industrial sectors. Unter Mitarbeit von Stefan Irmisch.

European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics (ETIP PV) (2020): Fact Sheets about Photovoltaics.

EUTurbines Brussels Office: THE GAS TURBINE INDUSTRY'S COMMITMENTS TO DRIVE THE TRANSITION TO RENEWABLE-GAS POWER GENERATION. Online verfügbar unter ps.vdma.org/documents/105951/28747307/EUTurbines_PowerTheEU_Commitment_2019-01_1548257762477.pdf/86183052-280f-056b-013d-adaea75c7ca4, zuletzt geprüft am 22.04.2021.

Fachplaner Magazin für technische Gebäudeausrüstung (Hg.) (2021): Viessmann entwickelt in Dresden Großwärmepumpen. TGA Magazin. Online verfügbar unter https://www.tga-fachplaner.de/meldungen/viessmann-group-viessmann-entwickelt-dresden-grosswaermepumpen, zuletzt geprüft am 19.03.2021.

Figgener, Jan; Stenzel, Peter; Kairies, Kai-Philipp; Linßen, Jochen; Haberschusz, David; Wessels, Oliver et al. (2020): The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review. In: *Journal of Energy Storage* 29, S. 101153. DOI: 10.1016/j.est.2019.101153.

Frate, Guido Franscesco (2020): Carnot Batteries. Multi-criteria economic analysis of a Pum-ped Thermal Electricity Storage with thermal integration. University of Pisa. Italy (IEA Storage Annex 36).

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (Hg.) (2021): Energy Charts. Online verfügbar unter https://energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&download-format=image/jpeg, zuletzt aktualisiert am 27.04.2021.
Fraunhofer ISE (2020): Agri-Photovoltaik: Chance für Landwirtschaft und Energiewende - Ein Leitfaden Für Deutsch-land.
(Februar 2020): Fraunhofer ISE analysiert Potenzial für Solarkraftwerke auf Braunkohle-Tagebauseen. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2020/fraunhofer-ise-analysiert-potenzial-fuer-solarkraftwerke-auf-braunkohle-tagebauseen.html.
Fraunhofer IWES/IBP (2017): Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittelund langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora. 107/01-S-2017/DE. Unter Mitarbeit von Agora, FHG IWES, FHG IBP. Agora Energiewende.
Frost & Sullivan (2020): Electric Vehicle Outlook 2020. Presentation for ASEAN ENERGY DAY. Online verfügbar unter https://www.asew-expo.com/2020/download/webinar/webinar5/Frost_Sullivan.pdf, zuletzt geprüft am 09.04.2021.
Gaur, Ankita Singh; Fitiwi, Desta Z.; Curtis, John (2021): Heat pumps and our low-carbon future: A comprehensive review. In: *Energy Research & Social Science* 71, S. 101764. DOI: 10.1016/j.erss.2020.101764.
General Electric Gas Power: Hydrogen fueled gas turbines. Online verfügbar unter https://www.ge.com/gas-power/future-of-energy/hydrogen-fueled-gas-turbines.
Green, Martin; Dunlop, Ewan; Hohl-Ebinger, Jochen; Yoshita, Masahiro; Kopidakis, Nikos; Hao, Xiaojing (2021): Solar cell efficiency tables (version 57). In: *Prog Photovolt Res Appl* 29 (1), S. 3–15. DOI: 10.1002/pip.3371.
Hannah Maaßen (2020): Analyse des Speicherverhaltens stationärer Batterien und Carnot-Batterien zum Lastausgleich im deutschen Energiesystem bis 2050 unter Anwendung des Energiesystemmodells REMod-D. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme. Freiburg.
Heumann, A.; Huenges, E.: Technologiebericht 1.2 Tiefengeothermie Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Technologien für die Energiewende. Hg. v. Wuppertal Institut, ISI, IZES. Wuppertal,Karlsruhe, Saarbrücken.
Hinkley, James T.; Hayward, Jennifer A.; Curtin, Bryan; Wonhas, Alex; Boyd, Rod; Grima, Charles et al. (2013): An analysis of the costs and opportunities for concentrating solar power in Australia. In: *Renewable Energy* 57, S. 653–661. DOI: 10.1016/j.renene.2013.02.020.
IEA Heat Pump Programme Annex 48 (2020): Annex 48 Industrial Heat Pumps, Second Phase. Final Report. Report no. HPT-AN48-1. Hg. v. IZW e.V. Germany. IEA Heat Pump Programme Annex 48.
IEA HPT (2017): Annex 47. Heat Pumps in District Heating and Cooling Systems. Final Report. Report no. HPT-AN47-1. IEA Heat Pump Programme Annex 47.
IEA (2021): Net Zero by 2050. Online verfügbar unter https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050
IRENA (2017): Geothermal Power. Technology Brief (978-92-9260-036-5). Online verfügbar unter https://www.irena.org/publications/2017/Aug/Geothermal-power-Technology-brief.
ITAS KIT (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.itas.kit.edu/pub/v/2003/paua03b.pdf.
Ivo Eiermann (Hg.) (2021): Einsatz von Großwärmepumpen in der Fernwärmeversorgung. DKV Konferenz 20201. Johnson Controls.
Kawasoko, Hideyuki; Shiraki, Susumu; Suzuki, Toru; Shimizu, Ryota; Hitosugi, Taro (2018): Extremely Low Resistance of Li3PO4 Electrolyte/Li(Ni0.5Mn1.5)O4 Electrode Interfaces. In: *ACS applied materials & interfaces* 10 (32), S. 27498–27502. DOI: 10.1021/acsami.8b08506.

Kobad Bhavnagri (2020): Hydrogen Economy Outlook. Key messages. BloombergNEF. Online verfügbar unter https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf, zuletzt geprüft am 22.04.2021.
Kosmadakis, George (2019): Estimating the potenzial of industrial (high-temperature) heat pumps for exploiting waste heat in EU industries. In: *Applied Thermal Engineering* 156, S. 287–298. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2019.04.082.
Kost, Christoph (2018): STROMGESTEHUNGSKOSTEN ERNEUERBARE ENERGIEN.
Kraftfahrtbundesamt (2020): Fahrzeugzulassungen (FZ): Bestand an Nutzfahrzeugen, Kraftfahrzeugen insgesamt und Kraftfahr-zeuganhängern nach technischen Daten.
Kuhn, T. E., Erban, C., Heinrich, M., Eisenlohr, J., Ensslen, F. u. Neuhaus, D. H. (2021): Review of technological design options for building integrated pho-tovoltaics (BIPV). In: *Energy and Buildings 231*, S. 110381.
Lang, Jialiang; Jin, Yang; Liu, Kai; Long, Yuanzheng; Zhang, Haitian; Qi, Longhao et al. (2020): High-purity electrolytic lithium obtained from low-purity sources using solid electrolyte. In: *Nat Sustain* 3 (5), S. 386–390. DOI: 10.1038/s41893-020-0485-x.
Liu, Kai; Liu, Yayuan; Lin, Dingchang; Pei, Allen; Cui, Yi (2018): Materials for lithium-ion battery safety. In: *Science advances* 4 (6), eaas9820. DOI: 10.1126/sciadv.aas9820.
Lumenion GmBh: https://lumenion.com/650grad/.
M. Koller, A. Schneeberger, V. Wilk (Hg.) (2021): Marktpotenzial für Hochtemperatur Wärmepumpen in Europa. DryF. DKV Wärmepumpen Konferenz 2021. AIT Austrian Institute of Technology GmbH.
M. Sc. Stefan Wolf, PD Dr.-Ing Markus Blesl (Hg.): Model-based quantification of the contribution of industrial heat pumps to the European climate change mitigation strategy. Institute for Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER). Online verfügbar unter https://www.eceee.org/library/conference_proceedings/eceee_Industrial_Summer_Study/2016/4-technology-products-and-systems/model-based-quantification-of-the-contribution-of-industrial-heat-pumps-to-the-european-climate-change-mitigation-strategy/, zuletzt geprüft am 26.03.2021.
Marina, A.; Spoelstra, S.; Zondag, H. A.; Wemmers, A. K. (2021): An estimation of the European industrial heat pump market potenzial. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 139, S. 110545. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110545.
Mateu-Royo, Carlos; Sawalha, Samer; Mota-Babiloni, Adrián; Navarro-Esbrí, Joaquín (2020): High temperature heat pump integration into district heating network. In: *Energy Conversion and Management* 210, S. 112719. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.112719.
Matthias Sandrock, Christian Maaß, Simona Weisleder, Hilmar Westholm, Wolfgang Schulz, Geraldine Löschan, Christina Baisch, Horst Kreuter, Dorothea Reyer, Dirk Mangold, Mathieu Riegger, Christian Köhler (2020): Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärme-quellen am Beispiel tiefengeothermischer Ressourcen. Abschlussbericht. Umweltbundesamt, HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, Hamburg, GeoThermal Engineering GmbH, Karlsruhe, Solites Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, Stuttgart (Forschungskennzahl 3715 41 112 0).
Meyers, Steven; Schmitt, Bastian; Vajen, Klaus (2018): The future of low carbon industrial process heat: A comparison between solar thermal and heat pumps. In: *Solar Energy* 173, S. 893–904. DOI: 10.1016/j.solener.2018.08.011.
Mitsubishi Power (2018): The hydrogen gas turbine, successfully fired with a 30% fuel mix, is a major step towards a carbon-free society. Online verfügbar unter https://power.mhi.com/special/hydrogen/article_1#para03, zuletzt geprüft am 22.04.2021.

Naegler, Tobias; Simon, Sonja; Klein, Martin; Gils, Hans Christian (2015): Quantification of the European industrial heat demand by branch and temperature level. In: *Int. J. Energy Res.* 39 (15), S. 2019–2030. DOI: 10.1002/er.3436.
Nils Lindstrand: This Swedish scientist works towards fulfilling Siemens Energy's 2030 hydrogen pledge. Siemens Energy. Online verfügbar unter https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2019/hydrogen-capable-gas-turbine.html, zuletzt geprüft am 22.04.2021.
NIO (2021): NIO - Intelligente Premium EVs und Ladestationen - NIO Day 2020: die erste Limousine, Autonomes Fahren und 1000 Kilometer Reichweite. Online verfügbar unter https://www.nio.com/de_DE/news/nio-day-2020-die-erste-limousine-autonomes-fahren-und-1000-kilometer-reichweite, zuletzt aktualisiert am 07.04.2021, zuletzt geprüft am 09.04.2021.
Reuters (2020): Battery maker claims that it has revolutionary solid-state battery that outperforms lithium-ion rivals | Reuters Events | Supply Chain & Logistics Business Intelligence. Online verfügbar unter https://www.reutersevents.com/supplychain/technology/battery-maker-claims-it-has-revolutionary-solid-state-battery-outperforms-lithium-ion, zuletzt aktualisiert am 09.04.2021, zuletzt geprüft am 09.04.2021.
RWE (2020): Gemeinschaftsprojekt Flüssigsalzspeicher. Online verfügbar unter https://www.group.rwe/presse/rwe-power/2019-03-15-gemeinschaftsprojekt-fluessigsalzspeicher, zuletzt aktualisiert am 15.04.2020.
Sato, Ryotaro (2021): 'World's highest-capacity' solid-state battery developed in Japan. In: *Nikkei Asia* 2021, 03.03.2021. Online verfügbar unter https://asia.nikkei.com/Business/Energy/World-s-highest-capacity-solid-state-battery-developed-in-Japan, zuletzt geprüft am 09.04.2021.
Shammugam, Shivenes (2019): Raw materials and energy transformation process. Analysis of supply bottlenecks and implications on metal markets. [1. Auflage]. Düren: Shaker Verlag (Schriftenreihe der Reiner Lemoine-Stiftung).
Siemens Gas and Power, Engie Solutions and Centrax Ltd (2020): HYFLEXPOWER: Weltweit erste integrierte Power-to-X-to-Power-Demonstrationsanlage mit Wasserstoffgasturbine. Online verfügbar unter https://press.siemens.com/global/de/pressemitteilung/hyflexpower-weltweit-erste-integrierte-demonstrationsanlage-einer-power-x-power.
Smallbone, Andrew; Jülch, Verena; et al. (2017): Levelised Cost of Storage for Pumped Heat Energy Storage in comparison with other energy storage tech-nologies (Energy Conversion and Management 152).
Stefan Wolf (2017): Integration von Wärmepumpen in industrielle Produktionssysteme. Potenziale und Instrumente zur Potenzialerschließung. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung,
Stolzenburg, Klaus (2014): Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht.
Studie des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft e.V. (2019): Solarparks – Gewinne für die Biodiversität.
Sun, Chunwen; Liu, Jin; Gong, Yudong; Wilkinson, David P.; Zhang, Jiujun (2017): Recent advances in all-solid-state rechargeable lithium batteries. In: *Nano Energy* 33, S. 363–386. DOI: 10.1016/j.nanoen.2017.01.028.
Tekin, Nurettin et al. (2018): Enhancement of fuel flexibility of industrial gas turbines by development of innovative hydrogen combustion systems. Kawasaki Heavy Industries, LTD. (KHI). Online verfügbar unter https://www.kawasaki-gasturbine.de/files/Hydrogen_as_fuel_for_GT.pdf, zuletzt geprüft am 27.04.2021.
The Faraday Institution (2020): Solid-State Batteries: The Technology of the 2030s but the Research Challenge of the 2020s. Faraday Insights - Issue 5. Online verfügbar unter https://faraday.ac.uk/wp-content/uploads/2020/04/Faraday-Insights-5_Updated.pdf, zuletzt geprüft am 27.04.2021.

Thomas Klaus, Carla Vollmer, Kathrin Werner (2010): Energy target 2050: 100% renewable electricity supply. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel. Federal Environment Agency. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/energieziel-2050, zuletzt geprüft am 19.04.2021.

Thorsten Agemar, Evelyn Suchi & Inga Moeck (2019): Die Rolle der tiefen Geothermie bei der Wärmewende. Wie Deutschland 60 % erneuerbare Wärme bis 2050 schaffen könnte. Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik. Hannover (0135181).

V. Wilk (Hg.) (2021): INDUSTRIEWÄRMEPUMPEN IN ÖSTERREICH. IEA Heat Pump Programme Annex 48. Unter Mitarbeit von V. Wilk, F. Helminger, M. Lauermann, S. Dusek, B. Windholz, A. Sporr, R. Geyer. DKV Wärmepumpen Konferenz 2021. Online. Austrian Institute of Technology GmbH.

Viessmann Deutschland GmbH: Wärmepumpen bis 2000 kW. Online verfügbar unter https://www.viessmann.de/content/dam/vi-brands/DE/PDF/Technologien/pr-waermepumpen_2000_kw.pdf/_jcr_content/renditions/original.media_file.download_attachment.file/pr-waermepumpen_2000_kw.pdf, zuletzt geprüft am 19.03.2021.

World Bank Group, Solar Energy Research Institute of Singapore (Hg.) (2019): Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report. Online verfügbar unter https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/31880.

Xu, Chengjian; Dai, Qiang; Gaines, Linda; Hu, Mingming; Tukker, Arnold; Steubing, Bernhard (2020): Future material demand for automotive lithium-based batteries. In: *Commun Mater* 1 (1). DOI: 10.1038/s43246-020-00095-x.

Anhang

Energiebedarf [TWh_{th}]	2019/20	2030	2050
UBA FW	112		
Agora (FW RW + WW) Industrie PW <100 100–500 >500	112	185,8 100 120 270	
ISI/IEE (FW Haushalte, GHD Ind) in (RW, WW, PW)	132 (= 62 + 22 + 48)	158 (= 69 + 38 + 51)	139 (= 70 + 31 + 39)
ISE (FW – RW) Industrie PW <100 100–500 >500	81	97–147 75	116–218 70

Tabelle I Zukünftiger deutscher Wärmebedarf der Fernwärme und Industrieprozesswärme verschiedener Quellen nach Einsatz und Temperatur. FW: Fernwärme, PW: Prozesswärme, RW: Raumwärme, WW: Warmwasser, IP: Industrieprozesswärme

TWh_{th}	2020 ökonomisch	2020 technisch / theoretisch	2030 ökonomisch	2030 technisch / theoretisch	2050 ökonomisch	2050 technisch	2050 theoretisch	Quelle
EU IGWP <150 °C	68	174	–	–	270	–	477	EHPA (European Heat Pump Association)
EU DHC GWP <150 °	74	–	–	–	–	–	–	
EU IGWP <200 °C	–	23 GW, 178 TWh	–	–	–	–	–	A. Marina, TNO, (Marina et al. 2021)
EU Waste GWP <100 °C	–	28,3	–	–	–	–	–	G. Kosmadakis (Kosmadakis 2019)

TWh_{th}	2020 ökonomisch	2020 technisch / theoretisch	2030 ökonomisch	2030 technisch / theoretisch	2050 ökonomisch	2050 technisch	2050 theoretisch	Quelle
IGWP <100 °C	10,3–15,2	62,8–78	–	–	–	–	106	S. Wolf, AIT 2013 (M. Sc. Stefan Wolf, PD Dr.-Ing Markus Blesl)
All IGWP	1,2	86,3 - 182,8	–	–	–	–	–	S. Wolf, 2017 (Stefan Wolf 2017)
HT-GWP >130 °C, 20 % Abwärme	0,7–2,7	11,1–44,6	–	–	–	–	–	M. Koller, DryF 2021 (M. Koller, A. Schneeberger, V. Wilk 2021)
IGWP	–	–	–	37,8 PW 25,2 RW	–	112	–	FH IWES/IBP Agora (Fraunhofer IWES/IBP 2017)
FW-GWP <100 °C	–	–	–	7,8 PW 108 RW	–	–	–	
FW-GWP 100–500 °C*	–	–	–	64,8 PW	–	–	–	
IGWP <100 °C	0,77	–	2,67–14,05	–	38–44	–	–	Remod, Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem
IGWP 100–500 °C*	0,33	–	1,15–6,02	–	16–19	–	–	

Tabelle II Literaturquellen mit ökonomischem, technischem und theoretischem Energiepotenzial der Großwärmepumpentypen in der EU und Deutschland. PW: Prozesswärme, RW: Raumwärme, WW: Warmwasser.
* Die Temperaturspanne ergibt sich aus der Klassifizierung der Nachfrage, angenommen ist, dass GWP bis 2050 nur bis maximal 250 °C versorgen.

Impressum

Herausgeber:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren:

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fh ISE)
Julian Brandes
Jan-Bleicke Eggers
Nicolas Fuchs
Martin Heinrich
Christoph Kost
Dominik Peper
Christian Schill
Shivenes Shammugam
Maximilian Trommsdorff
Stefan Wieland
Harry Wirth
Daniel Wrede

Stand:
10/2021

Bitte zitieren als:
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fh ISE) (2021). Innovative Energietechnologien – Analyse ausgewählter innovativer Technologien zur Energieerzeugung, -umwandlung und -speicherung. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

www.dena.de

dena
Deutsche Energie-Agentur