

Klimaneutrales Deutschland

In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein
Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals

STUDIE



IMPRESSUM

STUDIE

Klimaneutrales Deutschland: In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals.

IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

Agora Verkehrswende

www.agora-verkehrswende.de

info@agora-verkehrswende.de

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000 | F +49 (0)30 700 14 35-129

Stiftung Klimaneutralität

www.stiftung-klima.de | info@stiftung-klima.de

Friedrichstr. 140 | 10117 Berlin | T +49 (0)30 62939 4639

ERSTELLT DURCH

Prognos AG

Goethestr. 85 | 10623 Berlin

Hans Dambeck, Florian Ess, Hanno Falkenberg,
Dr. Andreas Kemmler, Dr. Almut Kirchner, Sven
Kreidelmeyer, Sebastian Lübbers, Dr. Alexander Piégsa,
Sina Scheffer, Dr. Thorsten Spillmann, Nils Thamling,
Aurel Wünsch, Marco Wünsch, Inka Ziegenhagen

Öko-Institut e. V.

Borkumstraße 2 | 13189 Berlin

Dr. Wiebke Zimmer, Ruth Blanck, Dr. Hannes Böttcher,
Wolf Kristian Görz, Dr. Klaus Hennenberg, Dr. Felix Chr.
Matthes, Margarethe Scheffler, Kirsten Wiegmann

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Döppersberg 19 | 42103 Wuppertal

Clemens Schneider, Dr. Georg Holtz, Mathieu Saurat,
Annika Tönjes, Prof. Dr. Stefan Lechtenböhrer

Prognos war in dieser Studie federführend für die übergreifende Ausgestaltung der Szenarien und die inhaltliche Gesamtprojektleitung. Darüber hinaus verantwortete Prognos die Sektoren Gebäude und Energiewirtschaft. Das Öko-Institut war zuständig für Verkehr, Landwirtschaft, Abfall und LULUCF und die Herleitung der Emissionsminderungsziele. Das Wuppertal Institut bearbeitete den Sektor Industrie.

Satz: Urs Karcher / UKEX, Melanie Wiener / GRAFIKBUERO,
Juliane Franz, Marica Gehlfuss / Agora Verkehrswende
Satzkoordination: Ada Rühring / Agora Energiewende
Titelbild: PPAMPicture/iStock

195/03-S-2020/DE | 48-2020-DE

Version 1.1, November 2020

PROJEKTLÉITUNG

Alexandra Langenheld

alexandra.langenheld@agora-energiewende.de

Dr. Matthias Deutsch

matthias.deutsch@agora-energiewende.de

Marco Wünsch | marco.wuensch@prognos.com

Inka Ziegenhagen | inka.ziegenhagen@prognos.com

TECHNISCHER STEUERUNGSKREIS

Agora Energiewende

Dr. Patrick Graichen, Dr. Matthias Deutsch,
Alexandra Langenheld, Frank Peter, Philipp D. Hauser,
Fabian Hein, Mara Marthe Kleiner, Thorsten Lenck,
Christoph Podewils, Georg Thomaßen, Wido K. Witecka

Agora Verkehrswende

Dr. Carl-Friedrich Elmer, Christian Hochfeld,
Dr. Günter Hörmandinger, Dr. Urs Maier

Stiftung Klimaneutralität

Rainer Baake, Dr. Julia Metz, Martin Weiß

DANKSAGUNG

Erst das Engagement vieler weiterer Kolleginnen und Kollegen hat diese Studie möglich gemacht. Für die tatkräftige Unterstützung bedanken möchten wir uns daher bei Claudia Beckmeyer, Nikola Bock, Matthias Buck, Juliane Franz, Marica Gehlfuss, Janne Görlach, Andreas Graf, Manuela Henderkes, Shirin Langer, Steffi Niemozok, Dr. Philipp Prein, Ada Rühring, Fritz Vorholz.

Die Verantwortung für die Ergebnisse in den Kapiteln 1 bis 5 liegt ausschließlich bei Prognos, Öko-Institut und Wuppertal Institut und für Vorwort und Einleitung bei Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität.



Unter diesem QR-Code steht diese
Publikation als PDF zum Download
zur Verfügung.



Unter diesem QR-Code steht die
englische Zusammenfassung als
PDF zum Download zur Verfügung.

Bitte zitieren als:

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

das dritte Dürrejahr in Folge in Deutschland, verheerende Waldbrände in Australien und Kalifornien, Rekordtemperaturen am Nord- und Südpol – die Warnungen der Wissenschaft werden Realität. Es ist daher gut, dass sich trotz COVID-19-Pandemie beim Klimaschutz zuletzt viel getan hat: Nicht nur die Europäische Union, Großbritannien, Japan, Südkorea und viele US-Bundestaaten haben Klimaneutralität bis 2050 als Ziel formuliert, auch China bekennt sich zur Klimaneutralität vor 2060.

Das Paradigma der Klimaneutralität erfordert neue Zwischenziele für 2030, sowohl in Deutschland als auch in Europa. Die EU-Kommission hat vorgeschlagen, dass Europa sein 2030-Klimaschutzziel von 40 Prozent auf mindestens 55 Prozent weniger Emissionen erhöht, Dänemark will sogar minus 70 Prozent erreichen.

Wie kann das funktionieren, ein Deutschland ohne Kohle, Erdöl und Erdgas zu schaffen? Und was ist dafür in den kommenden zehn Jahren nötig? Wir haben Prognos, das Öko-Institut und das Wuppertal Institut damit beauftragt, ein machbares Szenario für ein klimaneutrales Deutschland zu entwickeln, mit Wirtschaftlichkeit, Wahrung der Investitionszyklen und Akzeptanz als Kernkriterien.

Das Ergebnis: Klimaneutralität 2050 und ein neues deutsches Zwischenziel von minus 65 Prozent Treibhausgase bis 2030 sind machbar, brauchen aber eine komplett andere Gangart in der Klimapolitik. Was das genau bedeutet, zeigt dieser Bericht.

Wir wünschen eine angenehme Lektüre!

Dr. Patrick Graichen, *Direktor Agora Energiewende*
Christian Hochfeld, *Direktor Agora Verkehrswende*
Rainer Baake, *Direktor Stiftung Klimaneutralität*

Ergebnisse auf einen Blick:

1

Ein klimaneutrales Deutschland 2050 ist technisch und wirtschaftlich im Rahmen der normalen Investitionszyklen in drei Schritten realisierbar. In einem ersten Schritt sinken die Emissionen bis 2030 um 65 Prozent. Der zweite Schritt nach 2030 ist der vollständige Umstieg auf klimaneutrale Technologien, sodass die Emissionen um 95 Prozent sinken. In einem dritten Schritt werden nicht vermeidbare Restemissionen durch CO₂-Abscheidung und -Ablagerung ausgeglichen.

2

Der Weg in die Klimaneutralität ist ein umfassendes Investitionsprogramm, vergleichbar mit dem Wirtschaftswunder in den 1950er/60er-Jahren. Kernelemente sind eine Energiewirtschaft auf Basis Erneuerbarer Energien, die weitgehende Elektrifizierung, die smarte und effiziente Modernisierung des Gebäudebestands sowie der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft für die Industrie. Dies steigert zugleich die Lebensqualität durch weniger Lärm und Luftschadstoffe.

3

Das als Teil des European Green Deal angepasste deutsche 2030-Klimaziel von minus 65 Prozent Treibhausgase bedeutet eine deutliche Beschleunigung der Energie-, Verkehrs- und Wärmewende. Dazu gehören bis 2030 der vollständige Kohleausstieg, ein Erneuerbaren-Anteil am Strom von etwa 70 Prozent, 14 Millionen Elektroautos, 6 Millionen Wärmepumpen, eine Erhöhung der Sanierungsrate um mindestens 50 Prozent sowie die Nutzung von gut 60 TWh sauberen Wasserstoffs.

4

Die Weichen für Klimaneutralität 2050 und minus 65 Prozent Treibhausgase bis 2030 werden in der nächsten Legislaturperiode gestellt. Das Regierungsprogramm nach der Bundestagswahl 2021 ist von zentraler Bedeutung. Kluge Instrumente und Politiken modernisieren Wirtschaft und Gesellschaft Deutschlands in Richtung Resilienz und Zukunftsfähigkeit. Gleichzeitig gestaltet gute Politik den anstehenden Strukturwandel so, dass er inklusiv ist und alle mitnimmt.

Inhalt

Einleitung	9
In drei Schritten zur Klimaneutralität 2050	9
Ein Investitions- und Modernisierungsprogramm für Deutschland	10
Das Zwischenziel von minus 65 Prozent Treibhausgase bis 2030	12
Jetzt ist die Politik am Zug	13
1 Zusammenfassung	15
Der Weg zur Klimaneutralität 2050 ist zu einem Drittel beschritten	16
Was schon beschlossen ist: Klimaschutzprogramm und Klimaschutzgesetz der Bundesregierung	18
Drei Schritte zur Klimaneutralität: Schritt 1 – 65 Prozent Minderung bis 2030	19
Drei Schritte zur Klimaneutralität: Schritt 2 – 95 Prozent Minderung der Emissionen	21
Drei Schritte zur Klimaneutralität: Schritt 3 – Kompensation der Restemissionen mit CCS und Negativemissionen	22
Drei Säulen der Transformation: Säule 1 – Energieeffizienz und Senkung des Energiebedarfs	24
Drei Säulen der Transformation: Säule 2 – erneuerbare Stromerzeugung und Elektrifizierung	25
Drei Säulen der Transformation: Säule 3 – Wasserstoff als Energieträger und Rohstoff	29
Szenario Klimaneutral 2050 im Überblick	31
2 Methodik und Rahmenannahmen	33
2.1 Zielsetzung der Studie	33
2.2 Treibhausgas-Emissionsminderungsziele	33
2.3 Methodik	38
2.4 Rahmendaten	42
3 Ergebnisse Szenario Klimaneutral 2050 (KN2050)	45
3.1 Übersicht	45
3.2 Energiewirtschaft	49
3.2.1 Zielbild und Ausgangslage	49
3.2.2 Stromnachfrage	50
3.2.3 Stromerzeugung	51
3.2.4 Installierte Leistung und Flexibilität des Stromsystems	54
3.2.5 Fernwärmeerzeugung	58
3.2.6 Mineralölraffinerien	59
3.3 Industrie	60
3.3.1 Zielbild und Ausgangslage	60
3.3.2 Entwicklung der Produktionsmengen	60
3.3.3 Energieeinsatz und Treibhausgasemissionen	62
3.3.4 Einblicke in die Transformation der Industriebranchen	65

Inhalt

3.4	Gebäude	74
3.4.1	Zielbild und Ausgangslage	74
3.4.2	Entwicklung der Gebäudeflächen	76
3.4.3	Effizienzentwicklung Gebäudehülle: energetische Sanierungen	77
3.4.4	Absatz Wärmeerzeuger und Heizungsstruktur	79
3.4.5	Endenergieverbrauch und THG-Emissionen	81
3.5	Verkehr	85
3.5.1	Zielbild und Ausgangslage	85
3.5.2	Verkehrsnachfrage	87
3.5.3	Neuzulassungen und Bestand	92
3.5.4	Endenergiebedarf und THG-Emissionen	95
3.5.5	Sensitivität Markthochlauf Elektrofahrzeuge	100
3.6	Landwirtschaft, Abfall und LULUCF	104
3.6.1	Landwirtschaft	104
3.6.2	Abfallsektor	112
3.6.3	LULUCF	112
3.7	Bioenergie	114
3.8	Negative Emissionen und CCS	117
3.8.1	CO ₂ -Abscheidung	118
3.8.2	CO ₂ -Infrastruktur	119
3.8.3	Dauerhafte CO ₂ -Speicherung	119
3.8.4	Negative Emissionen	122
3.9	Wasserstoff	124
3.9.1	Wasserstoffbedarf und -infrastruktur	124
3.9.2	Wasserstofferzeugung	126
3.9.3	Wasserstoffkosten	127
3.9.4	Synthetische Energieträger	128
4	Ergebnisse Klimaneutral Minimalvariante (KNmin)	131
4.1	Übersicht	131
4.2	Energiewirtschaft	135
4.2.1	Zielbild	135
4.2.2	Stromnachfrage	135
4.2.3	Installierte Leistung und Stromerzeugung	138
4.2.4	Fernwärmeerzeugung	138
4.2.5	Mineralölraffinerien	139

Inhalt

4.3	Industrie	139
4.3.1	Zielbild	139
4.3.2	Entwicklung der Produktionsmengen	140
4.3.3	Treibhausgasemissionen	140
4.3.4	Energieeinsatz	140
4.3.5	Zugrunde liegende Entwicklungen in den Industriebranchen	142
4.4	Gebäude	144
4.4.1	Zielbild	144
4.4.2	Effizienzentwicklung und Beheizungsstruktur	144
4.4.3	Endenergieverbrauch und THG-Emissionen	147
4.5	Verkehr	150
4.5.1	Zielbild	150
4.5.2	Verkehrsnachfrage	150
4.5.3	Neuzulassungen und Bestand	150
4.5.4	THG-Emissionen und Endenergie	151
4.6	Landwirtschaft, LULUCF, Abfall	154
4.6.1	Landwirtschaft	154
4.6.2	Abfallsektor	155
4.6.3	LULUCF	155
4.7	Negative Emissionen und CCS	156
4.8	Wasserstoff	156
5	Schlussfolgerung	159
6	Literatur	161
7	Anhang	167
7.1	Modelle	167
7.1.1	Strommarktmodell	167
7.1.2	Private-Haushalte-Modell	168
7.1.3	GHD-Modell	169
7.1.4	Verkehrsmodell TEMPS	169
7.1.5	Landwirtschaftsmodell LiSE	170
7.1.6	LULUCF-Modell FABio	172
7.1.7	Abfallmodell Wast_Mod	172
7.1.8	Industriemodell WISEE-EDM	173
7.2	Szenarienvergleich	175

Einleitung

Das Jahr 2020 wird als das Jahr der COVID-19-Pandemie in die Geschichtsbücher eingehen. Der beispiellose Kampf zur Rettung von Menschenleben in allen Ländern der Welt, die massiven Einschränkungen des wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Lebens gab es so bis dato noch nicht. Schnelle Entscheidungen waren plötzlich an der Tagesordnung; die Politik hat gezeigt, wozu sie in Krisensituationen fähig ist.

Es ist gut möglich, dass das Jahr 2020 auch noch aus einem weiteren Grund in die Geschichte eingeht: als das Jahr der Trendwende bei den globalen CO₂-Emissionen. So verfolgen viele Länder eine mehr oder weniger stark ausgeprägte *Green-Recovery*-Strategie. Aufbauhilfen für Industrien werden inzwischen vor dem Paradigma der Klimaneutralität diskutiert, schließlich sollen die Hilfen nicht als Fehlinvestitionen enden. Im Ergebnis ist es daher gut möglich, dass 2019 mit gut 33 Gigatonnen CO₂ das Peak-Jahr der energiebedingten globalen CO₂-Emissionen war.

Von nun an beginnt der globale Wettlauf in Richtung Klimaneutralität. Dabei geht es zum einen um einen Wettlauf gegen die Dynamik des Klimawandels. Schon heute beträgt die Erderwärmung 1,1 Grad gegenüber dem vorindustriellen Niveau. Um die Erhöhung der globalen Durchschnittstemperatur auf „deutlich unter 2 Grad“ zu begrenzen, wie es das Pariser Klimaschutzabkommen vorsieht, müssen die globalen Treibhausgasemissionen schnell und deutlich sinken. Zum anderen geht es dabei aber auch um einen wirtschaftlichen Wettlauf: Welche Länder werden in der globalen Ökonomie die technologischen Vorreiter sein? Wo werden die zentralen Produkte für eine klimaneutrale Weltwirtschaft hergestellt? Die jüngsten strategischen Ankündigungen aus China und Kalifornien (etwa zum angestrebten Ausstieg aus dem Verbrennungsmotor bis 2035) zeigen, dass dieses Rennen bereits begonnen hat.

Ein klimapolitischer Aufbruch in Deutschland und Europa liegt daher in der Luft. Klimaneutralität bis 2050 ist bereits beschlossen, höhere Zwischenziele bis 2030 stehen vor der Entscheidung. Der *Euro-pean Green Deal* bildet dabei den Rahmen, bis Sommer 2021 wird ein umfangreiches Aktionsprogramm vorliegen.

Die vorliegende Studie formuliert, was das für Deutschland bedeutet, also wie Klimaneutralität 2050 und verstärkte Anstrengungen bis 2030 national aussehen können.

In drei Schritten zur Klimaneutralität 2050

Ein klimaneutrales Deutschland 2050 ist technisch und wirtschaftlich im Rahmen der normalen Investitionszyklen in drei Schritten realisierbar. In einem ersten Schritt sinken die Emissionen bis 2030 um 65 Prozent unter das Niveau von 1990. Der zweite Schritt nach 2030 ist der vollständige Umstieg auf klimaneutrale Technologien, sodass die Emissionen um 95 Prozent sinken. In einem dritten Schritt werden die nicht vermeidbaren Restemissionen durch CO₂-Abscheidung und -Ablagerung ausgeglichen.

Der Weg zur Klimaneutralität 2050, wie er in dieser Studie beschrieben wird, stellt einen aus Kosten-sicht und unter Berücksichtigung der Umsetzbarkeit optimierten Weg dar. Hauptkriterien bei der Auswahl der Maßnahmen waren Wirtschaftlichkeit und die Wahrung der Investitionszyklen. Das Ergebnis sind drei Schritte für die Zukunft – wohlwissend, dass ein Teil des Wegs durch die bereits erzielten Minderungsschritte der Vergangenheit und den bereits beschlossenen Maßnahmen schon zurückgelegt wurde.

Der erste Schritt setzt für die nächsten zehn Jahre auf die bekannten und bewährten kostengünstigen Strategien und beschleunigt diese, um bis 2030 die Treibhausgasemissionen um 65 Prozent unter das Niveau von 1990 zu senken. Die Minderung um 65 Prozent bis 2030 ergibt sich dabei aus drei Handlungssträngen: Erstens ist die schnelle Dekarbonisierung des Stromsektors durch Kohleausstieg und Erneuerbare-Energien-Ausbau zentral für die weiteren Schritte in den anderen Sektoren, da diese CO₂-armen Strom für ihre Klimaschutzanstrengungen benötigen. Zweitens stehen in der Industrie zwischen 2020 und 2030 erhebliche Reinvestitionen an, die direkt in Richtung Klimaneutralität erfolgen müssen, um *Stranded Assets* in den 2030er- und 2040er-Jahren zu vermeiden. Und drittens bedeutet eine Erhöhung des EU-Klimaziels 2030 natürlich, dass die Emissionen auch im größten EU-Mitgliedsstaat Deutschland bis 2030 stärker sinken müssen als bisher vorgesehen.

Im zweiten Schritt werden die Emissionen nach 2030 gegenüber dem Basisjahr 1990 um 95 Prozent auf ein Minimum reduziert. Dabei werden in Energie, Verkehr, Gebäude und Industrie nur noch klimaneutrale Technologien eingesetzt, sodass schlussendlich vollständig auf die fossilen Energieträger Kohle, Erdöl und Erdgas verzichtet wird. Entscheidend für diese Phase der Transformation ist es, dass die Marktanteile für viele traditionelle Technologien (wie Verbrennungsmotoren, fossile Heizungssysteme, erdgasbasierte Chemieanlagen) im Zeitraum 2020 bis 2030 konstant sinken und ihr Geschäftsmodell nach 2030 vollständig der Vergangenheit angehört. Sich auf diese – globalen – Entwicklungstrends einzustellen ist sowohl für die Industrie- und Wirtschaftspolitik als auch für die beteiligten Unternehmen eine der zentralen Aufgaben in den 2020er-Jahren.

Der dritte Schritt neutralisiert die gar nicht zu vermeidenden Restemissionen weitgehend durch CO₂-Abscheidung und -Lagerung (englisch: *Carbon Capture and Storage*, CCS). Die Restemissionen stammen, bedingt durch die Tierhaltung, vor allem

aus der Landwirtschaft. Hintergrund ist hier, dass die Studie keine drastischen Änderungen der Ernährungsgewohnheiten voraussetzt, sondern lediglich aktuelle gesellschaftliche Trends fortgeschrieben wurden. Zudem sind in der Zementindustrie trotz des Einsatzes neuer Technologien Restemissionen zu erwarten. Der Ausgleich dieser verbleibenden etwa 60 Millionen Tonnen CO_{2e} findet in Industrie und Energiewirtschaft statt, die CO₂ aus Biomasseanlagen und aus der Luft abscheiden. Die CO₂-Ablagerung könnte dann in leeren Gasfeldern oder tiefen geologischen Formationen unter der Nordsee stattfinden.

In den nächsten Jahren muss daher eine offene und ehrliche Diskussion über diesen letzten Schritt zur Klimaneutralität stattfinden. Dies umfasst zum einen die Konzeption einer umfassenden Biomassestrategie, um Landwirtschaft, Naturschutz und Erfordernisse für die Klimaneutralität in Einklang zu bringen. Zum anderen gehört hierzu auch die Formulierung einer CCS-Strategie, die CO₂-Transportrouten innerhalb Deutschlands und zu möglichen CO₂-Lagerstätten vorbereitet.

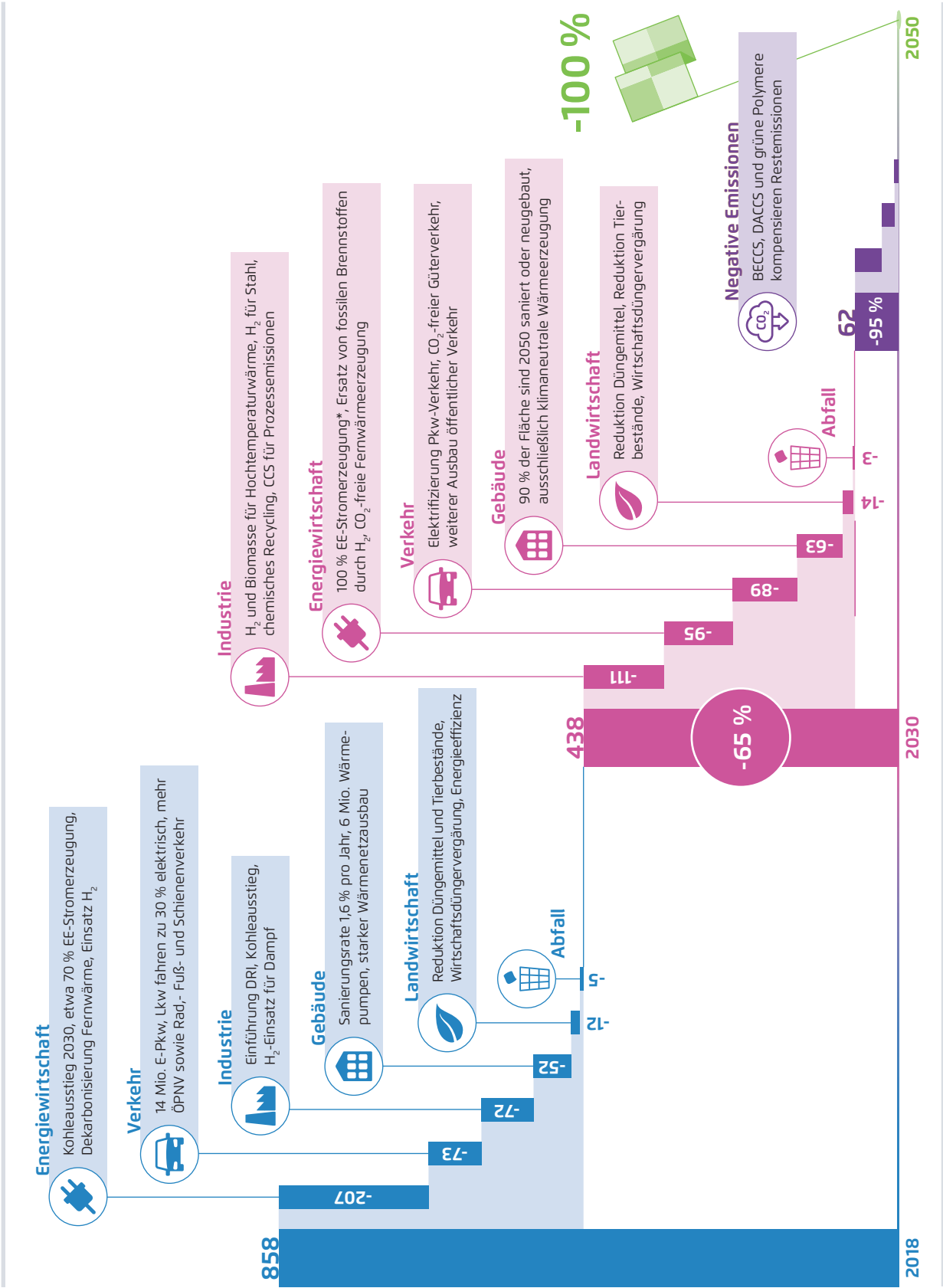
Ein Investitions- und Modernisierungsprogramm für Deutschland

Der Weg in die Klimaneutralität ist ein umfassendes Investitionsprogramm, vergleichbar mit dem Wirtschaftswunder in den 1950er-/60er-Jahren. Kernelemente sind dabei eine Energiewirtschaft auf Basis Erneuerbarer Energien, die weitgehende Elektrifizierung von Verkehr- und Wärme, eine smarte und effiziente Modernisierung des Gebäudebestands sowie der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft für die Industrie. Dies steigert zugleich die Lebensqualität durch weniger Lärm und Luftschadstoffe.

Der in dieser Studie vorgestellte Pfad in Richtung Klimaneutralität baut explizit nicht auf Verzicht oder Postwachstumsszenarien als notwendige Voraussetzung für Klimaneutralität. Stattdessen wird ein

Maßnahmen im Szenario Klimaneutral 2050 (KN2050)
(Treibhausgas-Emissionen in Mio. t CO₂-Äq.)

Abbildung ES



H₂ = Wasserstoff
* inkl. Stromerzeugung aus erneuerbar erzeugtem Wasserstoff, zwischengespeichertem und importiertem erneuerbaren Strom.
Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2020)

durchschnittliches Wirtschaftswachstum von 1,3 Prozent pro Jahr bis 2050 unterstellt. Das Gutachten basiert auf dem Kerngedanken, Deutschland durch öffentliche und private Investitionen zu modernisieren. Der Investitionsstau der letzten Jahre wird aufgelöst. Dabei werden Infrastrukturen wie das Energie- und das Verkehrssystem grundlegend erneuert und gleichzeitig langlebige Kapitalstöcke wie Gebäude und Industrieanlagen auf den modernsten Stand gebracht.

Diese Studie hat kein *Business-as-usual*-Szenario erarbeitet, gegenüber dem man die Mehrinvestitionen beziffern könnte, die durch die Entscheidung für Klimaneutralität nötig werden – schließlich ist ein „Weiter so“ angesichts des globalen Handlungsdrucks beim Klima keine realistische Option mehr. Die BDI-Studie *Klimapfade für Deutschland*, die von Boston Consulting und Prognos 2018 veröffentlicht wurde, hat dies noch getan und beziffert die Mehrinvestitionen im 95-Prozent-Szenario auf 70 Milliarden Euro pro Jahr bis 2050. Nimmt man diese Summe an (auch wenn sie angesichts der konservativen Annahmen zum technologischen Fortschritt tendenziell zu hoch geschätzt sein dürfte), entspricht sie knapp 10 Prozent der aktuellen Bruttoinvestitionssumme Deutschlands – eine Investitionssteigerung, die angesichts der aktuellen Niedrigzinsphase machbar erscheint.

Die Schlüsseltechnologien für Klimaneutralität sind bekannt: Es geht um den Aufbau eines komplett auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems, das 2050 mindestens 50 Prozent mehr Strom produziert als heute. Beim Straßenverkehr und in der Wärmeversorgung werden voraussichtlich strombasierte Lösungen, das heißt Elektromobilität und Wärmepumpen, aufgrund ihrer hohen Effizienzvorteile global die Leittechnologien. Die effiziente Sanierung des Gebäudebestands und der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft für Industrie, Energiewirtschaft, Schiffs- und Flugverkehr sind weitere Kernbestandteile einer solchen Strategie. Als Resultat hat Deutschland 2050 eine erneuerte Strom- und

Verkehrsinfrastruktur, eine zukunftsfähige Wasserstoffindustrie, einen modernen Gebäudebestand sowie eine Industrie, die in den Zukunftstechnologien im globalen Wettbewerb vorne mitspielt. Diese Investitionen anzustoßen und durch Skaleneffekte Größenvorteile zu erlangen ist Aufgabe der Politik der nächsten Jahre.

Damit wird zugleich auch die Lebensqualität gesteigert. Denn die Verkehrswende führt durch den Umstieg auf Elektromobilität zu einer deutlichen Reduktion der Luft- und Lärmbelastung, zudem reduzieren smarte Mobilitätsdienstleistungen die Zahl an Autostellflächen und schaffen Platz für Parks und die Freizeitnutzung innerstädtischer Flächen. Sanierte Wohngebäude, die mit Wärmepumpen oder Wärmenetzen versorgt werden, liefern im Winter behagliche Wärme und im Sommer angenehme Kühlung. Gerade mit Blick auf die durch den Klimawandel wärmer werdenden Städte sind diese Effekte als Teil einer effizienten Klimaneutralitätsstrategie ein wichtiger Bestandteil für lebenswertes Wohnen und ein gutes Leben im Jahr 2050.

Das Zwischenziel von minus 65 Prozent Treibhausgase bis 2030

Das als Teil des *European Green Deal* angepasste deutsche 2030-Klimaziel von minus 65 Prozent Treibhausgase bedeutet eine deutliche Beschleunigung der Energie-, Verkehrs- und Wärmewende. Dazu gehören bis 2030 der vollständige Kohleausstieg, ein Erneuerbaren-Anteil am Strom von etwa 70 Prozent, 14 Millionen Elektroautos, 6 Millionen Wärmepumpen, eine Erhöhung der Sanierungsrate um mindestens 50 Prozent sowie die Nutzung von gut 60 TWh sauberen Wasserstoffs.

Die erwartete Erhöhung des EU-2030-Klimaschutziels von bisher minus 40 Prozent auf künftig minus 55 Prozent Treibhausgasemissionen wird auch für Deutschland nicht ohne Folgen bleiben. Eine Erhö-

hung des EU-Ziels um 15 Prozentpunkte lässt sich für Deutschland in eine Erhöhung des bisherigen nationalen 2030-Ziels um 10 Prozentpunkte übersetzen – von bisher minus 55 Prozent auf künftig minus 65 Prozent im Vergleich zu 1990.

Die zusätzlichen Minderungen für ein nationales Ziel von minus 65 Prozent Treibhausgase bis 2030 werden vor allem in der Energiewirtschaft erbracht. Bis 2030 werden in dem hier vorgelegten Szenario gegenüber dem aktuellen Sektorziel des Klimaschutzgesetzes weitere 77 Millionen Tonnen CO₂ gemindert. Im Kern bedeutet dies, den Kohleausstieg von 2038 auf 2030 vorzuziehen und die Erneuerbaren Energien auf einen Anteil von etwa 70 Prozent des – durch die Sektorkopplung gestiegenen – Stromverbrauchs zu steigern. Der Kohleausstieg dürfte weitgehend marktbasiert erfolgen, da die EU-Kommission zur Umsetzung des höheren EU-Klimaziels eine Verschärfung des EU-Emissionshandels vorschlagen wird und bei CO₂-Preisen etwa ab 50 Euro pro Tonne auch Braunkohlekraftwerke unwirtschaftlich werden.

Neben der beschleunigten Energiewende können durch einen beherzten Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft im Industriesektor weitere 17 Millionen Tonnen CO₂ gegenüber dem aktuellen Sektorziel eingespart werden. Da ohnehin etwa die Hälfte der zentralen Industrieanlagen der deutschen Grundstoffindustrie in den nächsten zehn Jahren zur Reinvestition anstehen, gehen hier Klimaschutz und Modernisierung Hand in Hand. Vorreiter könnte die Stahlindustrie sein, in der ans Ende ihrer Lebenszeit kommende Hochöfen durch Direktreduktionsanlagen ersetzt werden. Voraussetzung hierfür ist eine Politik, die den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft strategisch vorantreibt.

Neben einer beschleunigten Energiewende und dem Einstieg in die klimaneutrale Industrie gehören aber auch eine schnellere Verkehrs- und Wärmewende zum Schritt in Richtung minus 65 Prozent Treibhausgase – auch wenn die zusätzlichen Minderungen von

je 5 Millionen Tonnen gegenüber dem Minus-55-Prozent-Szenario überschaubar sind. Die im Szenario angenommene Zahl von 14 Millionen Elektroautos (inkl. Plug-in-Hybrid-Pkw) ist konsistent mit der Ankündigung der EU-Kommission, die CO₂-Flottengrenzwerte weiter zu verschärfen. In Kombination mit ergänzenden nationalen Politikinstrumenten führt dies dazu, dass 2030 etwa 80 Prozent der Neufahrzeuge Elektroautos (inkl. Plug-in-Hybrid-Pkw) sind. Angesichts der klaren Elektrostrategie in den Konkurrenzmärkten Kalifornien und China ist dies auch mit Blick auf die Sicherung der deutschen Automobilindustrie der richtige Schritt.

Last, but not least, erfordert die Wärmewende den Aufbau einer Effizienzindustrie, die energetische Sanierung und die Fertigung von Wärmepumpen auf eine industrielle Basis heben. Die Kostenreduktions- und Skalierungspotenziale durch serielle, automatisierte Fertigungsanlagen in diesen Bereichen sind noch lange nicht ausgeschöpft.

Um diese Beschleunigung von Energie-, Industrie-, Verkehrs- und Wärmewende zu erreichen, ist ein Instrumentenmix in der Politik erforderlich, der marktbasierte Anreize, Förderung und Ordnungsrecht intelligent kombiniert. Ein wesentlicher Bestandteil davon ist sicherlich auch eine umfassende Reform der Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie, da die aktuellen Preisstrukturen die Weiternutzung von Erdöl und Erdgas eher fördern und der Nutzung von erneuerbarem Strom in Wärme, Verkehr und Industrie eher im Weg stehen.

Jetzt ist die Politik am Zug

Die Weichen für Klimaneutralität 2050 und minus 65 Prozent Treibhausgase bis 2030 werden in der nächsten Legislaturperiode gestellt. Das Regierungsprogramm nach der Bundestagswahl 2021 ist von zentraler Bedeutung. Kluge Instrumente und Politiken modernisieren Wirtschaft und Gesellschaft Deutschlands in Rich-

tung Resilienz und Zukunftsfähigkeit. Gleichzeitig gestaltet gute Politik den anstehenden Strukturwandel so, dass er inklusiv ist und alle mitnimmt.

Die Zeit der klimapolitischen Verzögerung kommt an ihr Ende. Nach den beherzten Strategien aus Brüssel, China und Kalifornien ist es auch in Berlin an der Zeit, eine schnellere Gangart einzulegen. Die parteiübergreifende Unterstützung für den *European Green Deal* muss jetzt auch in Deutschland in entsprechendem nationalem Handeln münden. In der ersten Hälfte der 2020er-Jahre gilt es einerseits, ein Paket kurzfristig wirkender Maßnahmen in Richtung 2030 zu beschließen und zugleich die Rahmenbedingungen zu schaffen, die die Klimaneutralität bis spätestens 2050 erreichbar machen.

Nur eine Politik, die sich konsequent daran ausrichtet, die Erderhitzung auf deutlich unter zwei Grad zu begrenzen, schafft Investitionssicherheit, weil sie vermeidet, unter dem Druck sich verschärfender Klimafolgen immer wieder korrigiert werden zu müssen. Dies gilt auch für die Unternehmen: Es reicht nicht mehr, konform mit den aktuellen Grenzwerten und Vorschriften zu produzieren. So lange die eigene Unternehmensstrategie sich nicht auf Klimaneutralität vor 2050 ausrichtet und konsistent mit dem Pariser Abkommen ist, wird das Geschäftsmodell mittel- und langfristig nicht mehr tragfähig sein. Es gilt, „vor die Welle“ zu kommen, da nur so der Zugang zu den globalen Zukunftsmärkten gesichert wird.

Dieser Umstieg braucht vorausschauende Politik und klare Regeln. Anstehende Investitionen in klimaneutrale Industrieanlagen und -prozesse benötigen die Sicherheit, dass klimaneutrale Produkte wettbewerbsfähig sein können – auch beim Export. Wettbewerbsnachteile für Unternehmen durch den Weg zur Klimaneutralität und die Beschleunigung der Energiewende bis 2030 müssen vermieden oder ausgeglichen werden.

Gleichzeitig gilt es, den anstehenden Strukturwandel inklusiv und sozial ausgewogen zu gestalten. Viele Studien zeigen: Der Weg in Richtung Klimaneutralität schafft Wirtschaftskraft und Arbeitsplätze – aber es wird Verschiebungen zwischen Branchen und Regionen geben. Es ist Aufgabe von Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, vor diesem Strukturwandel nicht die Augen zu verschließen oder zu versuchen, ihn zu verlangsamen. Vielmehr geht es darum, die anstehenden wirtschaftlichen Veränderungen aktiv anzugehen, in den betroffenen Regionen neue Geschäftsmodelle und Arbeitsplätze der Zukunft anzusiedeln, und so allen Betroffenen neue Chancen zu eröffnen.

Die Herausforderung, bis 2050 ein klimaneutrales Deutschland in einem klimaneutralen Europa zu schaffen, ist groß, aber machbar. Eine weitere Legislaturperiode der klimapolitischen Leisetreterei ist damit jedoch nicht vereinbar. Aufgabe des Regierungsprogramms 2021 wird es daher sein, die zentralen Politiken und Instrumente in Richtung Klimaneutralität zu formulieren und so mehr Klimaschutz, eine stabile wirtschaftliche Entwicklung, eine bessere Lebensqualität und eine inklusive Gestaltung des anstehenden Wandels zu ermöglichen.

1 Zusammenfassung

Diese Studie zeigt Wege auf, wie Deutschland bis zum Jahr 2050 klimaneutral werden kann. Klimaneutral bedeutet, dass die Treibhausgasemissionen in allen Bereichen vollständig oder fast vollständig vermieden und die Restemissionen durch negative Emissionen ausgeglichen werden. Insbesondere in der Landwirtschaft, aber auch in einzelnen industriellen Prozessen verbleiben auch 2050 Restemissionen. Diese Emissionen werden nicht vermieden, sondern durch die CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre und durch Ablagerung – sogenannte negative Emissionen mittels CCS-Technologie – ausgeglichen. Im Saldo wird Deutschland so klimaneutral.

Die Studie stellt einen aus Kostensicht und unter Berücksichtigung der Umsetzbarkeit optimierten Weg zur Erreichung der Klimaneutralität 2050 dar. Als Zwischenschritt wird im Hauptszenario „Klimaneutral 2050“ eine THG-Emissionsminderung Deutschlands von 65 Prozent bis zum Jahr 2030 erreicht. Eine Variante (Klimaneutral Minimalvariante (KNmin)) untersucht auch eine Minderung von 60 Prozent bis 2030.

Die Szenarien berücksichtigen nicht nur die energiebedingten Emissionen, sondern die Treibhausgasemissionen sämtlicher Sektoren. Auch die oft vernachlässigten Sektoren Landwirtschaft, Abfall und Landnutzung werden detailliert betrachtet, ebenso wie Methan- und Lachgasemissionen bei der Nutzung von Biomasse sowie andere kleine Emissionsquellen. Senken, das heißt die Kohlenstoffaufnahme durch Wälder und Böden, werden zwar nachrichtlich ausgewiesen, aber nicht als Beitrag zum Klimaschutz angerechnet. Datenlage und Prognosen in diesem Bereich sind nach wie vor sehr ungenau, zudem besteht aktuell eher die Gefahr, dass aufgrund des Klimawandels in den nächsten Jahrzehnten Wälder und Böden zu CO₂-Quellen statt CO₂-Senken werden. Die Bilanzierung der Treibhausgase erfolgt identisch zu der Bilanzierung in den

Nationalen Inventarberichten gemäß der Klimarahmenkonvention.

Zur Erreichung der Minderungspfade wurden diverse Maßnahmen angenommen und deren Effekte berechnet. Das Hauptkriterium bei der Auswahl war die Wirtschaftlichkeit. Maßnahmen mit geringeren CO₂-Vermeidungskosten wurden in der Regel vorgezogen. Aufgrund der notwendigen schnellen Transformation wurde auch immer die Frage der technischen Umsetzbarkeit und des möglichen Markthochlaufs mitbetrachtet. Der Fokus liegt auf Technologien mit geringen technischen und wirtschaftlichen Risiken. Der Einsatz von CCS wurde soweit es geht reduziert, wo immer möglich wurden alternative Technologien bevorzugt.

Die Studie setzt explizit nicht auf Verzicht als notwendige Voraussetzung für Klimaneutralität: die Pro-Kopf-Wohnfläche steigt weiter und die Mobilität bleibt vollumfänglich erhalten. Bei der Ernährung wurden aktuelle Trends fortgeschrieben, wie ein moderat sinkender Milchkonsum, eine Verschiebung des Fleischkonsums hin zu mehr Geflügel sowie ein leichter Anstieg bei Biolebensmitteln. Der Industriestandort Deutschland erhält sein hohes Produktionsniveau. In der Studie wurde ein mittleres Wirtschaftswachstum von 1,3 Prozent pro Jahr angenommen. Die ökonomischen Effekte der Klimaschutzmaßnahmen wurden nicht explizit untersucht. Studien (z.B. BDI 2018) zeigen jedoch, dass mit internationaler Kooperation ambitionierter Klimaschutz ohne gesamtökonomische Einbußen umsetzbar sind. Es wurde angenommen, dass temporäre Wettbewerbsnachteile für Unternehmen beim Übergang zu einer klimaneutralen Produktion vermieden oder kompensiert werden.

Insgesamt stellt der hier untersuchte Pfad ein realistisch-ambitioniertes Szenario dar, wie Deutschland auf Basis einer aktiven Klimapolitik

klimaneutral wird und dabei Wohlstand gemehrt und der Wirtschaftsstandort Deutschland gesichert werden kann. Die Investitionen werden im Rahmen der normalen Modernisierungszyklen getätigt.

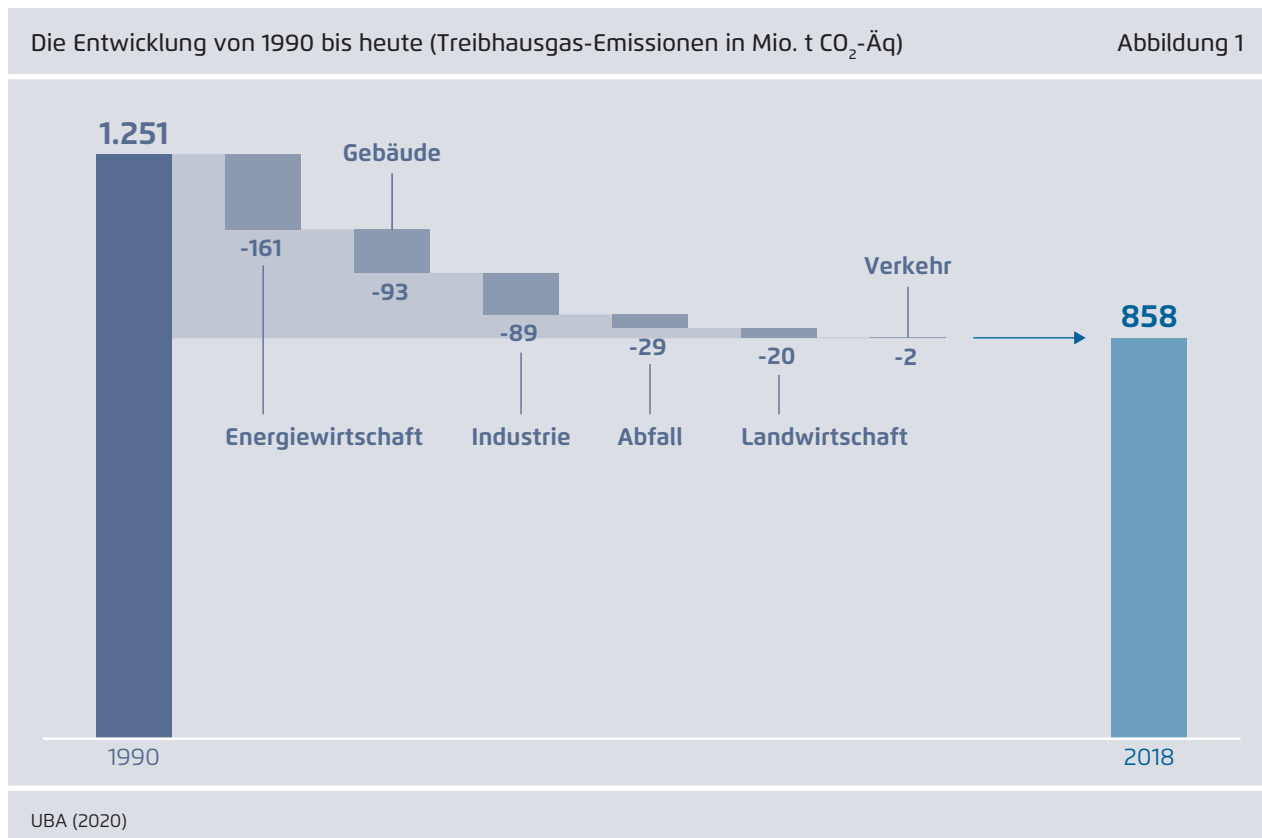
Der Weg zur Klimaneutralität 2050 ist zu einem Drittel beschritten

Energiepolitische Anstrengungen, den Energieverbrauch aus Gründen der Versorgungssicherheit, Luftverschmutzung, knapper Ressourcen und geopolitischer Abhängigkeit zu senken, gibt es bereits sehr lange. Klimaschutzaspekte kamen erst später dazu. Nachdem 1992 auf dem Umweltgipfel in Rio de Janeiro die UN-Klimarahmenkonvention beschlossen wurde, fand drei Jahre später in Berlin die erste UN-Klimakonferenz (COP-1) statt. Das dort verabschiedete „Berliner Mandat“ bildete die Grundlage für das 1997 beschlossene Kyoto-Protokoll, in dem

verbindliche Ziele zur Emissionsminderung festgelegt wurden. Die EU-15 verpflichtete sich darin, die Treibhausgasemissionen, ausgehend von 1990, bis 2012 um 8 Prozent zu mindern. Im Rahmen der Lastenteilung innerhalb der EU verpflichtete sich Deutschland erstmalig international zu einer konkreten Minderung von Treibhausgasemissionen.

Ausgehend von 1990 konnte Deutschland seine Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2018 um etwa 31 Prozent senken (bis zum Jahr 2019 auf Basis vorläufiger Zahlen um etwa 35 Prozent). Etwa ein Drittel der notwendigen Minderung bis zur Erreichung der Klimaneutralität ist also geschafft.

Seit der Wiedervereinigung Deutschlands wurden die größten Emissionseinsparungen bei der **Energie-wirtschaft** erzielt. Insbesondere in den 1990er-Jahren spielte die Umstellung und Erneuerung der vorwiegend auf Braunkohle basierten Strom- und



Wärmeversorgung in Ostdeutschland eine größere Rolle. Ab der Jahrtausendwende und der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) war der Zubau von Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung der wesentliche Treiber für die Emissionssenkung. Von einem Anteil von nur 6,5 Prozent am Stromverbrauch im Jahr 2000 steigerte sich der Anteil bis 2018 auf 37,8 Prozent (2019: 42,1 Prozent). Die Stromerzeugung ist damit der Bereich, in dem Erneuerbare Energien am schnellsten Fuß gefasst haben und der die Basis für eine zunehmend emissionsfreie Energieversorgung der anderen Sektoren geschaffen hat. Hauptsächlich durch die Einsparungen bei der Stromerzeugung sanken die Emissionen im Sektor Energiewirtschaft bis 2018 um 161 Mio. t CO₂-Äq, trotz einer Steigerung der Bruttostromerzeugung um 17 Prozent und einem Rückgang des Kernenergieanteils am Strommix von 28 Prozent auf 12 Prozent.

In der **Industrie** sanken insbesondere in den 1990er-Jahren die Treibhausgasemissionen vor allem durch die Schrumpfung der ostdeutschen Industrie und die Effizienzsteigerungen bei Produktionsprozessen, die Herstellung von ressourceneffizienteren Produkten und die deutliche Senkung von industriellen Prozessemissionen. Zusätzliche Einsparungen ergaben sich durch den verstärkten Einsatz von strombasierten Produktionsprozessen. Seit etwa dem Jahr 2000 sind die Emissionen der Industrie kaum noch gesunken. Das relativ starke Wirtschaftswachstum hat die weiteren Einsparungen durch Effizienz und den Einsatz CO₂-ärmerer Brennstoffe kompensiert.

Im **Gebäudebereich** sind die Emissionen seit 1990 deutlich und kontinuierlich zurückgegangen. Bis 2018 wurden die Emissionen um 44 Prozent gesenkt. Die Haupttreiber dafür waren der Einsatz von CO₂-ärmeren Brennstoffen, die Steigerung des Einsatzes von Erneuerbaren Energien, effizientere Heizungen (Einführung Brennwerttechnik), der Ausbau der Fernwärmenetze sowie die Effizienzgewinne durch die Gebäudesanierung und effizientere Neubauten. Dank der getroffenen Maßnahmen

sanken die THG-Emissionen bis 2018 deutlich – trotz der deutlichen Steigerung der Wohnflächen um 39 Prozent.

Die vom **Verkehr** ausgehenden THG-Emissionen sind von 2000 bis 2009 zwar zwischenzeitlich leicht gesunken, liegen aber mittlerweile wieder auf dem gleichen Niveau wie im Jahr 1990. Der Pkw-Verkehr gemessen in Personenkilometern nahm von 1991 bis 2018 um etwa 31 Prozent zu. Die Verkehrsleistung des Straßengüterverkehrs hat sich im selben Zeitraum in etwa verdoppelt. Auch wenn Verkehrswachstum und Emissionen entkoppelt wurden, ist im Ergebnis festzustellen, dass dieser Sektor bisher keinen absoluten Beitrag zum Klimaschutz geleistet hat. In den vergangenen Jahren waren auch keine Minderungen bei den durchschnittlichen Emissionen neu zugelassener Pkw im Realbetrieb mehr zu verzeichnen. Ohne den steigenden Anteil an Bio-Kraftstoffen wäre sogar ein deutlicher Anstieg der THG-Emissionen des Verkehrssektors erfolgt.

In der **Landwirtschaft** sanken die Emissionen vor allem in den 1990er-Jahren infolge des Rückgangs der Milchkuh- und Rinderbestände. Angesichts niedriger Milchpreise und knappen Grünfutters (Dürrejahre) nimmt die Zahl der Wiederkäuer aktuell weiter leicht ab. Die Stickstoffeinträge und damit die Lachgasemissionen aus den landwirtschaftlichen Böden sind seit den 1990er-Jahren auf hohem Niveau, allerdings sind in der Zeit auch die Erträge gestiegen und damit die Stickstoffeffizienz. Mit Verschärfung der Düngeverordnung, aber auch durch die Dürre in den letzten zwei Jahren, wurde weniger gedüngt und daher sinken aktuell die Emissionen aus den landwirtschaftlichen Böden.

Im **Abfallbereich** konnten die Emissionen zwischen 1990 und 2018 bereits um 75 Prozent verringert werden. Dies lässt sich vor allem auf den Rückgang der Methanemissionen aus der Deponierung durch eine Reduktion der deponierten organischen Abfälle zurückführen. Das im Jahr 2005 erlassene Ablagerungsverbot für organische Abfälle führt seitdem zu

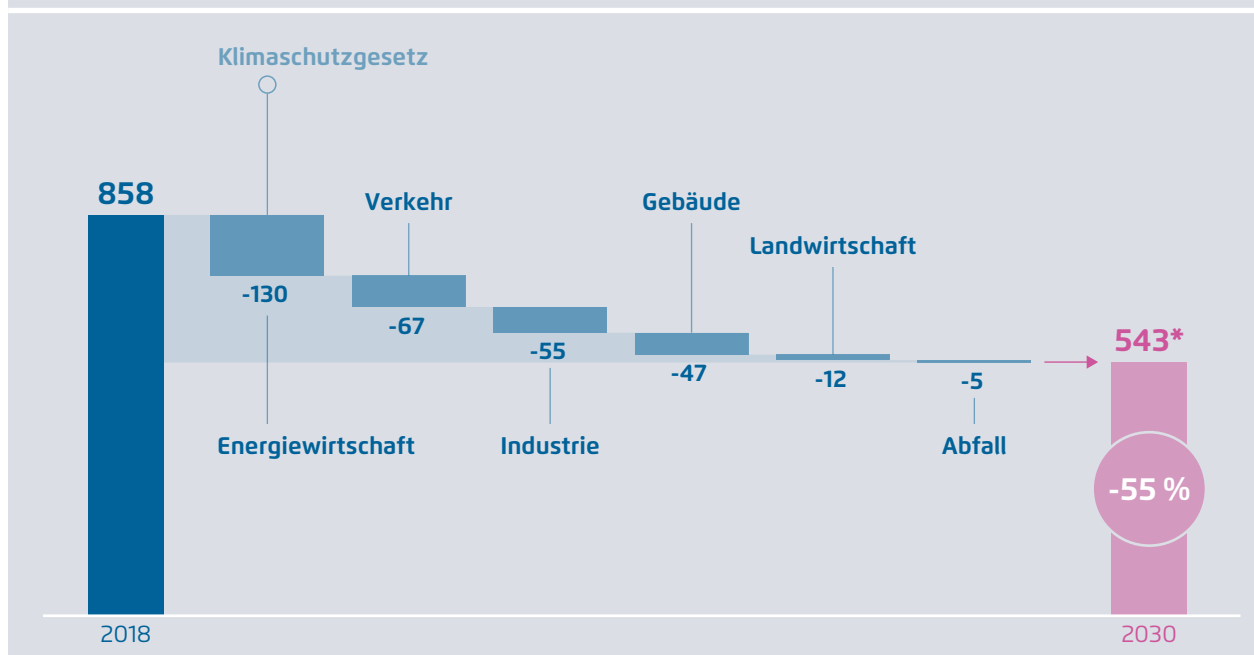
einem kontinuierlichen Rückgang der Methanemissionen aus der Deponierung. Mit der Reduktion der deponierten Abfälle wird ein Großteil des Abfalls in Abfallverbrennungsanlagen verwertet, welche im Energiesektor bilanziert werden. Im Bereich der Abwasserbehandlung erfolgten weitere Emissionsreduktionen durch die Anschlusspflicht an die öffentliche Kanalisation und die verbesserten Abwasser- und Klärschlammbehandlungen.

Was schon beschlossen ist: Klimaschutzprogramm und Klimaschutzgesetz der Bundesregierung

Im November 2016 verabschiedete die Bundesregierung den Klimaschutzplan 2050. Deutschlands Langfristziel laut Klimaschutzgesetz ist es, bis zum Jahr 2050 treibhausgasneutral zu werden. Bis zum Jahr 2030 sollen die Treibhausgasemissionen in Deutschland um mindestens 55 Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 sinken. Die Bundesregierung konkretisiert im Klimaschutzplan auch das Klimaziel für 2030 in den einzelnen Sektoren. Mit dem im Herbst 2019 beschlossenen Klimaschutzprogramm 2030 wurden erste Pflöcke zur Erreichung des Klimaziels 2030 eingeschlagen, zum Beispiel das Klimaschutzgesetz, das Kohleausstiegsgesetz und das Brennstoffemissionshandelsgesetz.

Was schon beschlossen ist: Das Klimaschutzgesetz der Bundesregierung
(Treibhausgas-Emissionen in Mio. t CO₂-Äq)

Abbildung 2



* Sektorale Einsparvorgaben im Klimaschutzgesetz führen zu 56,5 % Einsparung gegenüber 1990.
Klimaschutzgesetz (2020)

Entsprechend dem aktuellen Projektionsbericht für das BMU und den Energiewirtschaftlichen Projektionen zum Klimaschutzprogramm 2030 für das BMWi reichen die aktuellen Politikmaßnahmen aber nicht aus, um das 55-Prozent-Minderungsziel zu erreichen. Es wird eine Ziellücke von drei bis vier Prozentpunkten erwartet.

Drei Schritte zur Klimaneutralität: Schritt 1 – 65 Prozent Minderung bis 2030

Auf dem Weg zur Klimaneutralität 2050 ist ein wichtiger Zwischenschritt eine Emissionsminderung von 65 Prozent bis zum Jahr 2030. In den 2020er-Jahren wird sich entscheiden, ob Klimaneutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts eine realistische Option ist. Auch bei einer Anhebung des EU-Minderungsziels für 2030 von 40 auf 55 Prozent wird ein Beitrag

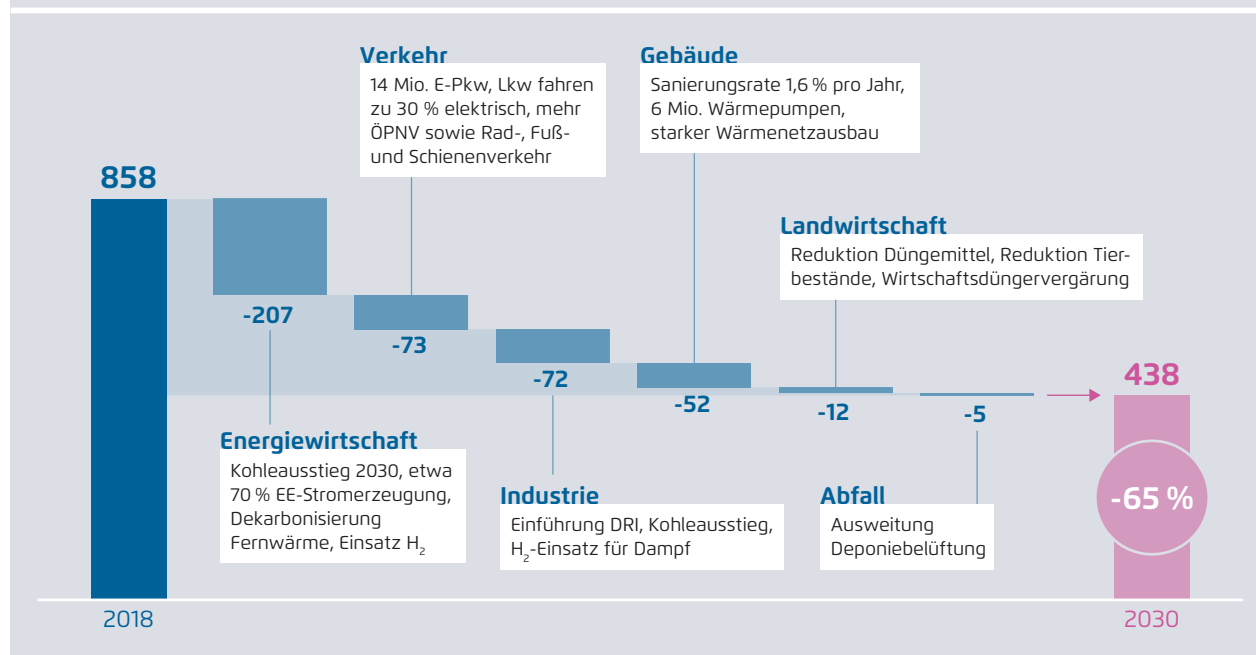
von Deutschland in der Größenordnung von 65 Prozent notwendig.

Das bestehende Klimaschutzgesetz bietet eine gute Basis für zusätzliche Emissionseinsparungen. Das zusätzliche Minderungspotenzial gegenüber den bisherigen Zielen des Klimaschutzgesetzes ist in den Sektoren unterschiedlich hoch und unterschiedlich schwierig zu erschließen. Entsprechend den in dieser Studie durchgeführten Analysen und Berechnungen ist ein zusätzlicher Beitrag in den Bereichen Landwirtschaft und Abfall kaum möglich. Im Verkehr und Gebäudesektor sind durch zusätzliche Anstrengungen jeweils 5 Mio. t zusätzliche Minderung möglich. Größere zusätzliche Einsparungen mit 17 Mio. t beziehungsweise 77 Mio. t sind in der Industrie und der Energiewirtschaft möglich.

In der **Energiewirtschaft** können bis zum Jahr 2030 die Emissionen um 207 Mio. t CO₂-Äq gesenkt

Drei Schritte zur Klimaneutralität: Schritt 1 – 65 Prozent Minderung bis 2030
(Treibhausgas-Emissionen in Mio. t CO₂-Äq)

Abbildung 3



Hinweis: H₂ = Wasserstoff
Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2020)

werden. Gegenüber dem Sektorziel des Klimaschutzgesetzes beträgt die zusätzliche Einsparung 77 Mio. t CO₂-Äq. Diese wird in erster Linie durch einen beschleunigten Kohleausstieg im Jahr 2030 und den erhöhten Zubau der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung erreicht. Die ab Ende der 2020er Jahre beginnende Wasserstoffnutzung in Kraftwerken und KWK-Anlagen trägt ebenfalls zum Rückgang bei. Der Kohleausstieg bis 2030 wird im Kontext mit einer Verschärfung des EU-Minderungsziels auf 55 Prozent und einer Anpassung des EU ETS voraussichtlich weitgehend durch die dann veränderten Marktbedingungen für die Kohleverstromung erfolgen.

Der Stromverbrauch steigt bis 2030 durch die zunehmende Elektrifizierung in allen Sektoren um 51 TWh beziehungsweise 9 Prozent im Vergleich zu 2018. Die Erneuerbaren Energien erreichen 2030 einen Anteil von etwa 70 Prozent am Bruttostromverbrauch. Dafür werden Offshore-Windkraft auf 25 GW, Onshore-Windkraft auf 80 GW und Photovoltaik auf 150 GW ausgebaut.

Um die Klimaziele in der **Industrie** erreichen zu können, werden in den zentralen Grundstoffindustrien neue Prozesse etabliert. Technologisch wird dies dadurch begünstigt, dass ohnehin etwa 50 Prozent der zentralen Industrieanlagen der deutschen Grundstoffindustrie in den nächsten zehn Jahren zur Reinvestition anstehen. Vorreiter könnte die Stahlindustrie sein. Hier können ans Ende ihrer Lebenszeit kommende Hochöfen durch Direktreduktionsanlagen ersetzt werden, die vorwiegend mit Wasserstoff und kleineren Anteilen Erdgas betrieben werden.

Aber auch in anderen Branchen muss in neu zu entwickelnde Technologien auf der Basis von Strom oder (vor allem erneuerbarem) Wasserstoff investiert werden. Parallel dazu ist es aber auch erforderlich, die benötigten Infrastrukturen vor allem für eine Versorgung der Industrie mit **Wasserstoff**, aber auch CCS-Infrastrukturen für die Zement- und Kalkin-

dustrie aufzubauen. Ebenso ist es wichtig, sehr schnell in eine stärkere Kreislaufführung und höhere Anteile sekundärer Rohstoffe zu investieren, damit diese Lösungen nach 2030 ihr volles Potenzial ausspielen können. Erste CCS-Anlagen in der Zementindustrie können schon 2030 in Betrieb sein.

Im **Gebäudebereich** werden die zusätzlichen Minderungen durch eine Veränderung der Heizungsstruktur, den Ausbau der Wärmenetze sowie um etwa 50 Prozent erhöhte energetische Sanierungsraten erreicht. Beim Einbau von neuen Heizungen gewinnen Wärmepumpen bis Mitte der 2020er-Jahre große Marktanteile, insbesondere im Bereich der Ein- und Zweifamilienhäuser werden sechs Millionen Wärmepumpen erreicht. Grüne Fernwärme gewinnt in urbanen Räumen eine stärkere Bedeutung. Nach 2025 werden nur noch in Ausnahmefällen neue Heizungen auf Basis von Heizöl oder Erdgas in Betrieb genommen.

Im **Verkehr** findet eine Trendwende statt. Die persönliche Mobilität bleibt vollständig erhalten, aber sie verändert sich. Die Menschen fahren deutlich mehr mit öffentlichen Verkehrsmitteln sowie dem Rad und gehen zu Fuß. Im Jahr 2030 werden bereits 14 Millionen Elektro-Pkw (inkl. Plug-in-Hybride) im Bestand sein. Güter werden verstärkt auf der Schiene transportiert und es wird fast ein Drittel der Fahrleistung im Straßengüterverkehr über elektrische Lkw mit Batterien, Oberleitungen und Brennstoffzellen erbracht.

In der **Landwirtschaft** werden bis zum Jahr 2030 verfügbare technische Minderungsmaßnahmen umgesetzt, wie zum Beispiel die Vergärung von Wirtschaftsdüngern und verbesserte Lagerung und dem Einsatz von emissionsarmen Ausbringungstechnologien für Mist und Gülle. Gleichzeitig werden weitere Minderungen durch Änderungen der landwirtschaftlichen Produktion erreicht. Dazu gehören die Ausweitung des Ökolandbaus, eine Umstellung auf Kulturarten mit geringerem Stickstoffbedarf und die Reduktion der Tierbestände. Diese Änderungen

der Produktion spiegeln Veränderungen auf der Nachfrageseite wider: Es werden – entsprechend aktueller Trends – weniger tierische Produkte konsumiert und bei der Nachfrage nach Bioenergie wird es zu einer Verschiebung von gasförmigen zu festen Biobrennstoffen kommen.

Im **Abfallbereich** sinken zwischen 2018 und 2030 die Methanemissionen aus der Deponierung weiter. Durch eine Ausweitung der Maßnahmen zur Deponiebelüftung wird die Reduktion der Methanemissionen beschleunigt. In den anderen Bereichen des Abfallsektors besteht bis 2030 nur geringes Reduktionspotenzial.

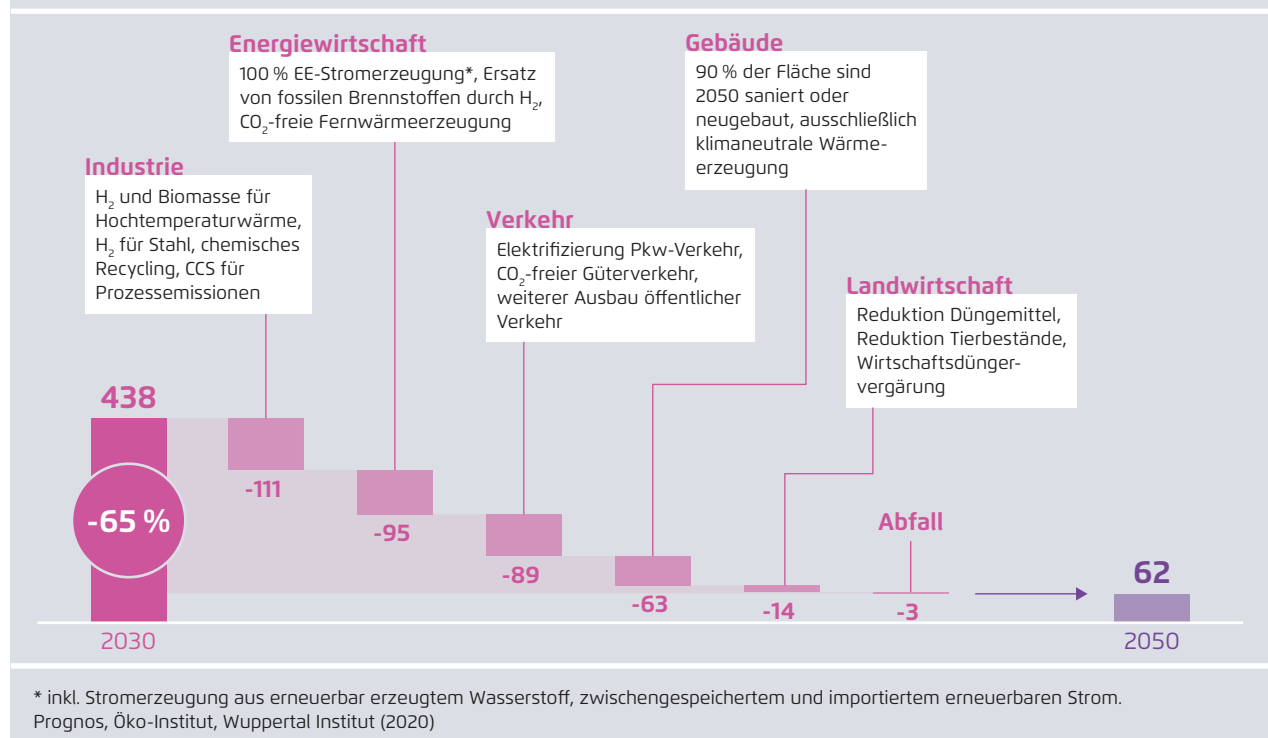
Drei Schritte zur Klimaneutralität: Schritt 2 – 95 Prozent Minderung der Emissionen

Ausgehend von 1990 sind 2030 bereits zwei Drittel der notwendigen THG-Einsparung bis zur Klimaneutralität geschafft. Das letzte Drittel wird bis 2050 eingespart beziehungsweise kompensiert.

Sektorübergreifend setzt sich in den zwei Dekaden bis 2050 der Trend der Elektrifizierung fort und Wasserstoff gewinnt als Sekundärenergieträger und Rohstoff eine zunehmende Bedeutung. Effizienzverbesserungen helfen ebenso in allen Bereichen bei der Reduktion der Emissionen. Eine immer wichtigere Rolle spielt auch die Biomasse. Der Anbau verlagert sich stärker in Richtung feste Biomasse und der Einsatz konzentriert sich auf Bereiche, in denen keine guten Alternativen bereitstehen und die für CCS geeignet sind (vor allem Chemie- und Stahlindustrie).

Schritt 2 - 95 Prozent Minderung ohne Negativemissionen
(Treibhausgas-Emissionen in Mio. t CO₂-Äq)

Abbildung 4



Im Detail ergeben sich die folgenden Entwicklungen bis hin zur Klimaneutralität in den Sektoren:

- Im Bereich der **Energiewirtschaft** werden Erneuerbare Energien weiterhin kontinuierlich ausgebaut. Der Stromverbrauch steigt von 2030 bis 2050 vor allem durch die weitere Elektrifizierung sowie die steigende Herstellung von Wasserstoff um 50 Prozent auf etwa 960 TWh. Der Fokus des EE-Zubaus nach 2030 liegt weiter auf der Windenergie und Photovoltaik. Wasserstoff gewinnt zunehmend an Bedeutung und löst nach 2040 Erdgas als wichtigsten Energieträger für die Residualstromerzeugung ab. 2050 erfolgt die Strom- und auch Fernwärmeerzeugung vollständig CO₂-frei.
- In der **Industrie** setzt sich der Trend hin zu Strom und Wasserstoff sowie teilweise Biomasse als Energieträger fort, sodass die Industrie bis 2045 weitestgehend klimaneutral ist. Auch die chemischen Rohstoffe (Feedstocks) werden schon ab 2030 sukzessive durch chemisches Recycling und synthetische auf nicht fossilem CO₂ beruhende Einsatzstoffe ersetzt. Die Zementindustrie wird bis 2050 fast flächendeckend an CO₂-Infrastrukturen angeschlossen, sodass auch hier fast alle Emissionen aufgefangen werden können.
- Im **Gebäudebereich** werden auch nach 2030 Sanierungen und der Neubau von verbrauchsarmen Gebäuden fortgesetzt. Im Jahr 2050 sind dann 90 Prozent der Gebäudefläche im Zeitverlauf seit dem Jahr 2000 saniert oder effizient neugebaut. Durch den fortschreitenden Einbau von Heizungen, die CO₂-frei betrieben werden (14 Millionen Wärmepumpen) und den Anschluss von Gebäuden an Wärmenetze können die CO₂-Emissionen der Gebäude bis 2050 fast vollständig vermieden werden.
- Die Personenverkehrsleistung insgesamt verbleibt etwa auf dem heutigen Niveau. Durch die gemeinschaftliche Nutzung von Fahrzeugen über Pooling und den öffentlichen **Verkehr** steigt die Auslastung und es werden weniger Fahrzeugkilometer zurückgelegt. Der verbleibende Straßenver-

kehr wird mit einem Pkw-Bestand erbracht, der nahezu vollständig aus batterieelektrischen Fahrzeugen besteht. Der Güterverkehr auf der Straße wird durch einen Mix aus batterieelektrischen Lkw, Oberleitungs-Lkw und Brennstoffzellen-Lkw auf den Weg zur Klimaneutralität gebracht. Gleichzeitig werden immer mehr Güter auf der Schiene transportiert. Der Luftverkehr und die Seeschifffahrt basieren vollständig auf dem Einsatz strombasierter Kraftstoffe.

- In der **Landwirtschaft** werden bis 2050 weitere Minderungen über den Umbau der Tierbestände und die Vergärung hoher Wirtschaftsdüngeranteile in Biogasanlagen erreicht. Im Bereich der landwirtschaftlichen Böden ist wesentliches Reduktionspotenzial bereits bis 2030 erschlossen. Infolge des Rückgangs der Tierbestände und einer geänderten Nachfrage nach Bioenergie bestehen hier aber noch kleinere Potenziale durch den Anbau von weniger stickstoffintensiven Kulturarten und der angepassten Nutzung von Moorflächen.
- Im **Abfallbereich** verbleiben im Jahr 2050 noch Restemissionen aus der Deponierung, der biologischen Behandlung und der Abwasserbehandlung. Aufgrund der biologischen Prozesse lassen sich die Emissionen aus dem Abfallbereich nicht komplett vermeiden. Minderungen werden bis 2050 in allen Bereichen erzielt.

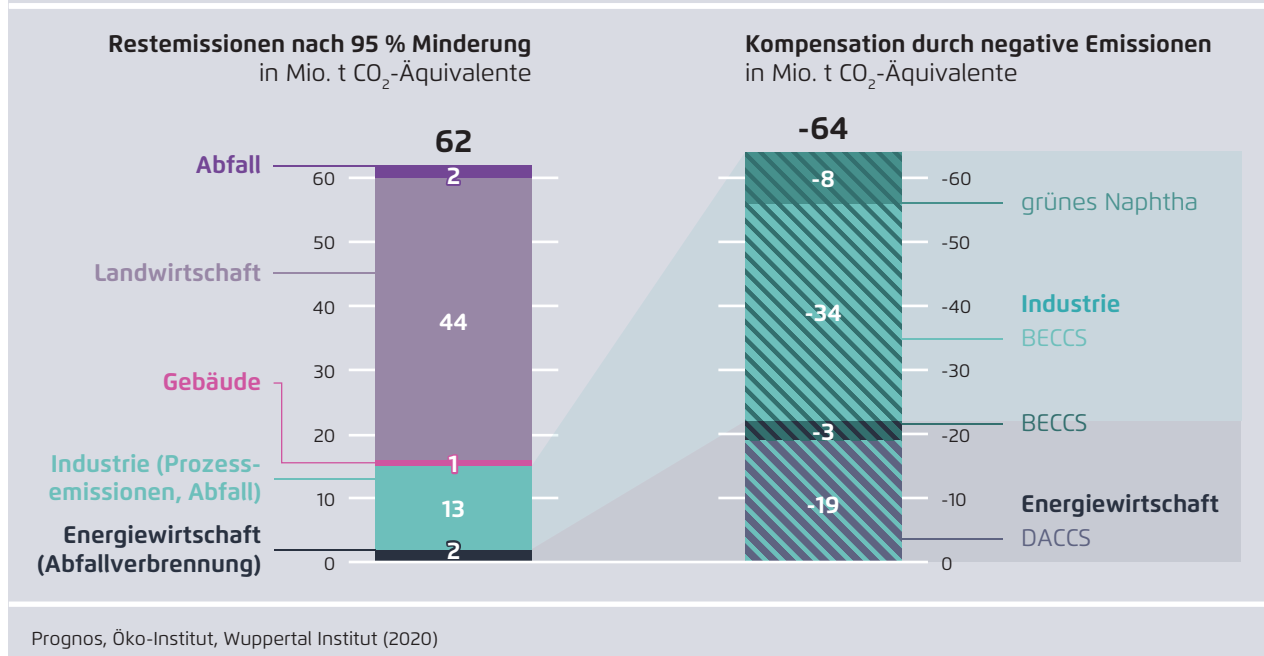
Drei Schritte zur Klimaneutralität: Schritt 3 – Kompensation der Restemissionen mit CCS und Negativemissionen

Residuale THG-Emissionen sind die Restemissionen, die sich nicht mehr durch Vermeidungsmaßnahmen weiter reduzieren lassen. Diese kommen vor allem im Landwirtschaftssektor durch biologische Prozesse in Böden (Düngemittel) und bei der Tierhaltung zustande. Auch bei industriellen Prozessen und in der Abfallwirtschaft verbleiben restliche Emissionen.

Demgegenüber können die energiebedingten Treibhausgasemissionen durch den Einsatz erneuerbarer

Schritt 3 im Detail – residuale THG-Emissionen und deren Kompensation in 2050

Abbildung 5



Energieträger nahezu völlig vermieden werden. Lediglich sehr geringe Mengen an Methan- und Lachgasemissionen durch Lagerung, Transport und Verbrennung von Biomasse und synthetischen Brennstoffen verbleiben.

In Summe ergeben sich damit Restemissionen in Höhe von 62 Mio. t CO₂-Äq – das entspricht fünf Prozent der Emissionen des Jahres 1990. Diese werden vorwiegend durch den Einsatz von Biomasse-CCS, *Direct Air Carbon Capture And Storage* und der stofflichen Bindung von CO₂ in grünen Polymeren kompensiert. Entsprechend den Modellberechnungen liegen die negativen Emissionen in dem Szenario leicht über den Restemissionen, sodass die Emissionen in Summe sogar leicht negativ sind. Bei diesen Technologien wird CO₂ aus der Atmosphäre direkt oder indirekt entnommen und langfristig eingelagert.

→ *Bioenergy with carbon capture and storage (BECCS)* ist die Abscheidung und geologische Lagerung von CO₂, das bei der Verbrennung von Biomasse entsteht. Da Biomasse bei nachhaltigem Anbau und Nutzung als Reststoff weitgehend

CO₂-neutral ist, wird dadurch langfristig CO₂ aus der Atmosphäre entnommen. Der Einsatz von BECCS ist durch die Menge der nachhaltig verfügbaren Biomasse begrenzt.

→ Als *Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS)* bezeichnet man die Abscheidung von CO₂ direkt aus der Luft und seine anschließende Einlagerung in geeigneten geologischen Formationen. Durch Ventilatoren wird die Umgebungsluft eingesaugt und durch ein Sorptionsmittel gebunden. Der Energieaufwand und die Kosten für DACCS sind deutlich höher als für BECCS.

→ Grünes Naphtha/Stoffliche Bindung von CO₂ in grünen Polymeren: Mit aus der Luft über *Direct Air Capture* entnommenem CO₂ oder Biomasse werden mit aus Erneuerbaren Energien erzeugtem Wasserstoff zum Beispiel mittels Fischer-Tropsch-Synthese „grünes“ Naphtha oder andere Kohlenwasserstoffe hergestellt. Diese werden zu Polymeren und im Weiteren zu Kunststoffen verarbeitet. Durch ein verbessertes Recyclingsystem werden die Kunststoffe dauerhaft im Stoffkreislauf gehalten. Hierdurch und durch Verwendung von CCS bei der Müllverbrennung kann eine Emission des

vorher aus der Atmosphäre gebundenen Kohlenstoffs vermieden werden.

Beim Einsatz von BECCS spielt die **Industrie** eine wichtige Rolle. Gerade die hohen kontinuierlichen und räumlich konzentrierten Wärmebedarfe der Stahl- und chemischen Industrie bieten hier die Möglichkeit, Biomasse in großem Stil einzusetzen und das entstehende CO₂ entsprechend abzutrennen. Dieses wird dann über die für die Zementindustrie ohnehin erforderliche CO₂-Infrastruktur gespeichert. Auch die fast vollständige Kreislaufführung von Kunststoffen, vor allem über chemisches Recycling, ist ein wichtiger Beitrag der Industrie zur Klimaneutralität.

Im Jahr 2050 wird mehr CO₂ aus der Atmosphäre entnommen als eingetragen wird. Die verbleibenden Emissionen sind vorwiegend Methan und Lachgas. Neben diesen Technologien gibt es weitere Optionen zur Erzeugung von negativen Emissionen, aus Kosten- und Potenzialgründen wurden aber nur die genannten Technologien genutzt.

In den Szenarien werden Maßnahmen im Bereich Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF), zum Beispiel die Wiedervernässung von Mooren, unterstellt, die dafür sorgen, dass dieser Sektor auch langfristig eine CO₂-Senke bleibt. Damit wird durch die Maßnahmen im LULUCF-Sektor im Jahr 2050 eine Senke von -10 Mio. t CO₂-Äq erreicht. Allerdings kann das aktuelle Niveau der Senke von -27 Mio. t CO₂-Äq nicht gehalten werden. Natürliche Senken, also die Kohlenstoffaufnahme durch Wälder und Böden, werden nachrichtlich ausgewiesen, aber in dieser Studie nicht zur Erreichung der Klimaziele angerechnet.

Drei Säulen der Transformation:

Säule 1 – Energieeffizienz und Senkung des Energiebedarfs

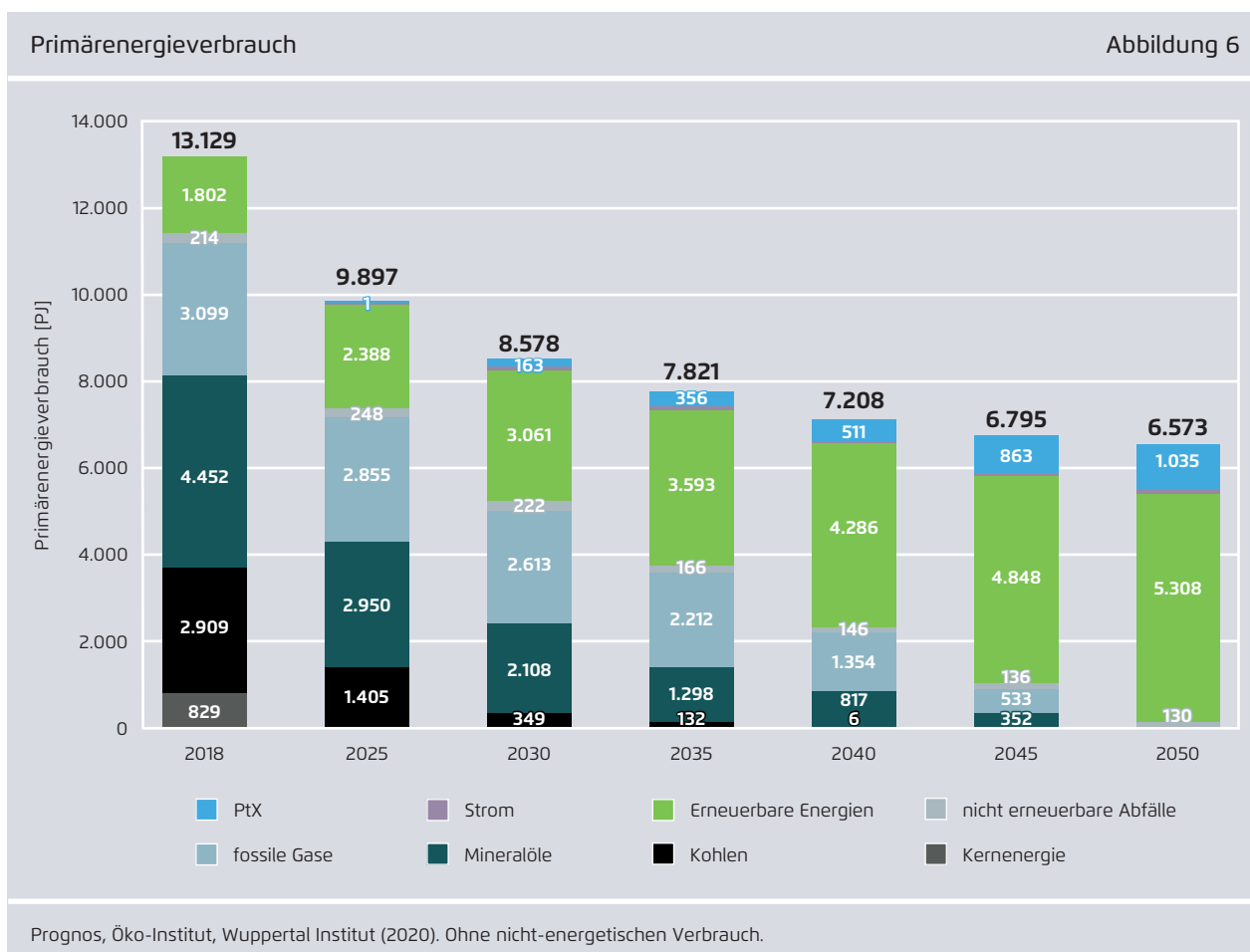
Im Zeitraum 2018 bis 2050 halbiert sich der Primärenergieverbrauch, also der Energiegehalt aller in Deutschland direkt oder zur Umwandlung in Sekundärenergieträger genutzten Energieträger. Der Primärenergieverbrauch geht von heute ungefähr 13.000 Petajoule (PJ) auf etwa 6.600 PJ zurück.

Der Verbrauch sinkt zum einen durch wesentlich geringere Verluste bei der Energieumwandlung und durch einen deutlichen Rückgang des Endenergieverbrauchs.

Der Endenergieverbrauch sinkt im Zeitraum 2018 bis 2030 von etwa 9.000 PJ um 16 Prozent auf etwa 7.500 PJ. Bis 2050 sinkt der Endenergieverbrauch im Vergleich zu 2018 um etwa 35 Prozent auf 5.800 PJ. Wesentliche Treiber für den Rückgang sind Gebäudesanierungen, effizientere Beleuchtung, verbrauchsarme Geräte und deutliche Effizienzgewinne im Verkehr durch die zunehmende Elektrifizierung. Der zunehmende Einsatz von Wärmepumpen zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser senkt durch die Nutzung von Umweltwärme den Einsatz von Brennstoffen.

Im Umwandlungssektor ergeben sich im Zeitraum bis 2050 auch signifikante Primärenergieeinsparungen, insbesondere bei der Stromerzeugung. Während 2018 noch knapp drei Viertel der Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken mit entsprechend hohen Umwandlungsverlusten erfolgte, reduziert sich die brennstoffbasierte Stromerzeugung bis 2050 auf etwa 7 Prozent. Der größte Teil der Stromerzeugung erfolgt dann ohne Umwandlungsverluste aus Windenergie und Photovoltaik.

Neben der benötigten Menge an Primärenergie ändert sich bis 2050 auch die Energieträgerstruktur deutlich. Die Nutzung der fossilen Energieträger Kohle, Erdgas und Mineralöl geht bis 2050 vollständig



zurück. Kernenergie wird bereits nach 2022 nicht mehr verwendet.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch steigt von 14 Prozent im Jahr 2018, auf 38 Prozent bis 2030 und dann weiter auf 81 Prozent bis 2050. Importe von synthetisch erzeugten Energieträgern stellen 2050 etwa 16 Prozent der Primärenergie. Die restlichen 3 Prozent der Primärenergie entfallen 2050 auf sonstige Energieträger wie Abfall und geringe Mengen an importierten Strom.

Drei Säulen der Transformation: Säule 2 – erneuerbare Stromerzeugung und Elektrifizierung

Die Bedeutung von Strom nimmt auf dem Weg hin zu einer klimaneutralen Gesellschaft kontinuierlich zu. Strom kann bei vielen Endanwendungen sehr effizient eingesetzt werden. Insbesondere im Verkehr und Wärmemarkt ergeben sich deutliche Vorteile im Vergleich zu Verbrennungsmotoren und Heizkesseln.

Die steigende Elektrifizierung und die Produktion von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff sind die Haupttreiber für den Anstieg des Stromverbrauchs bis 2050 auf etwa 960 TWh. Der Stromverbrauch im Jahr 2050 liegt dann 370 TWh höher als heute. Von dem Anstieg entfallen etwa 160 TWh auf den

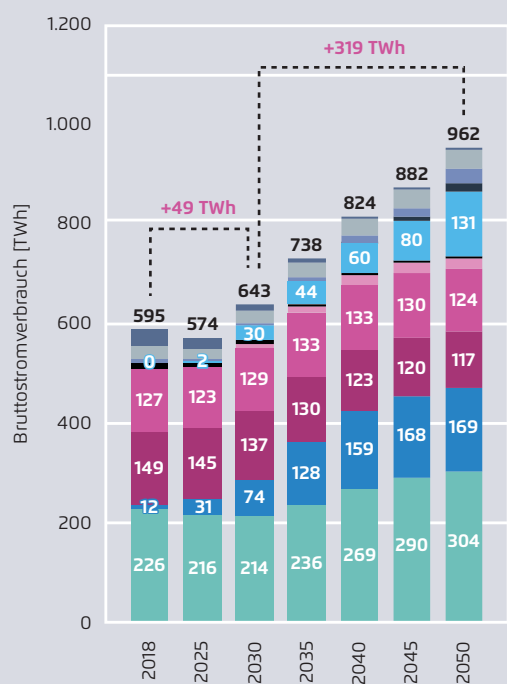
Verkehr, 130 TWh auf die Wasserstoffherstellung und etwa 70 TWh auf die Industrie. Leicht rückläufig entwickelt sich der Stromverbrauch im Gebäudesektor. Effizienzverbesserungen bei Elektrogeräten, Beleuchtung und der Ersatz von Nachtspeicherheizungen und Elektroboiler sparen mehr ein, als die Wärmepumpen brauchen.

Die Erzeugung erfolgt vollständig klimaneutral. Dafür steigt die installierte Leistung von Onshore-Windenergie auf 130 GW, die von Offshore-Windenergie auf 70 GW und die Photovoltaikleistung auf 355 GW.

Das Stromsystem im Jahr 2050 basiert zu 100 Prozent auf Erneuerbaren Energien. Inklusive Wasserkraft und Biomasse decken Erneuerbare Energien im Jahr 2050 88 Prozent des Stromverbrauchs direkt ab, 7 Prozent entfallen auf Gaskraftwerke, die aus Erneuerbaren Energien erzeugten Wasserstoff als Brennstoff nutzen. Die restlichen 5 Prozent werden durch zwischengespeicherten oder importierten Strom gedeckt. Das Stromsystem wird deutlich flexibler: durch mehr Batteriespeicher, durch den flexiblen Einsatz von Wärmepumpen, Elektrolyseuren und der Elektromobilität sowie einem intensi-

Bruttostromverbrauch

Abbildung 7

H₂/CO₂

2030

Produktion 19 TWh H₂

2050

84 TWh H₂,
19 Mio. t CO₂ DAC

6 Mio. Wärmepumpen, Effizienz Elektrogeräte, effiziente Beleuchtung, Rückgang Direktstromheizungen

14 Mio. Wärmepumpen, Zunahme bei Kühlen und Lüften, Effizienz Wärmepumpen, Rückgang Direktstromheizungen, Effizienz Elektrogeräte



Wärmepumpen, effiziente Beleuchtung

Wärmepumpen, effiziente Beleuchtung



27 % der Fahrleistung im Straßengüterverkehr mit Batterien und Oberleitungen, 14 Mio. E-Pkw

78 % der Fahrleistung im Straßengüterverkehr mit Batterien und Oberleitungen, 30 Mio. E-Pkw



Elektrifizierung Prozesswärme, strombasierte Dampfproduktion, effiziente Querschnittstechnologien

Elektrifizierung Prozesswärme, CO₂-Abscheidung, strombasierte Dampfproduktion in Elektrokesseln und Hochtemperaturwärmepumpen

Industrie

Verkehr

GHD

PHH

Fernwärmeerzeugung

sonstige Umwandlung

Elektrolyse (H₂)

DAC

Ladung Speicher

Netzverluste

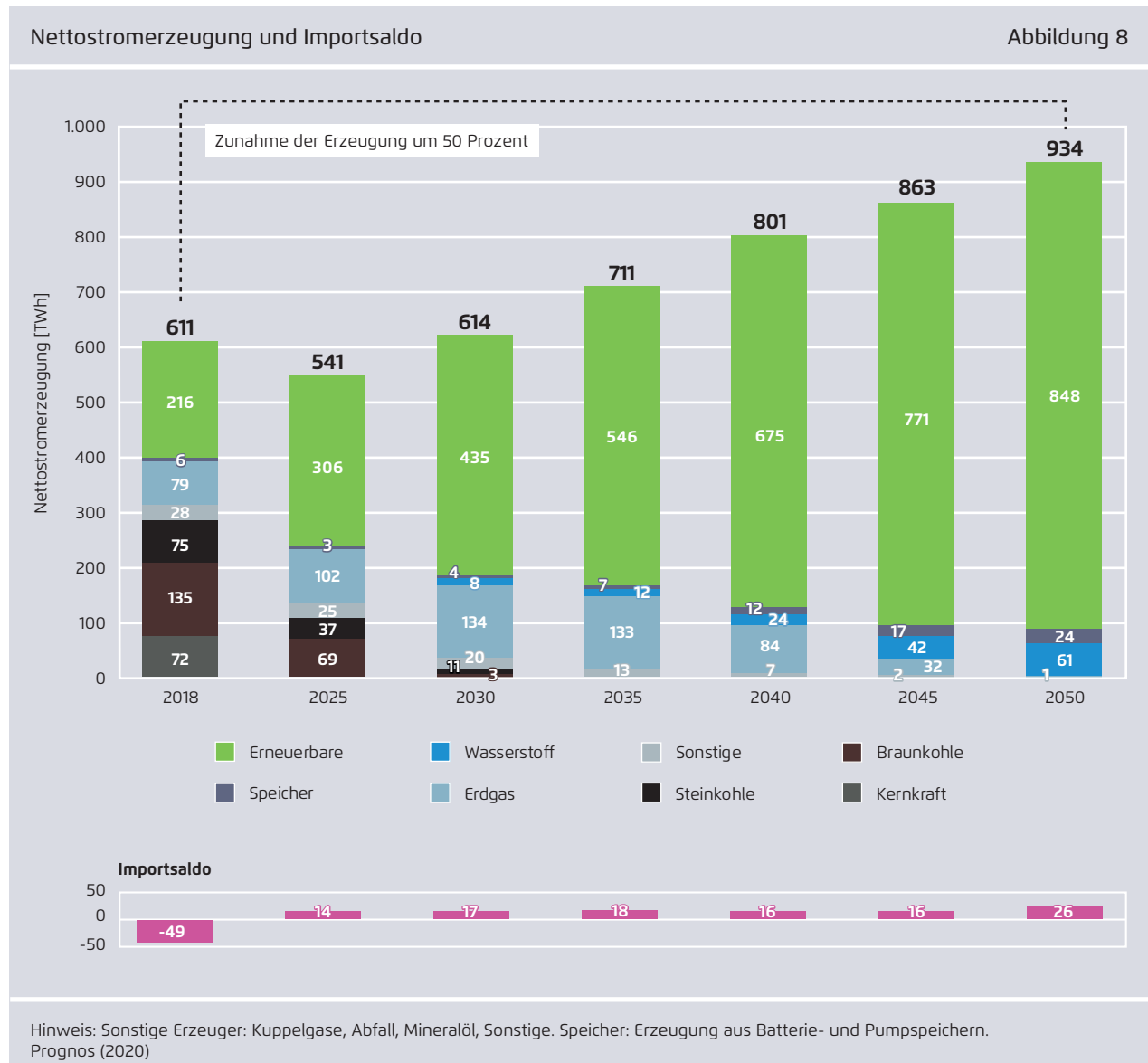
KW-Eigenverbrauch

Hinweis: H₂ = Wasserstoff. KW = Kraftwerk. DAC = Direct Air Capture. PHH = Private Haushalte, GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. Verbrauch von Speichern (brutto) beinhaltet Pumpspeicher und stationäre Batteriespeicher in der öffentlichen Versorgung. Der Stromverbrauch von Heimbatterien in Kombination mit PV-System wird hier nicht ausgewiesen. Bilanzierung nach AGE. Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2020)

vereren Stromhandel mit dem Ausland. Erneuerbare Stromerzeugung kann durch den damit möglichen räumlichen und zeitlichen Ausgleich auch bei hohen fluktuierenden Anteilen effizient genutzt werden.

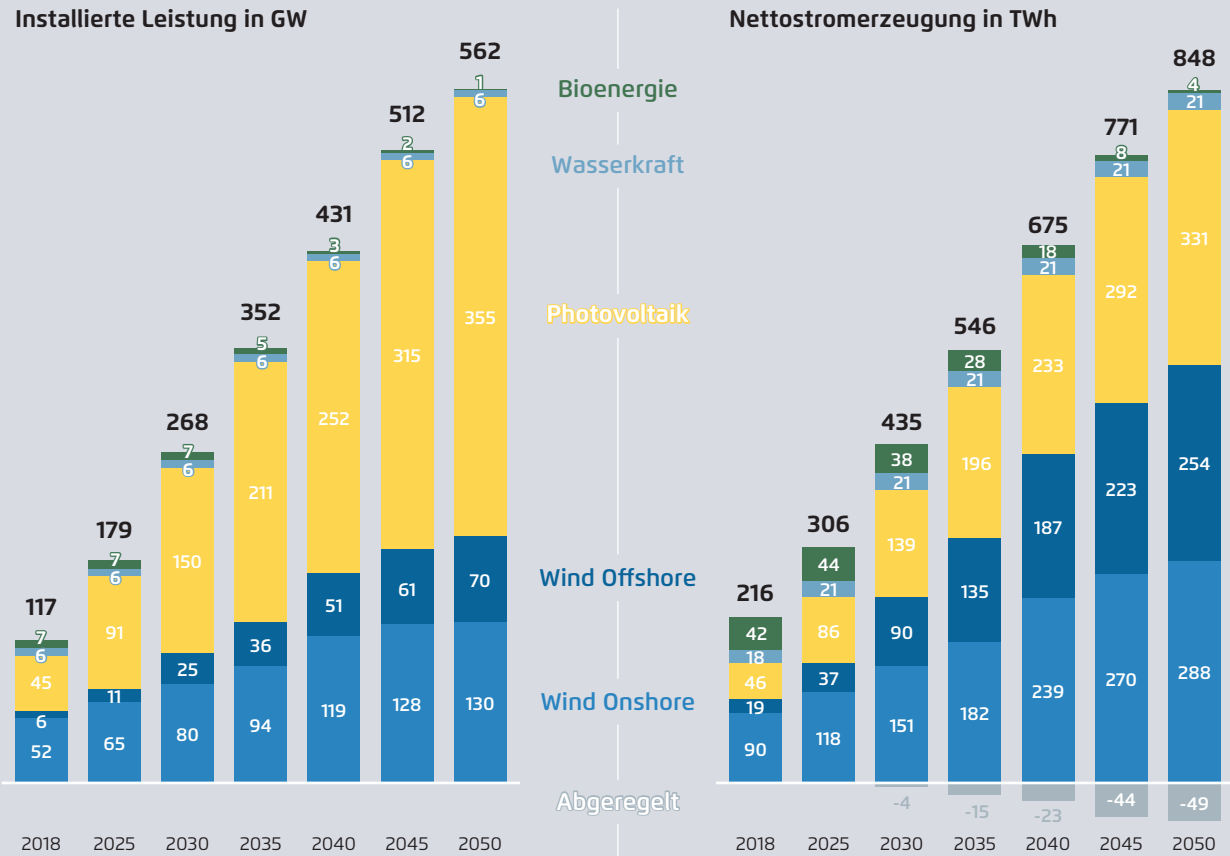
Der kurzfristige Ausgleich von Stromnachfrage und -angebot erfolgt dabei vorwiegend durch Batterie-speicher, Lastmanagement und den Stromhandel. Der saisonale Ausgleich erfolgt im Wesentlichen durch die Erzeugung und Rückverstromung von Wasserstoff sowie durch die Nutzung der großen Speicher-

kraftwerke in Skandinavien und den Alpen. Im Vergleich zu heute können durch Stromexporte in diese Länder die Speicherstände – insbesondere im Sommer und Herbst – geschont werden und somit im Winter mehr Strom zur Verfügung gestellt werden.



Erneuerbare Energien

Abbildung 9



Notwendiger mittlerer jährlicher Ausbau Bruttozubauf, bei 25 Jahren Lebensdauer

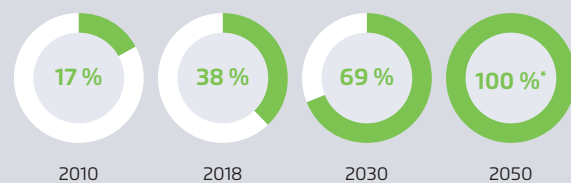
2021–2030



Ausbaustärkste Jahrgänge der Vergangenheit:
Photovoltaik: 8 GW (2010, 2012)
Wind Offshore: 2 GW (2015)
Wind Onshore: 5 GW (2014, 2017)

Kumulierter Bruttozubauf zwischen 2021 und 2030:
Photovoltaik: 98 GW
Wind Offshore: 17 GW
Wind Onshore: 44 GW

Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch



* Inkl. Stromerzeugung aus erneuerbar erzeugtem Wasserstoff, zwischengespeichertem und importiertem erneuerbaren Strom
Prognos (2020)

Drei Säulen der Transformation:

Säule 3 – Wasserstoff als Energieträger und Rohstoff

In einem klimaneutralen Energiesystem wird Wasserstoff neben Strom eine sehr große Rolle spielen. Die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050 beträgt etwa 270 TWh. Davon werden 31 Prozent in Deutschland hergestellt. Der restliche Wasserstoff wird importiert.

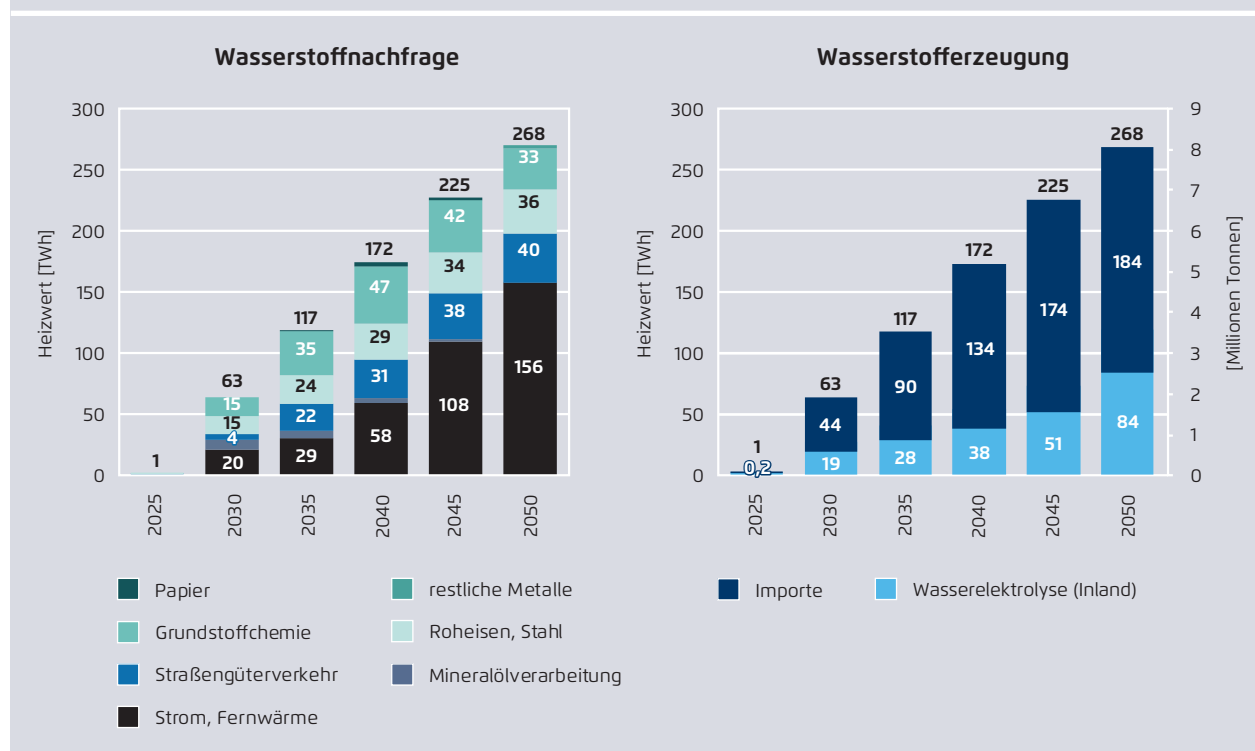
Im Industriesektor dient Wasserstoff vorwiegend zur Direktreduktion von Eisenerz für eine CO₂-freie Stahlherstellung, als Rohstoff in der Grundstoffchemie und zur Erzeugung von Prozessdampf.

Der Wasserstoffeinsatz von 40 TWh im Verkehr erfolgt überwiegend im schweren Güterkehr. Last- und Sattelzüge nutzen den Wasserstoff in Brennstoffzellen als Energieträger. Zu kleineren Anteilen fahren auch leichtere Nutzfahrzeuge mit Wasserstoff.

Der größte Teil des Wasserstoffbedarfs entfällt auf die Stromerzeugung. In Zeiten, in denen eine Residualnachfrage besteht, wird Wasserstoff in Gaskraftwerken als Brennstoff genutzt. Zum Teil erfolgt dies in Kraft-Wärme-Kopplung, sodass auch ein Teil der Fernwärme auf Wasserstoff basiert. Im Bereich der Objektbeheizung erfolgt aus Kostengründen kein Einsatz von Wasserstoff.

CO₂-freie Wasserstofferzeugung und -nutzung in Deutschland

Abbildung 10



Zusätzlich zum Wasserstoff werden auch weitere synthetische Energieträger in dem Szenario eingesetzt. Im nationalen und internationalen Schiffs- und Flugverkehr werden CO₂-neutrale PtL-Kraftstoffe verwendet, in geringem Umfang auch noch im Straßenverkehr für die im Bestand verbleibenden Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren. Zudem wird in der Industrie für die stoffliche Nutzung, die nicht durch die verstärkte Kreislaufwirtschaft abgedeckt werden kann, grünes Naphtha importiert. Strombasierte Brennstoffe und grünes Naphtha werden nicht in Deutschland hergestellt, sondern importiert, in Summe etwa 120 TWh.

Insgesamt ergibt sich für 2050 ein Bedarf an Wasserstoff und sonstigen synthetischen Brennstoffen und Feedstocks in Höhe von 432 TWh, von denen 348 TWh importiert werden.

Szenario Klimaneutral 2050 im Überblick

Kernindikatoren des Szenarios Klimaneutral 2050

Abbildung 11

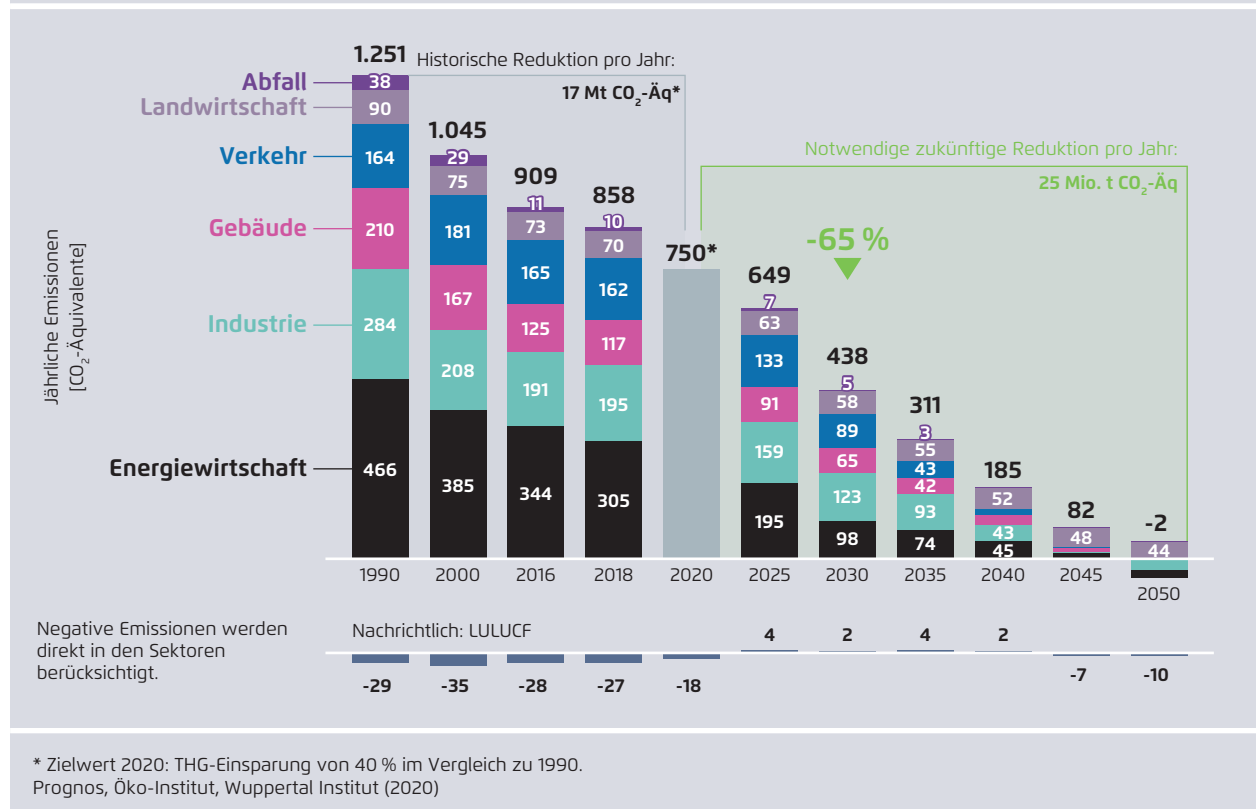
KN2050		2018	2030	2040	2050	2018– 2030 p.a. netto	2030– 2050 p.a. netto
Treibhausgasemissionen* (Mio. t CO ₂ -Äq.)							
Energiewirtschaft		305	98	45	-19	-17	-6
Industrie		195	123	43	-30	-6	-8
Verkehr		162	89	18	0	-6	-4
Gebäude		117	65	24	1	-4	-3
Landwirtschaft		70	58	52	44	-1	-1
Abfall und sonstige		10	5	3	2	0	0
Summe		858	438	185	-2	-35	-22
Minderung im Vergleich zu 1990 (%)		31	65	85	100		
LULUCF (nachrichtlich)		-27	1	2	-10	2	0
Primärenergieverbrauch (PJ), davon		13.129	8.578	7.208	6.573	-379	-100
Kohlen		2.909	349	34	0	-213	-17
Mineralöle		4.452	2.108	817	2	-195	-105
Fossile Gase		3.099	2.613	1.354	3	-41	-131
Bruttostromverbrauch (TWh)		595	643	824	962	4	16
EE-Anteil am Bruttostromverbrauch (%)		38	69	82	100**		
Wind Onshore (GW)		52	80	119	130	2	3
Wind Offshore (GW)		6	25	51	70	2	2
Photovoltaik (GW)		45	150	252	355	9	10
Anzahl Elektro-Pkw (inkl. Plug-in-Hybride, Mio. Stück)		0	14	32	30	1	1
Güterverkehrsleistung Schiene (Mrd. tkm)		135	190	210	230	5	2
Anzahl Wärmepumpen (Mio. Stück)		1	6	11	14	0,4	0,4
Nutzenergiebedarf Wohngebäude (kWh/(m ² ·a))		106	85	71	60	-2	-1
Elektrolyseure in Deutschland (GW)		0	10	25	51	1	2
Einsatz von Wasserstoff (TWh)		0	63	172	268	5	10
Herstellung von erneuerbar erzeugtem H ₂ in DE (TWh)		0	19	38	84	2	3
Import Wasserstoff (TWh)		0	44	134	184	4	7
Import sonstiger synth. Brennstoffe u. Feedstocks (TWh)		0	1	8	164	0	6
Carbon Capture and Storage (Brutto-Menge, Mio. t CO₂)		0	-1	-22	-73	0	-4
Prozessemissionen und Abfall (Mio. t CO ₂)		0	-1	-5	-18	0	-1
Negativemissionen (Mio. t CO ₂)		0	0	-17	-56	0	-3
Negativemissionen inkl. stofflicher Bindung (Mio. t CO₂)		0	0	-17	-64	0	-3
Biomasse-CCS (BECCS, Mio. t CO ₂)		0	0	-15	-37	0	-1
Direct-Air-Capture-CCS (DACCS, Mio. t CO ₂)		0	0	-2	-19	0	-1
Importierte grüne Polymere (Mio. t CO ₂)		0	0	0	-8	0	0
Bevölkerung in Deutschland (Mio.)		83	83	81	79	0	0
EU-ETS, EUR2019/t		16	52	70	90	3	2

* Negativemissionen direkt in den Sektoren berücksichtigt.

** inkl. Stromerzeugung aus erneuerbar erzeugtem Wasserstoff, zwischengespeichertem und importiertem erneuerbaren Strom
Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2020)

Überblick Entwicklung THG-Emissionen nach Sektoren

Abbildung 12



2 Methodik und Rahmenannahmen

2.1 Zielsetzung der Studie

Diese Studie zeigt Wege auf, wie Deutschland bis zum Jahr 2050 klimaneutral werden kann. Klimaneutral bedeutet dabei, dass die Treibhausgasemissionen in allen Bereichen vollständig oder fast vollständig vermieden werden und die Restemissionen durch negative Emissionen ausgeglichen werden. Insbesondere in der Landwirtschaft, aber auch in einzelnen industriellen Prozessen verbleiben auch 2050 noch Restemissionen. Diese Emissionen werden nicht vermieden, sondern durch die CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre und Ablagerung – sogenannte negative Emissionen über die CCS-Technologie – ausgeglichen. Im Saldo wird Deutschland so klimaneutral.

Die Studie stellt einen aus Kostensicht und unter Berücksichtigung der Umsetzbarkeit optimierten Weg zur Erreichung der Klimaneutralität 2050 dar. Als Zwischenschritt wird im Hauptszenario Klimaneutral 2050 (KN2050) eine THG-Emissionsminderung Deutschlands von 65 Prozent bis zum Jahr 2030 erreicht (zur Ableitung des Ziels vgl. Kapitel 2.2). Eine Variante – Klimaneutral Minimalvariante (KNmin) – untersucht auch eine Minderung von 60 Prozent bis 2030.

2.2 Treibhausgas-Emissionsminderungsziele

Klima- und Energiepolitik in Deutschland basieren seit Verabschiedung der ersten Emissionsminderungsverpflichtungen im Juni 1990 (für den damaligen Geltungsbereich des Grundgesetzes) beziehungsweise vom November 1990 (für das vereinigte Deutschland) auf klaren quantitativen Zielen für die Minderung der nationalen Treibhausgasemissionen (Matthes et al. 2020). Diese zunächst auf das Jahr 2005 formulierten Vorgaben wurden im Zeitverlauf immer wieder aktualisiert, mit Blick auf den zeitli-

chen Horizont ausgeweitet sowie durch entsprechende Ziele in den Bereichen Energieeffizienz und Erneuerbare Energien sowie den Ausstieg aus der Kernenergienutzung ergänzt. Die aktuellen Emissionsminderungsziele von 55 Prozent für das Jahr 2030 sowie 70 Prozent für das Jahr 2040 (jeweils gegenüber 1990) wurden im Kontext des Energiekonzepts 2010/11 entwickelt (BMU 2011; Prognos/EWI 2010, 2011). Sie wurden dabei primär aus dem damals gesetzten Ziel einer Rückführung der Treibhausgasemissionen um 80 Prozent bis zum Jahr 2050 abgeleitet, die Variante einer Emissionsminderung um 95 Prozent wurde für diese Zwischenziele und die entsprechenden Modellanalysen letztlich nicht reflektiert. Das mit dem Klimaschutzprogramm 2030 (BMU 2019) neu formulierte Ziel von Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 hat bisher nicht zu einer Anpassung der Zwischenziele für 2030 und 2040 geführt. Um Deutschland auf einen Pfad in Richtung Klimaneutralität bis 2050 zu führen, ist somit eine deutliche Anhebung der bisherigen Zwischenziele für 2030 und danach notwendig.

Die folgende Abbildung zeigt zunächst die Entwicklung der Treibhausgasemissionen für Deutschland seit 1990.

- Bis zum Jahr 2018 – dem letzten Jahr, für das robuste Treibhausgasinventare vorliegen – sanken die gesamten Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 31,3 Prozent. Die ersten und mit noch erheblichen Unsicherheiten verbundenen Abschätzungen für 2019 zeigen eine Emissionsminderung zwischen 35 und 36 Prozent. Das Emissionsniveau für das durch die COVID-19-Krise geprägte Jahr 2020 lässt sich derzeit nicht robust abschätzen, es ist jedoch für die nächsten ein bis zwei Jahre wieder mit einem Anstieg der Emissionen zu rechnen.
- Die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft sind von 1990 bis 2018 um 35 Prozent

gesunken, wobei die Periode von 2000 bis 2014 durch eine weitgehende Stagnation der Emissionsminderung geprägt war. Erst seit 2015 sinken die Emissionen der Energiewirtschaft wieder sehr deutlich. Für die Industrie (inklusive Industriekraftwerke und Prozessemissionen) wurde bis 2018 eine Emissionsminderung von 31 Prozent erreicht, wobei hier die Emissionsminderung seit der Jahrtausendwende (und mit Ausnahme des Krisenjahrs 2009) weitgehend stagniert. Die Emissionstrends des nationalen Verkehrs sind durch drei verschiedene Phasen gekennzeichnet. Erstens ein deutlicher Anstieg der verkehrsbedingten Emissionen um circa 11 Prozent in den 1990er-Jahren sowie zweitens dann bis zum Jahr 2009 ein Rückgang um 18 Prozentpunkte, das heißt auf ein Niveau von 7 Prozent unter dem von 1990. Seit 2010 steigen die Emissionen wieder deutlich und erreichten für 2018 nur einen Wert von 1 Prozent unter dem Basisniveau von 1990. Die Emissionen aus dem Gebäudesektor sind von 1990 bis 2018 in einem relativ stetigen Prozess um

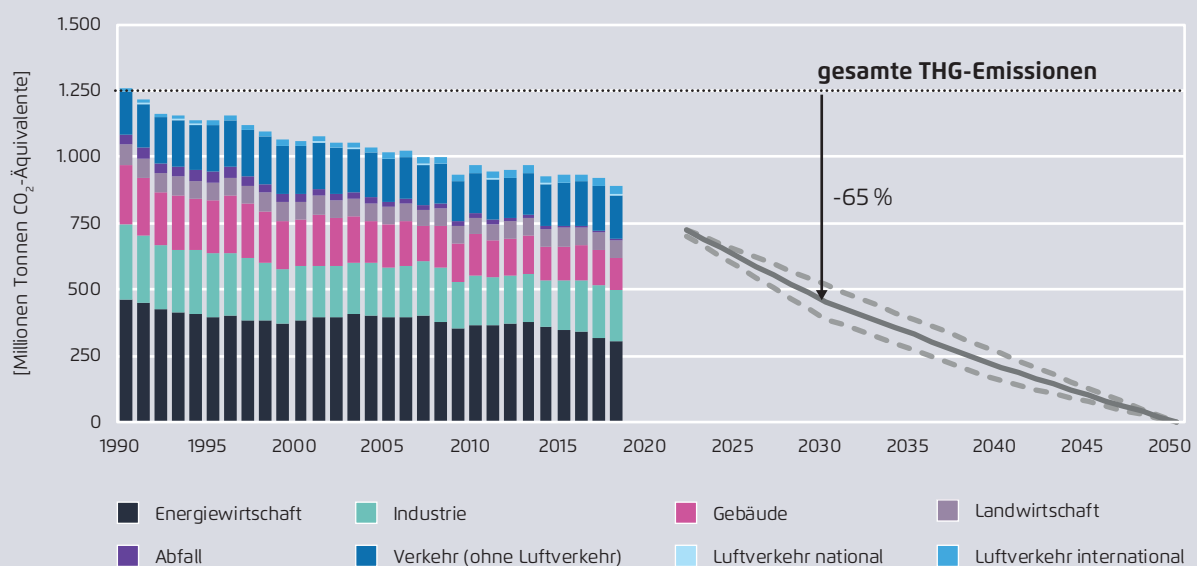
44 Prozent gesunken, wobei die zwischenjährigen Schwankungen vor allem durch die Wetter-schwankungen bedingt sind.

Mit Blick auf das neu gesetzte Ziel von Klimaneutralität für 2050 und den entsprechenden Zwischenschritt für 2030 können die folgenden Ableitungen erfolgen:

- Ein stetiger beziehungsweise linearer Trend zwischen dem Emissionsniveau für 2018 und dem Ziel der Klimaneutralität für 2050 führt für das Jahr 2030 zu einer Emissionsminderung von etwa 60 Prozent gegenüber 1990.
- Der lineare Trend berücksichtigt jedoch nicht die Altersstrukturen der besonders emissionsintensiven Kapitalstöcke beziehungsweise den Aufwuchs der jeweiligen Alternativoptionen. Vor allem deswegen wurden in den Vorbereitungsarbeiten zum Energiekonzept 2010/11 unterschiedliche Etappenziele definiert. Mit dem Emissionsminderungsziel von 55 Prozent für 2030 sollte ein Anteil

Historische Treibhausgasemissionen und nationale Treibhausgas-Emissionsminderungsziele

Abbildung 13



Öko-Institut (2020)

von knapp 70 Prozent der bis 2050 angestrebten Emissionsminderung von 80 Prozent erzielt werden, bis 2040 betrug dieser Anteil 88 Prozent. Bei einer Übertragung dieser Strukturen auf das Ziel einer vollständigen Klimaneutralität bis 2050 wären die genannten Ziele von 70 beziehungsweise 88 Prozent jeweils die Zwischenziele für 2030 und 2040, jeweils im Vergleich zum Ausgangsniveau von 1990.

Im Rahmen der hier vorgelegten Analyse kann und soll keine detaillierte Analyse der Emissionsminderungspotenziale und -kosten für die verschiedenen Kapitalstöcke geleistet werden. Angesichts der diversen Unsicherheiten und auch der zwischenzeitlich auf sektoraler Ebene sehr unterschiedlich verlaufenden Emissionstrends wird das aus einer rein nationalen Perspektive abgeleitete Emissionsminderungsziel für 2030 über einen pragmatischen Ansatz ermittelt. Als Mittelwert zwischen dem linearen Trend und dem zeitlichen Emissionsminderungsprofil des Energiekonzepts 2010/11 ergibt sich für das Jahr 2030 ein Zielniveau für die deutschen Treibhausgasemissionen von etwa 65 Prozent unter dem Basiswert von 1990.

Eine rein nationale Ableitung ist jedoch im Kontext der in der Europäischen Union geschaffenen Architektur der Klimaschutzpolitik nicht mehr ohne Weiteres möglich. Denn das Zielsystem der deutschen Klima- und Energiepolitik ist in zentralen Bereichen (Treibhausgasemissionen, Energieerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen, Energieeffizienz etc.) auch eingebettet in die entsprechenden Rahmensetzungen der Europäischen Union (EU). Die bisher gültigen nationalen Ziele für Deutschland sind jedoch über längere Zeiträume und in unterschiedlichen Prozessen entstanden, sodass sie bisher nicht in allen Bereichen beziehungsweise in Gänze konsistent zu den zwischenzeitlich geschaffenen europäischen Rahmensetzungen sind. So stammt das aktuelle deutsche Treibhausgas-Emissionsminderungsziel für 2030 (55 Prozent gegenüber 1990) aus dem Jahr 2010, während die zentralen EU-Vorgaben in diesem Bereich erst mit der EU-Klimaschutzverordnung

(*Effort Sharing Regulation* – ESR) und der Revision des EU-Emissionshandelssystems (*European Union Emissions Trading System* – EU ETS) im Jahr 2018 in Kraft gesetzt wurden.¹

Grundsätzlich ist das aktuelle nationale Minderungsziel für Deutschland von 55 Prozent gegenüber 1990 jedoch mit dem bisherigen EU-Zielsystem konsistent. Mit der anstehenden Erhöhung des Ambitionsniveaus für die Klimaschutzzusagen der EU im Rahmen des Klimaschutzabkommens von Paris (*Nationally Determined Contributions* – NDCs) wird auch die Architektur der EU-Klimaschutzpolitik angepasst werden müssen, daraus ergeben sich auch Konsequenzen für die Treibhausgas-Emissionsminderungen, die in Deutschland erbracht werden müssen und entsprechend auch Anpassungsbedarf für die nationalen Ziele.

Für die relativ komplexe Klimaschutzarchitektur der EU sind als internationale Verpflichtung zunächst die NDCs relevant:

- Die Treibhausgas-Emissionsminderungszusage bezieht sich auf das Jahr 1990 und beträgt bisher 40 Prozent. Im Kontext des *European Green Deals* hat die Europäische Kommission eine Erhöhung dieser Verpflichtung auf 55 Prozent vorgeschlagen.
- Einbezogen in diese Verpflichtung sind bisher alle Treibhausgasemissionen aus dem Energieeinsatz (einschließlich des gesamten nationalen und internationalen Flugverkehrs), aus Industriepro-

1 Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 sowie 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

zessen und Produktverwendung, Landwirtschaft sowie der Abfallwirtschaft. Eine Anrechnung von Emissionen oder Kohlenstoffeinbindungen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (*land use, land use change and forestry* – LULUCF) sind für die NDCs bisher nur in begrenztem Umfang möglich. Im Zuge des *Euro-pean Green Deals* kann es jedoch für die neue EU-Verpflichtung auch noch zu Veränderungen bei den sektoralen Erfassungsbereichen kommen.

Die Umsetzung dieser Zusage innerhalb der EU beziehungsweise durch die Mitgliedstaaten auf Ebene der Ziele erfolgt im Rahmen von zwei wesentlichen rechtlichen Regelwerken (zu Details siehe Öko-Institut; Agora Energiewende (2020)).

→ Die Richtlinie zum Europäischen Emissions-handelssystem für Treibhausgase (*European Union Emissions Trading System* – EU ETS) reguliert die Emissionen aus der Energiewirtschaft und wesentlichen Teilen der Industrie sowie aus dem innereuropäischen Luftverkehr auf Basis eines EU-weiten Ansatzes. Die Einbeziehung von Emissionen der in der EU ankommenden und aus der EU abgehenden internationalen Flüge ist prinzipiell vorgesehen, bleibt aber derzeit ausgesetzt, sodass dieses Segment, obwohl von den NDCs erfasst, bis auf Weiteres unreguliert bleibt. Das Emissionsziel des EU ETS wird über das *Cap* definiert. Dieses wird auf Grundlage eines Startniveaus und einer jährlichen Reduktion (über den sogenannten linearen Reduktionsfaktor – LRF) gesetzt.² Aus Gründen der Vergleichbarkeit wird

der Zielwert für das *Cap* immer auch im Vergleich zum Basisniveau für das Jahr 2005 angegeben, derzeit wird hier eine Minderung von 43 Prozent vorgegeben.

→ Die EU-Klimaschutzverordnung (*Effort Sharing Regulation* – ESR) reguliert alle anderen Treibhausgas-Emissionsquellen sowie die Quellen und Senken aus LULUCF. Hier werden die Emissionsziele jedoch nicht nur auf Ebene der EU festgelegt, sondern auf die einzelnen Mitgliedsstaaten heruntergebrochen. Das zentrale Kriterium dafür bildet das einwohnerspezifische Bruttoinlandsprodukt. Als Basisniveau für die Zielbestimmung mit Blick auf das Jahr 2030 dient auch hier das Jahr 2005. Die Mitgliedsstaaten können die Zielerreichung gemeinsam vorantreiben und (in sehr begrenztem Umfang) eine Reihe anderer Flexibilitätsmechanismen in Anspruch nehmen (Stilllegung von Emissionsberechtigungen des EU ETS zur Zielerfüllung im Rahmen der ESR). In begrenztem Umfang und unter sehr spezifischen Bedingungen können auch Netto-Emissionsminderungen aus LULUCF auf die Zielerreichung angerechnet werden. Für Deutschland beträgt die Minderungsvorgabe im Rahmen der EU-Klimaschutzverordnung derzeit 38 Prozent gegenüber 2005.

Unterstellt man für die durch den EU ETS regulierten Wirtschaftsbereiche in Deutschland im Vergleich zur EU-weiten Vorgabe eine proportionale Emissionsminderung, so resultiert eine gesamte Emissionsminderung von etwa 53 Prozent (ohne Berücksichtigung des internationalen Flugverkehrs), hier nun gegenüber dem Basisjahr 1990. Dieser Wert liegt leicht unter dem aktuellen deutschen Emissionsminderungsziel von 55 Prozent, für das jedoch auch noch das im EU-Vergleich größere Potenzial kostengünstiger Emissionsminderungen vor allem in der Energiewirtschaft in Betracht gezogen worden ist.

Mit Blick auf die Novellierung der NDCs der EU liegen zwar Vorschläge für das übergeordnete Emissionsminderungsziel der EU vor, es müssen aber zur Ableitung der Konsequenzen für Deutsch-

² Das Startniveau für die Ermittlung des *Caps* über den LRF ist mit dem Durchschnittswert des *Caps* für den Zeitraum 2008 bis 2012 vorgegeben, der LRF beträgt bisher 1,74 Prozent für den Zeitraum bis 2020 und 2,2 Prozent ab 2021. Neben dem wie beschrieben ermittelten *Cap* wird die Zahl der im Markt verfügbaren Emissionsberechtigungen auch noch durch weitere Regelungen (die sogenannte Marktstabilitätsreserve – MSR, diverse Löschungsoptionen für Emissionsberechtigungen etc.) beeinflusst, die hier nicht weiter berücksichtigt werden.

land noch weitere Annahmen für die Umsetzung im Rahmen der oben genannten rechtlichen Regelwerke getroffen werden.³

→ In den Analysen zum neuen Klimaschutzziel der EU herrscht breiter Konsens, dass die durch den EU ETS regulierten Energiewirtschafts- und Industriesektoren den größeren Teil der Emissionsminderung erbringen werden müssen. Mit Blick auf die Struktur der Kapitalstöcke, die Erneuerungszyklen sowie die Kostensituation ist in der Analyse von Öko-Institut und Agora Energiewende (Öko-Institut; Agora Energiewende (2020)) für ein Gesamtemissionsminderungsziel von 55 Prozent gegenüber 1990 davon ausgegangen worden, dass ein robust ermitteltes *Cap* des EU ETS für die stationären Anlagen für 2030 auf einem Niveau von 61 Prozent (und damit um 18 Prozentpunkte mehr als bisher) unter dem Basiswert für 2005 liegen sollte. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass in Deutschland mit einem vergleichsweise großen Anteil der Kohleverstromung ein größeres Emissionsminderungspotenzial mit vergleichsweise günstigen Vermeidungskosten im Bereich der Energiewirtschaft über die CO₂-Bepreisung des EU ETS erschließbar ist. Würde die CO₂-Last der fossilen Stromerzeugung für Deutschland dem entsprechenden Mittelwert der EU-27 entsprechen, so ergibt sich unter Maßgabe der oben genannten Reduktionsvorgabe für den EU ETS mit Blick auf Deutschland ein Zielwert, der um circa 4 Prozentpunkte über dieser EU-weiten Minderungsvorgabe, also 65 Prozent unter dem Startwert des Jahres 2005 liegt. Als Variantenrechnung für den Kontext eines übergeordneten Emissionsminderungsziels von 50 Prozent würde auf gleicher methodischer Basis die Zielvorgabe für die vom EU

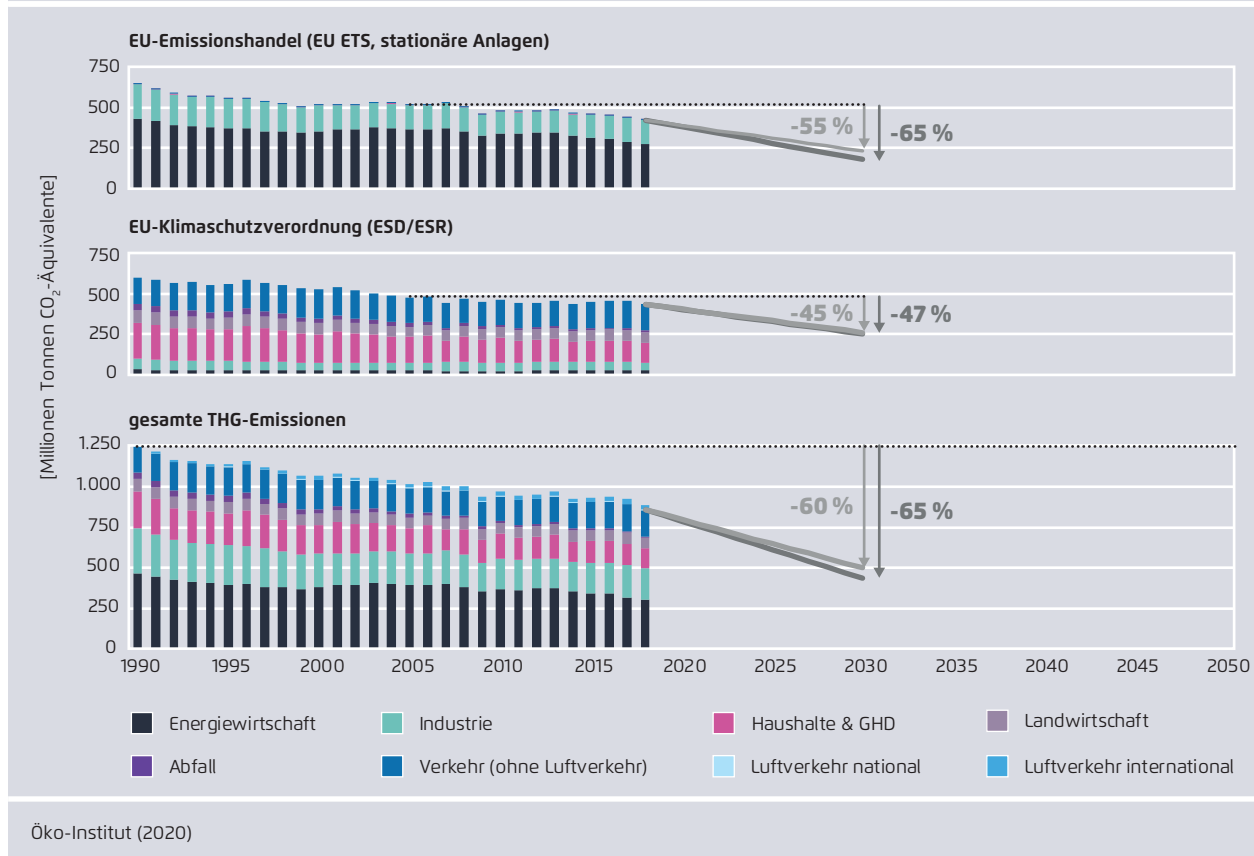
ETS regulierten Emissionen 52 Prozent für die EU-27 insgesamt beziehungsweise 55 Prozent für Deutschland betragen.

- Für die über den EU ETS regulierten Treibhausgasemissionen aus dem (innereuropäischen) Luftverkehr ergeben sich auf Grundlage der derzeitigen Regelungen des EU ETS entsprechende Emissionsziele von 45 beziehungsweise 35 Prozent im Vergleich zum Basisniveau von 2005.
- Für den Regelungsbereich der ESR ergibt sich im Kontext eines 55-Prozent-Minderungsziels der EU-27 (im Vergleich zu 1990) sowie unter Maßgabe einer Emissionsminderung im EU ETS von 61 Prozent für die stationären Anlagen eine EU-weite Emissionsminderungsvorgabe für den Erfassungsbereich der ESR von 47 Prozent (Öko-Institut, Agora Energiewende (2020)). Für die Variante eines übergeordneten 50-Prozent-Minderungsziels für die gesamten Treibhausgasemissionen sowie der oben genannten Beiträge des EU ETS würde für die EU-27 insgesamt ein ESR-Minderungsziel von 45 Prozent entstehen. Mit Blick auf die zukünftige Aufteilung der entsprechenden Minderungsverpflichtungen auf die Mitgliedsstaaten muss einerseits davon ausgegangen werden, dass angesichts des deutlich größeren Ambitionsniveaus die Bandbreite der berücksichtigten Indikatoren im Vergleich zu den heutigen Regelungen deutlich steigen könnte (neben BIP gegebenenfalls auch Emissionstrends, Pro-Kopf-Werte etc.). Andererseits ist zu berücksichtigen, dass bei relativ großen Spreizungen der länderspezifischen ESR-Verpflichtungen eine Inanspruchnahme der Flexibilitätsoptionen (vor allem der Handel zwischen den Mitgliedsstaaten) wahrscheinlicher und wohl auch notwendig wird. Vor diesem Hintergrund sowie mit Blick auf die deutlich größere Homogenität der ESR-Sektoren in der EU-27 wird im Folgenden für Deutschland eine Minderung der durch die ESR regulierten Treibhausgasemissionen auf Basis der oben genannten Mittelwerte von 45 bis 47 Prozent unterstellt.
- Insgesamt ergibt sich auf Grundlage dieser Annahmen ein nationales Emissionsminderungsziel für

3 Den Analysen zur Folgenabschätzung für das neue Klimaschutzziel liegen teilweise sehr unterschiedliche Erfassungsbereiche für die Verpflichtung (LULUCF, Einbeziehung der Emissionen aus der internationalen Seeschifffahrt etc.) zugrunde, sodass eine unmittelbare Vergleichbarkeit mit den im Folgenden genannten Daten nicht gegeben ist.

Historische Treibhausgasemissionen und aus der EU-Zielarchitektur abgeleitete Treibhausgas-Emissionsminderungsziele

Abbildung 14



2030 von 65 Prozent beziehungsweise von 60 Prozent für die Variante einer geringeren Emissionsminderungsvorgabe für die von ESR und ETS regulierten Bereiche.

Der aus einer rein nationalen Perspektive abgeleitete Zielwert für die Emissionsminderung bis 2030 in der Größenordnung von 65 Prozent sowie die in Abbildung 14 zusammengestellten Zielwerte für die einzelnen Regelungssegmente der EU-Klimaschutzarchitektur bilden damit die Grundlage für das KN2050-Szenario (minus 65 Prozent gegenüber 1990 im Jahr 2030) sowie die Variantenuntersuchung im KNmin-Szenario (minus 60 Prozent gegenüber 1990 im Jahr 2030).

2.3 Methodik

In Zusammenarbeit von Öko-Institut, Wuppertal Institut und Prognos wurden im Rahmen dieser Studie zwei Szenarien modelliert. Ziel eines jeden Szenarios war die Erreichung von Klimaneutralität im Jahr 2050. Für das Zwischenjahr 2030 unterscheiden sich die Szenarien durch die vorgegebene Mindestminderung von 60 Prozent (KNmin) beziehungsweise 65 Prozent (KN2050).

Die Federführung der einzelnen Sektoren lag bei den verschiedenen Partnern. Das Öko-Institut hat die Sektoren Verkehr, Landwirtschaft, Abfall und LULUCF federführend bearbeitet, das Wuppertal Institut den Industriesektor und Prognos den Gebäudesektor und die Energiewirtschaft. Die Gesamtprojektleitung wurde von Prognos übernommen.

Die Szenarien berücksichtigen nicht nur die energiebedingten Emissionen, sondern die Treibhausgasemissionen sämtlicher Sektoren. Auch die oft vernachlässigten Sektoren Landwirtschaft, Abfall und Landnutzung werden detailliert betrachtet, ebenso wie Methan- und Lachgasemissionen bei der Nutzung von Biomasse sowie andere kleine Emissionsquellen. Senken, das heißt die Kohlenstoffaufnahme durch Wälder und Böden, werden zwar nachrichtlich ausgewiesen, aber nicht als Beitrag zum Klimaschutz angerechnet. Datenlage und Prognosen in diesem Bereich sind nach wie vor sehr ungenau. Zudem besteht aktuell eher die Gefahr, dass aufgrund des Klimawandels in den nächsten Jahrzehnten Wälder und Böden zu CO₂-Quellen statt -Senken werden. Die Bilanzierung der Treibhausgase erfolgt auf Basis der Bestimmungen der Nationalen Inventarberichte gemäß der Klimarahmenkonvention (UNFCCC). Dementsprechend wird für alle Treibhausgase das Treibhausgaspotenzial über einen Zeithorizont von 100 Jahren (GWP100) aus dem vierten Sachstandsbericht (AR4) des IPCC zugrunde gelegt.

Zur Erreichung der Minderungspfade der betrachteten Szenarien wurden in den einzelnen Sektoren diverse Maßnahmen angenommen und deren Effekte berechnet. Das Hauptkriterium bei der Auswahl war die jeweilige Wirtschaftlichkeit. Maßnahmen mit geringeren CO₂-Vermeidungskosten wurden in der Regel teureren Maßnahmen vorgezogen. Aufgrund der an vielen Stellen notwendigen schnellen Trans-

formation wurde auch immer die Frage der technischen Umsetzbarkeit und des möglichen Markthochlaufs mit betrachtet. Um möglichst robuste Szenarien zu erhalten, wurde ein Fokus auf Technologien mit möglichst geringen technologischen und wirtschaftlichen Risiken gesetzt. Der Einsatz von CCS wurde weitestgehend reduziert, stattdessen wurden – wo immer möglich – alternative Technologien bevorzugt.

Die hier vorgestellten Szenarien setzen explizit nicht auf Verzicht als notwendige Voraussetzung für Klimaneutralität. So geht die Studie von einem durchschnittlichen jährlichen Wirtschaftswachstum von 1,3 Prozent pro Jahr aus, die Pro-Kopf-Wohnfläche steigt weiter und auch die Mobilität bleibt vollumfänglich erhalten. Im Bereich der Ernährung wurden gesellschaftliche Trends fortgeschrieben, so unter anderem ein moderater Rückgang des Milchkonsums und eine Verschiebung des Fleischkonsums hin zu mehr Geflügel sowie eine leichte Steigerung hin zu mehr Biolebensmitteln. Der Industriestandort Deutschland erhält sein hohes Produktionsniveau.

Insgesamt stellen die hier untersuchten Pfade damit realistisch-ambitionierte Szenarien dar, wie Deutschland auf Basis einer aktiven Klimapolitik klimaneutral wird und dabei gleichzeitig Wohlstand gemehrt und der Wirtschaftsstandort Deutschland gesichert werden kann. Die Investitionen werden im Rahmen der normalen Modernisierungszyklen getätigt.

Sektorale Abgrenzung

Die Abgrenzung der Sektoren in dieser Studie basiert auf der Einteilung nach dem Klimaschutzgesetz. Es werden sieben Sektoren unterschieden:

Energiewirtschaft

Der größte Bereich der Energiewirtschaft ist die öffentliche Stromversorgung inklusive der Einspeisung von Wärme in das öffentliche Wärmenetz. Darüber hinaus werden hier auch die gesamten Emissionen der Raffinerien (inklusive Kraftwerke), der Kraftwerke des Braunkohlebergbaus sowie die Emissionen der Abfallverbrennungsanlagen bilanziert. Der Brennstoffeinsatz aus Pipelineverdichtern und flüchtige Emissionen aus dem Kohlebergbau und Leckagen werden ebenso berücksichtigt. Hingegen nicht zur Energiewirtschaft zählen die Kraftwerke des verarbeitenden Gewerbes. Diese werden der Industrie zugerechnet.

Industrie

Im Sektor Industrie sind gemäß der Abgrenzung des Klimaschutzplanes der Bundesregierung die energiebedingten Emissionen des Verarbeitenden Gewerbes und der Bauindustrie sowie die prozessbedingten Emissionen der Industrie. Des Weiteren werden hier auch die Emissionen abgebildet, die sich aus der Nutzung von Produkten ergeben. Raffinerien und eigenständige Kokereien gehören zwar zum Verarbeitenden Gewerbe, sind hier jedoch ausgenommen und dem Sektor Energiewirtschaft zugerechnet.

Gebäude

Der Gebäudesektor umfasst hier den Energieverbrauch der Sektoren Private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. Im Gegensatz zur deutschen Energiebilanz wird der Verbrauch des bausektorspezifischen Verkehrs dem Industriesektor zugerechnet und der Energieverbrauch der Landwirtschaft wird im Sektor Landwirtschaft ausgewiesen. In dieser Abgrenzung umfasst der Gebäudesektor nebst dem Verbrauch für gebäudebezogene Anwendungen wie Raumwärme, Warmwasser, Haustechnik und Klimakälte auch den Energieverbrauch von Elektrogeräten, Beleuchtung (inklusive Straßenbeleuchtung) und den Verbrauch gewerblicher Prozesse.

Verkehr

Im Verkehrssektor werden entsprechend der Inventarlogik nur die Treibhausgasemissionen bilanziert, die direkt durch die Fahrzeugnutzung erzeugt werden (*Tank-to-Wheel*). Andere indirekt dem Verkehr zuzuordnende Emissionen wie der Energieaufwand für die Fahrzeugproduktion, Batterieherstellung, Stromerzeugung für die Elektromobilität und den Schienenverkehr sowie die Emissionen bei der Herstellung von Kraftstoffen, beispielsweise von Biokraftstoffen, werden in anderen Sektoren bilanziert beziehungsweise fließen, falls die Herstellung im Ausland erfolgt, gar nicht in die nationalen Inventare ein.

Landwirtschaft

Im Landwirtschaftssektor werden nach der Inventarlogik die Treibhausgase der Landwirtschaft bilanziert, die durch biologische Prozesse, wie zum Beispiel die Verdauung der Wiederkäuer und Stickstoffprozesse in den Böden entstehen. Die CO₂-Emissionen, die aus der landwirtschaftlichen Nutzung von Mooren stammen, werden im LULUCF-Sektor bilanziert. Zudem werden nach dem Klimaschutzplan der Bundesregierung auch die energiebedingten Emissionen des Landwirtschaftssektors hinzugezählt. Diese umfassen

sowohl den Wärmebedarf von Gewächshäusern, Stallungen, Trocknung und Gebäude als auch den Kraftstoffseinsatz in der Landwirtschaft.

Abfall

Zum Abfallsektor zählen die nicht energetischen Treibhausgasemissionen der Abfallwirtschaft. Das sind Methanemissionen aus der Deponierung von Abfällen, Methan- und Lachgasemissionen aus der biologischen Abfallbehandlung sowie aus mechanisch-biologischen Abfallbehandlungsanlagen. Zudem werden Methan- und Lachgasemissionen aus der Abwasserbehandlung berücksichtigt. Einige Aktivitäten im Abfallbereich, wie der Betrieb von Müllverbrennungsanlagen oder Recyclingmaßnahmen, führen in der Regel zu Emissionen oder Einsparungen in anderen Sektoren und werden daher in der Energiewirtschaft oder in der Industrie berücksichtigt.

Nachrichtlich: Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Fortwirtschaft (LULUCF)

Unter LULUCF werden flächenbezogene Emissionen für die Kategorien Wald, Ackerland, Grünland, Feuchtgebiete und Siedlungen bilanziert. In sogenannten Senken kann CO₂ auf der Fläche gespeichert werden, beispielsweise in Bäumen im Wald. Auf Flächen können aber auch Treibhausgase freigesetzt werden. Zu solchen Quellen zählen zum Beispiel landwirtschaftlich genutzte Moorböden und zu Acker umgewandeltes Grünland. Zudem wird der Holzproduktspeicher, der keinen Flächenbezug aufweist, zum LULUCF-Sektor gezählt. In dieser Studie werden die Emissionen nur nachrichtlich ausgewiesen.

Abgrenzung der Sektoren erfolgt nach dem Klimaschutzplan

Tabelle 1

Sektor	CRF-Kategorie
Energiewirtschaft 	1.A.1.a Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung, 1.A.1.b Mineralölraffinerien, 1.A.1.c Herstellung von festen Brennstoffen, 1.A.3.e Energieeinsatz zum Betrieb von Pipelines – Erdgasverdichter, 1.B. Diffuse Emissionen
Industrie 	1.A.2 Industrie (energiebedingt), 2 Prozessemissionen
Gebäude 	1.A.4.a-b GHD und private Haushalte, 1.A.5 andere stationäre Einrichtungen (z. B.: Militär)
Verkehr 	1.A.3.a-d zivile Luftfahrt, Straßenverkehr, Schienenverkehr, Schifffahrt
Landwirtschaft 	1.A.4.c Land- und Forstwirtschaft, Fischerei (energiebedingt), 3 Landwirtschaft
LULUCF (nachrichtlich)	4 Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
Abfall 	5 Abfall

CRF: Common-Reporting-Format gemäß Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen zur Klimaberichterstattung (UN-FCCC 2020)

2.4 Rahmendaten

Für die Entwicklung des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen sind die zentralen Variablen die Bevölkerung, die Zahl der Haushalte, das Bruttoinlandsprodukt (BIP), die Bruttowertschöpfung (BWS), die Zahl der Erwerbstätigen, die Heiz- und Kühlgradtage sowie die Energie- und CO₂-Preise. Tabelle 2 fasst die zeitliche Entwicklung der wichtigsten Annahmen bis 2050 zusammen.

Im Szenario verringert sich die Bevölkerung ab 2016 von 83 Millionen Einwohnerinnen und Einwohner um fünf Prozent auf 79 Millionen im Jahr 2050. Die Annahmen basieren auf der 14. Bevölkerungsvorausberechnung und unterstellen jeweils eine moderate Entwicklung bei der Geburtenhäufigkeit,

Lebenserwartung sowie Zu- und Abwanderung. Die Anzahl der Haushalte steigt bis 2050 auf 43 Millionen. Ein Grund für den Anstieg ist die weiterhin sinkende durchschnittliche Haushaltsgröße. Die Zahl der Erwerbstätigen sinkt kontinuierlich ab 2020 mit 45 Millionen, mittelfristig im Jahr 2030 auf 42 Millionen und 2050 auf 39 Millionen. Dies liegt vor allem in der demografischen Entwicklung begründet. Die Bevölkerung nimmt ab und wird älter, sodass sich die Anzahl der Personen im Erwerbsalter verringert.

Gemessen am Bruttoinlandsprodukt steigt die reale Wirtschaftsleistung zwischen 2016 und 2050 durchschnittlich um rund 1 Prozent pro Jahr. Insgesamt erhöht sich das Bruttoinlandsprodukt von 3.290 Milliarden Euro im Jahr 2020 über

Rahmendaten		Tabelle 2				
		2016	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung	Mio.	83	83	83	81	79
Haushalte	Mio.	41	42	43	43	43
Erwerbstätige	Mio.	44	*	42	40	39
BIP	Mrd. EUR ₂₀₁₉	3,29	*	4,03	4,548	5,2
Bruttowertschöpfung	Mrd. EUR ₂₀₁₉	2,957	*	3,622	4,082	4,648
Energiepreise (Grenzübergang)						
Rohöl	USD ₂₀₁₉ /Barrel	42	40	62	59	55
Erdgas	EUR ₂₀₁₉ /MWh (Hs)	15	12	20	21	22
Steinkohle	EUR ₂₀₁₉ /MWh (Hs)	8	7	8	8	8
		2016	2020	2030	2040	2050
EU-ETS (KN2050)	EUR ₂₀₁₉ /t	5	25	52	70	90
EU-ETS (KNmin)	EUR ₂₀₁₉ /t	5	25	47	70	90
Heizgradtagszahl		3,407	3,375	3,343	3,223	3,104
Kühlgradtagszahl		165	168	177	186	193

* aufgrund der Corona-Effekte keine belastbare Schätzung für 2020.

Prognos, WEO 2019

4.030 Milliarden im Jahr 2030 auf 5.200 Milliarden Euro im Jahr 2050.

Die angenommenen Energiepreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle basieren auf dem Szenario *Sustainable Development* des World Energy Outlooks 2019 und wurden für die nächsten drei Jahre mit den aktuellen Terminmarktpreisen fortgeschrieben.

Die Preisentwicklung für den EU ETS wurde im Rahmen dieser Studie unter Annahmen zur notwendigen Minderung des ETS-Sektors bei verschärften Gesamtzielen mithilfe von Modellberechnungen der europäischen Stromerzeugung berechnet. Im Zeitraum bis 2035 ergibt sich der ETS-Preis dabei primär durch die Verdrängung der Kohleverstromung durch Erdgas. Langfristig orientiert sich der Preis am EU-Reference-Szenario 2016 und steigt auf 90 Euro₂₀₁₉/t. Es wurde davon ausgegangen, dass ein Teil der Minderungen im industriellen Teil des ETS, wie zum Beispiel Einsatz von Wasserstoff bei der Stahlproduktion, nicht durch den EU-ETS-Preis allein, sondern durch flankierende Maßnahmen wie Förderprogramme ausgelöst werden. Diese Minderungen entlasten den ETS und führen zu dem relativ geringen Zertifikatspreis. Langfristig nach 2030 besteht eine größere Unsicherheit über den ETS-Preis, da unklar ist, inwieweit zukünftige Minderungen der Industrie hauptsächlich über den EU ETS angereizt werden oder nicht.

Über die Heiz- beziehungsweise Kühlgradtagszahlen kann der Einfluss der Jahreswitterung auf den Wärme- beziehungsweise den Kühlbedarf eines Gebäudes berechnet werden. In den Szenarien wird eine Klimaerwärmung unterstellt, die Winter-, aber auch die Sommermonate werden im Mittel der Jahre wärmer. Dadurch verringert sich der Bedarf nach Raumwärme im Winter, während der Bedarf nach Klimakälte zur Kühlung der Gebäude im Sommer ansteigt. Die unterstellte Entwicklung der Gradtagszahlen wurde abgeleitet aus einer Studie im Auftrag des UBA (2008). Die Gradtagszahlen sinken im Zeitverlauf um zehn Prozent von 3.407 im Jahr 2016

auf 3.104 im Jahr 2050. Die Anzahl der Kühlgradtage steigt hingegen von 165 im Jahr 2016 bis auf 193 im 2050 an. Grundlage für diese Abschätzung sind Angaben der EU-Kommission (EU-COM, 2016).

3 Ergebnisse Szenario Klimaneutral 2050 (KN2050)

3.1 Übersicht

Im Szenario KN2050 erreicht Deutschland im Jahr 2050 die Klimaneutralität. Im Zeitraum bis 2030 erfolgt dabei eine Reduktion der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 um 65 Prozent. Sektorenübergreifend setzt sich in den darauffolgenden zwei Dekaden bis 2050 der Trend der Elektrifizierung fort und Wasserstoff gewinnt als Sekundärenergieträger und Rohstoff eine zunehmende Bedeutung. Effizienzverbesserungen helfen ebenso in allen Bereichen bei der Reduktion der Emissionen. Eine immer wichtigere Rolle spielt auch die Bioenergie. Der Anbau verlagert sich von flüssiger beziehungsweise gasförmiger Bioenergie stärker in Richtung fester Biomasse. Der Einsatz konzentriert sich auf Bereiche und Standorte, in denen keine guten Alternativen bereitstehen und die – mit Blick auf die notwendigen Negativ-Emissionen – für CCS geeignet sind.

Durch die angenommenen Maßnahmen können die THG-Emissionen in allen Sektoren außer der Landwirtschaft sehr stark gesenkt werden. In Summe werden die Emissionen um 95 Prozent im Vergleich zu 1990 gesenkt.

Es verbleiben Emissionen in Höhe von 62 Mio. t CO₂-Äq, die sich durch Vermeidungsmaßnahmen nicht reduzieren lassen – das entspricht 5 Prozent der Emissionen des Jahres 1990. Diese kommen vor allem im Landwirtschaftssektor durch biologische Prozesse in Böden (Düngemittel) und bei der Tierhaltung zustande. Auch bei industriellen Prozessen und in der Abfallwirtschaft verbleiben restliche Emissionen. Demgegenüber können die energiebedingten Treibhausgasemissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger nahezu völlig vermieden werden. Lediglich sehr geringe Mengen an Methan- und Lachgasemissionen durch Lagerung, Transport und Verbrennung von Biomasse und synthetischen Brennstoffen verbleiben.

Die Emissionen werden vorwiegend durch den Einsatz von Biomasse-CCS, *Direct Air Carbon Capture and Storage* und der stofflichen Bindung von CO₂ in grünen Polymeren kompensiert. Bei diesen Technologien wird CO₂ aus der Atmosphäre direkt oder indirekt entnommen und langfristig abgelagert.

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der THG-Emissionen in den einzelnen Sektoren.

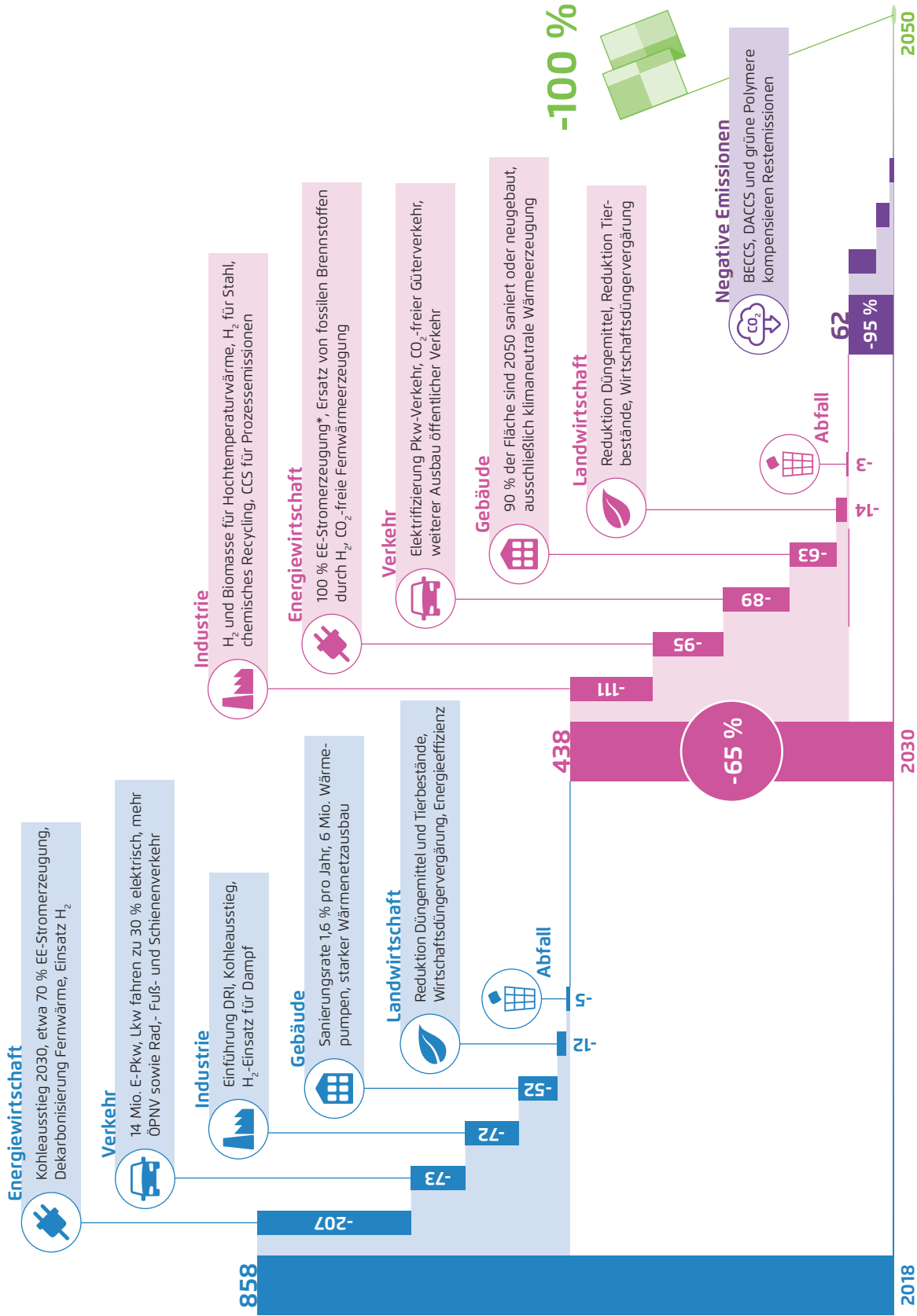
Mit dieser Entwicklung einher geht der Primärenergieverbrauch. Im Zeitraum 2018 bis 2050 halbiert sich der Energiegehalt aller in Deutschland direkt oder zur Umwandlung in Sekundärenergieträger genutzten Energieträger. Der Primärenergieverbrauch geht von heute ungefähr 13.000 Petajoule (PJ) auf etwa 6.600 PJ zurück.

Der Verbrauch sinkt durch wesentlich geringere Verluste bei der Energieumwandlung und durch einen deutlichen Rückgang des Endenergieverbrauchs.

Der Endenergieverbrauch sinkt im Zeitraum 2018 bis 2030 von etwa 9.000 PJ um 17 Prozent auf etwa 7.500 PJ. Bis 2050 sinkt der Endenergieverbrauch im Vergleich zu 2018 um etwa 36 Prozent auf 5.700 PJ. Wesentliche Treiber für den Rückgang sind Gebäudesanierungen, effizientere Beleuchtung, verbrauchsarme Geräte und deutliche Effizienzgewinne im Verkehr durch die zunehmende Elektrifizierung. Der zunehmende Einsatz von Wärmepumpen zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser senkt durch die Nutzung von Umweltwärme den Einsatz von Brennstoffen. Nach Sektoren betrachtet geht der Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 im Verkehr mit 57 Prozent am stärksten zurück. Im Bereich der Privaten Haushalte und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sinkt der Verbrauch um etwa 35 Prozent. Im Industriesektor ist der Rückgang um 17 Prozent vergleichsweise gering.

Maßnahmen im Szenario Klimaneutral 2050 (KN2050)
(Treibhausgas-Emissionen in Mio. t CO₂-Äq.)

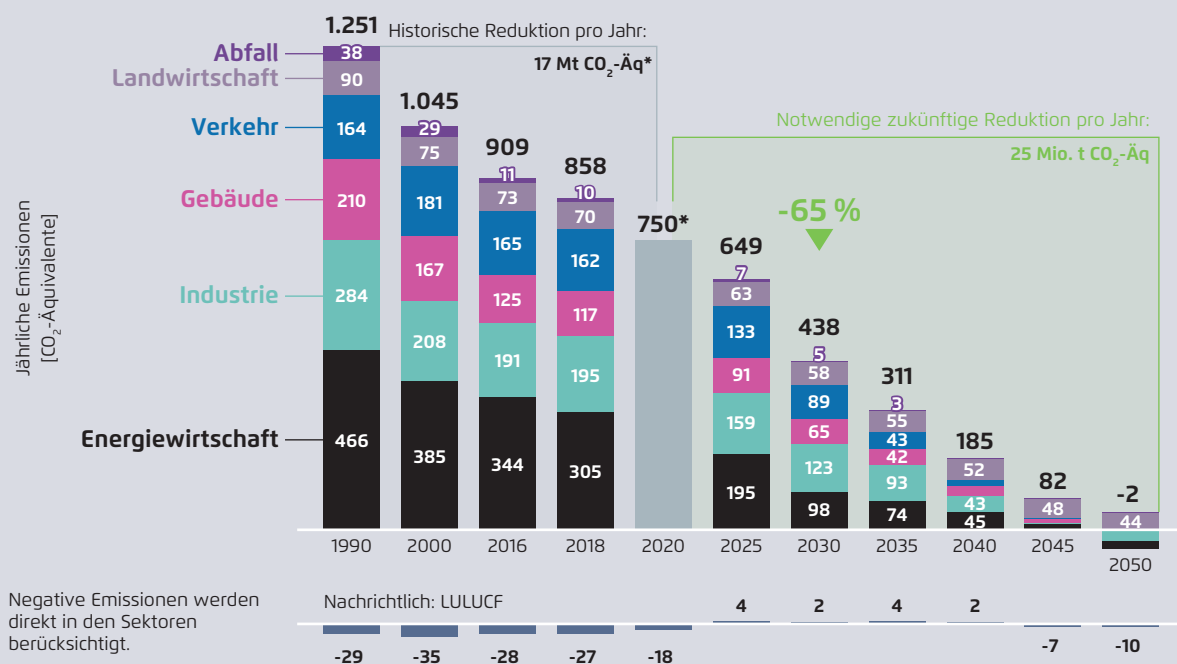
Abbildung 15



H₂ = Wasserstoff
* inkl. Stromerzeugung aus erneuerbar erzeugtem Wasserstoff, zwischengespeichertem und importiertem erneuerbarem Strom.
Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2020)

Überblick Entwicklung THG-Emissionen nach Sektoren

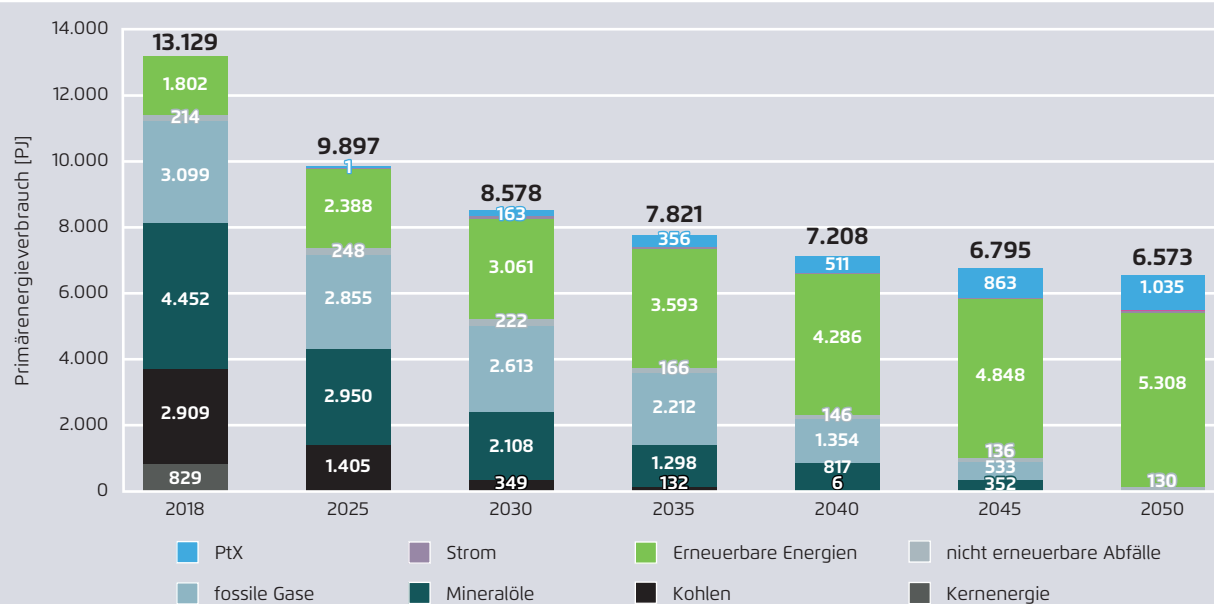
Abbildung 16



* Zielwert 2020: THG-Einsparung von 40 % im Vergleich zu 1990.
Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2020)

Primärenergieverbrauch

Abbildung 17



Im Umwandlungssektor ergeben sich im Zeitraum bis 2050 auch signifikante Primärenergieeinsparungen, insbesondere bei der Stromerzeugung. Während 2018 noch knapp drei Viertel der Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken mit entsprechend hohen Umwandlungsverlusten erfolgte, reduziert sich die brennstoffbasierte Stromerzeugung bis 2050 auf etwa 7 Prozent. Der größte Teil der Stromerzeugung erfolgt dann ohne Umwandlungsverluste aus Windenergie und Photovoltaik.

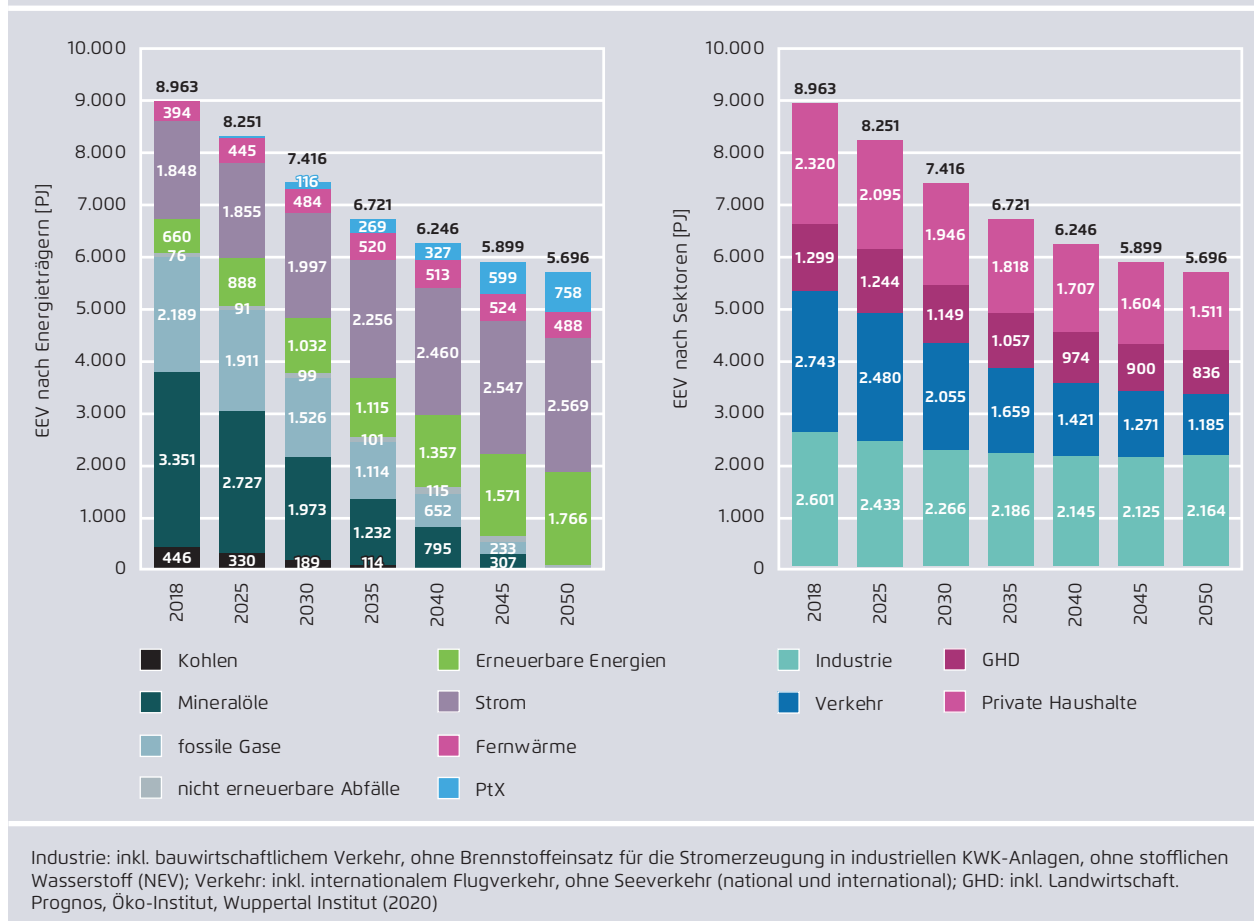
Neben der benötigten Menge an Primärenergie ändert sich bis 2050 auch die Energieträgerstruktur deutlich. Die Nutzung der fossilen Energieträger Kohle, Erdgas und Mineralöl geht bis 2050 vollständig zurück. Kernenergie wird bereits nach 2022 nicht mehr verwendet.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch steigt von 14 Prozent im Jahr 2018 auf 38 Prozent bis 2030 und dann weiter auf 81 Prozent bis 2050. Importe von synthetischen Energieträgern stellen 2050 etwa 16 Prozent der Primärenergie. Die restlichen 3 Prozent der Primärenergie entfallen 2050 auf sonstige Energieträger wie Abfall und geringe Mengen an importierten Strom.

In den folgenden Kapiteln werden die Annahmen und Ergebnisse der einzelnen Sektoren sowie die Themen negative Emissionen, CCS und Wasserstoff detailliert dargestellt. Im Anhang wird das Szenario KN2050 anhand ausgewählter Indikatoren in die Bandbreiten bereits existierender Klimaschutzszenarien eingeordnet.

Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren in PJ

Abbildung 18



3.2 Energiewirtschaft

3.2.1 Zielbild und Ausgangslage

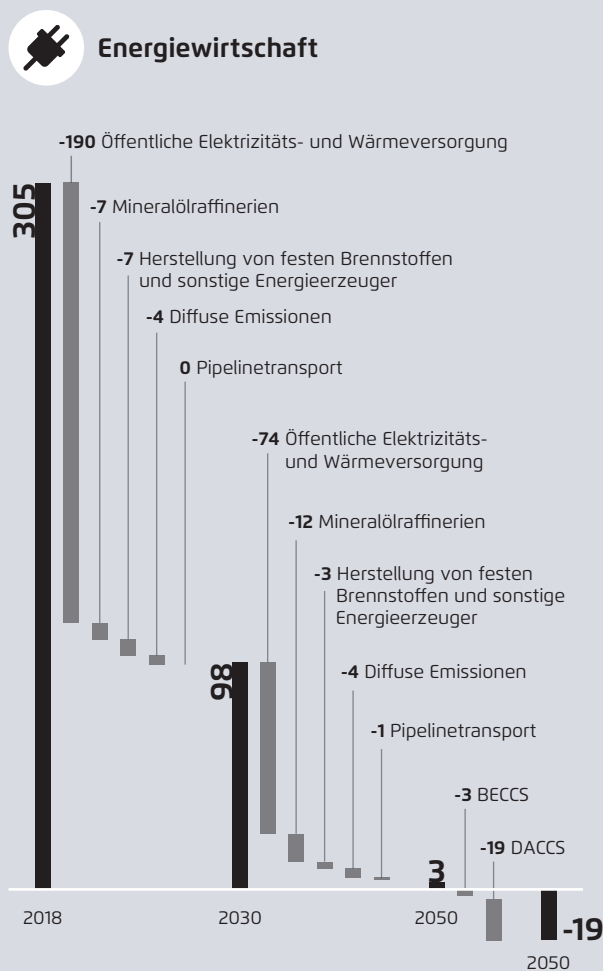
Die Energiewirtschaft ist der Sektor, der in Deutschland die meisten Treibhausgasemissionen verursacht. Mit 305 von 858 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente entfielen mehr als ein Drittel der gesamten Treibhausgasemissionen des Jahres 2018 auf die Erzeugung von Strom und Fernwärme in öffentlichen

Kraftwerken sowie auf die Herstellung von Kohle- und Mineralölprodukten.

Durch die starke Reduktion des Einsatzes von Kohle zur Strom- und Fernwärmeerzeugung kann die Energiewirtschaft im Vergleich zu den anderen Sektoren bis zum Jahr 2030 den größten Minde- rungsbeitrag leisten. Der Ersatz von Kohlestrom- erzeugung durch Erneuerbare Energien und temporär

Treibhausgasemissionen und Treiber in der Energiewirtschaft

Abbildung 19



Strom und Fernwärme⁽¹⁾:

Kohleausstieg im Jahr 2030. Anteil **Erneuerbarer Energien** steigt auf **etwa 70 %** am Bruttostromverbrauch. Erste Gaskraftwerke werden mit **Wasserstoff** betrieben (2,5 GW). Dekarbonisierung der **Fernwärme**

Raffinerien: Rückgang des Outputs der Raffinerien

Sonstige Erzeuger⁽²⁾: Ende Braunkohleveredelung

Diffuse Emissionen und Pipelinetransporte: Reduzierter Gaseinsatz in den Verbrauchssektoren, Ende Kohlebergbau

Strom und Fernwärme⁽¹⁾:

Direkter Anteil **Erneuerbarer Energien** steigt auf **100 %*** am Bruttostromverbrauch. Restliche Stromerzeugung erfolgt mit erneuerbar erzeugtem **Wasserstoff**, zwischengespeichertem und importiertem erneuerbaren Strom. Vollständig dekarbonisierte **Fernwärme**. Restemissionen durch Abfallverbrennung. Negativemissionen durch **BECCS** (-3 Mio. t CO₂-Äq.) und **DACCS** (-19 Mio. t CO₂-Äq.)

Raffinerien, Sonstige Erzeuger⁽²⁾, Diffuse Emissionen und Pipelinetransporte: Restemissionen nahe null.

(1) Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung

(2) Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger

* Inkl. Stromerzeugung aus erneuerbar erzeugtem Wasserstoff, zwischengespeichertem und importiertem erneuerbaren Strom. Prognos 2020. Treibhausgasemissionen in Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten

auch Erdgas ist gleichzeitig auch eine der kostengünstigsten CO₂-Vermeidungsoptionen.

Mit der Beendigung der Kohleverstromung, einem Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor und in den Wärmenetzen sowie einem Einstieg in die Wasserstoffnutzung in Gaskraftwerken können die Emissionen bis zum Jahr 2030 von heute 305 auf 98 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente gedrittelt werden. Die zentralen Maßnahmen hierfür sind in Abbildung 19 dargestellt. Nach 2030 werden die Erneuerbaren Energien weiter ausgebaut und die Stromerzeugung aus fossilem Erdgas wird vollständig durch Wasserstoff ersetzt. Zudem werden Batteriespeicher ausgebaut und andere Flexibilitätsoptionen wie zum Beispiel intelligentes Laden von Elektrofahrzeugen genutzt, um Stromnachfrage und -angebot zu jeder Zeit in Einklang zu bringen. Die Erbringung von Systemdienstleistungen erfolgt langfristig zu größeren Anteilen durch Erneuerbare Energien, Speicher und die Stromverbraucher. Zudem stehen auch langfristig – zunehmend mit Wasserstoff gefeuerte – Gaskraftwerke zur Verfügung und übernehmen einen Teil der Systemdienstleistungen.

Die Energiewirtschaft leistet auch einen Beitrag zur Kompensation von nicht vermeidbaren Restemissionen anderer Sektoren. Diese werden in der Energiewirtschaft einerseits durch die Abscheidung und Speicherung der Emissionen aus den Abgasen der Biomassefernh Heizwerke und Heizkraftwerke erreicht. Zum anderen wird CO₂ aus der Luft gefiltert und anschließend dauerhaft gespeichert (vgl. Kapitel 3.8, *Direct Air Capture and Storage* – DACCS).

3.2.2 Stromnachfrage

Zentral für die Entwicklung der Maßnahmen ist die Entwicklung des Stromverbrauchs. Der Bruttostromverbrauch in Deutschland schwankt in den letzten Jahren weitgehend konstant um die Marke von 600 TWh. Mit dem Ziel, Klimaneutralität zu erreichen, wird der Stromverbrauch in Zukunft stark steigen (vgl. Abbildung 20). Denn der Einsatz von Strom ist in den Nachfragesektoren eine vergleichs-

weise günstige Option, die Treibhausgase zu senken. Dies gilt insbesondere für die Wärmeversorgung der Gebäude (vgl. Kapitel 3.4).

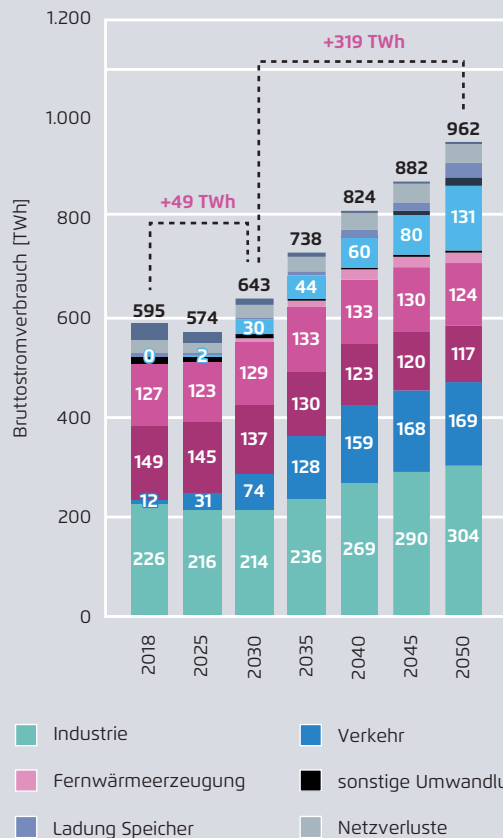
Im Jahr 2030 werden in Deutschland in diesem Szenario 6 Millionen Wärmepumpen zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Bis zum Jahr 2050 verdoppelt sich die Anzahl auf 14 Millionen. Gleichzeitig werden Elektrogeräte und die Beleuchtung immer effizienter. Trotz des vor zehn Jahren erlassenen europaweiten Verbots von herkömmlichen Glühbirnen sind viele Gebäude – insbesondere im GHD-Sektor – noch mit ineffizienten Leuchtmitteln ausgestattet. Eine konsequente Umstellung auf sparsame LEDs führt zu deutlichen Einsparungen. Zudem sind heute immer noch mehr als eine Million ineffiziente Nachtspeicherheizungen im Einsatz. Wärmepumpen benötigen – je nach Dämmung des Hauses und Vorlauftemperatur – nur ein Drittel der Strommenge für die gleiche Wärmebereitstellung. Die beiden letztgenannten Effekte und die bessere Dämmung von Häusern mit Wärmepumpe führt dazu, dass sich der Strombedarf bei den Haushalten kaum verändert und im GHD-Sektor sogar langfristig sinkt.

Auch im Verkehrssektor spielt Strom in Zukunft eine zentrale Rolle. Im Jahr 2030 werden im Basisszenario mehr als 14 Millionen Elektroautos (inkl. Plug-in-Hybride) auf den Straßen fahren. Auch der Schwerlastverkehr wird elektrifiziert – über Batteriesysteme und Oberleitungen auf den Autobahnen. Im Basisszenario macht die direkte Stromnutzung im Jahr 2050 dann rund drei Viertel des Endenergiebedarfs des Verkehrssektors aus (vgl. Kapitel 3.5).

Im Industriesektor entstehen bis zum Jahr 2030 neue Strombedarfe durch eine Elektrifizierung der Bereitstellung von Prozesswärme und den Einstieg in die strombasierte Dampfbereitstellung. Andererseits können durch eine Effizienzsteigerung bei den Querschnittstechnologien, wie Ventilatoren und Pumpen, Einsparungen erzielt werden. Ab dem Jahr 2030 steigt der Strombedarf in der Industrie um fast

Bruttostromverbrauch

Abbildung 20



	2030	2050
H₂/CO₂	Produktion 19 TWh H ₂	84 TWh H ₂ , 19 Mio. t CO ₂ DAC
	6 Mio. Wärmepumpen, Effizienz Elektrogeräte, effiziente Beleuchtung, Rückgang Direktstromheizungen	14 Mio. Wärmepumpen, Zunahme bei Kühlen und Lüften, Effizienz Wärmepumpen, Rückgang Direktstromheizungen, Effizienz Elektrogeräte
	Wärmepumpen, effiziente Beleuchtung	Wärmepumpen, effiziente Beleuchtung
	27 % der Fahrleistung im Straßengüterverkehr mit Batterien und Oberleitungen, 14 Mio. E-Pkw	78 % der Fahrleistung im Straßengüterverkehr mit Batterien und Oberleitungen, 30 Mio. E-Pkw
	Elektrifizierung Prozesswärme, strombasierte Dampfproduktion, effiziente Querschnittstechnologien	Elektrifizierung Prozesswärme, CO ₂ -Abscheidung, strombasierte Dampfproduktion in Elektrokesseln und Hochtemperaturwärmepumpen

Hinweis: H₂ = Wasserstoff. KW = Kraftwerk. DAC = Direct Air Capture. PHH = Private Haushalte, GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. Verbrauch von Speichern (brutto) beinhaltet Pumpspeicher und stationäre Batteriespeicher in der öffentlichen Versorgung. Der Stromverbrauch von Heimbatterien in Kombination mit PV-System wird hier nicht ausgewiesen. Bilanzierung nach AGEB. Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2020)

100 TWh an. Grund hierfür ist eine weitere Zunahme der strombasierten Dampfproduktion in Elektrokesseln sowie der Einsatz von Hochtemperaturwärmepumpen. Darüber hinaus steigt die Produktion von Sekundärstahl, was wiederum mit einem steigenden Strombedarf einhergeht. Weitere Nachfrage entsteht durch CO₂-Abscheidung und Gasifizierung von Biomasse.

Auch im Umwandlungssektor wird in Zukunft mehr Strom eingesetzt. Für die Bereitstellung von 19 TWh erneuerbar erzeugtem Wasserstoff im Jahr 2030 und 84 TWh im Jahr 2050 werden 30 beziehungsweise 130 TWh zusätzlicher Strom benötigt. Zudem wird

langfristig ein Drittel der Fernwärme mithilfe von Strom bereitgestellt. Für die Filterung von 19 Millionen Tonnen CO₂ aus der Luft (Direct Air Capture and Storage) werden zusätzlich rund 20 TWh benötigt. Damit steigt der Bruttostromverbrauch bis 2050 auf etwa 960 TWh an.

3.2.3 Stromerzeugung

Das Stromsystem im Jahr 2050 basiert zu 100 Prozent auf Erneuerbaren Energien. Die erneuerbare Stromerzeugung aus Windenergie, Photovoltaik, Wasserkraft und Biomasse deckt im Jahr 2050 88 Prozent des Stromverbrauchs direkt ab, 7 Prozent entfallen auf Gaskraftwerke, die aus Erneuerbaren

Energien erzeugten Wasserstoff als Brennstoff nutzen. Die restlichen 5 Prozent werden hälftig durch zwischengespeicherten und importierten erneuerbaren Strom gedeckt.

Photovoltaik wird mit Blick auf die Leistung die wichtigste erneuerbare Energiequelle sein. Insgesamt 150 GW im Jahr 2030 und 355 GW im Jahr 2050 werden im Basisszenario benötigt. Davon wird knapp die Hälfte als Dachanlagen auf Gebäuden direkt beim Verbraucher stehen. Vier von fünf Dachanlagen werden mit Batteriespeichern ausgestattet und tragen dazu bei, dass der Strom aus den Photovoltaikanlagen durch die Zwischenspeicherung möglichst gut genutzt werden kann.

Die installierte Leistung der Onshore-Windenergie steigt bis 2050 auf 130 GW. Offshore-Windenergie erreicht 2050 etwa 70 GW Leistung. Im Jahr 2030 steigt die Leistung der Offshore-Windenergieanlagen auf 25 GW – und damit um 5 GW mehr als im Klimaschutzprogramm vorgesehen. Die zusätzliche Leistung wird zum Teil direkt für die Wasserstoffherzeugung eingesetzt. Die Leistung von Onshore-Windenergie steigt bis 2030 auf 80 GW.

Hierfür muss bis zum Jahr 2030 pro Jahr im Mittel 10 GW Photovoltaik, etwa 4,5 GW Onshore-Windenergie und etwa 1,7 GW Offshore-Windenergie zugebaut werden. In den nächsten zwei bis drei Jahren werden die Zubaumengen niedriger liegen. Für eine Zielerreichung ist daher ein stärkerer Ausbau ab dem Jahr 2023 notwendig. Bei Offshore-Windenergie ist der Ausbau bis zum Jahr 2026 durch den Flächenentwicklungsplan bereits weitgehend determiniert. Der zusätzliche Ausbau erfolgt daher hauptsächlich ab dem Jahr 2027.

Aus der installierten Leistung und den unterstellten Volllaststunden ergibt sich die Stromerzeugung des Szenarios. Die in den Szenarien verwendeten Volllaststunden berücksichtigen technische Entwicklungen bei der Windenergie, insbesondere die Größe und Anlagenhöhe, die Standorte sowie ertragsmindernde

Effekte durch Verschattung, Redispatch und aus anderen Gründen temporäre notwendige Abschaltungen und Leistungsreduktionen. Im Vergleich zu anderen Studien ergeben sich damit für 2050 vergleichsweise niedrige Volllaststunden von 2.200 bei Onshore-Windenergie und 3.650 im Offshorebereich. Letztere können auch nur mit einer relativ niedrigen Bebauungsdichte erreicht werden, da auch Offshore-Windparks sich untereinander durch Effekte wie Windverschattung und Wirbelbildung beeinflussen können (Agora 2020). Aus diesem Grund müsste ein Teil der 70 GW voraussichtlich außerhalb der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) installiert werden.

Die resultierende Nettostromerzeugung wird in Abbildung 22 dargestellt. Für das Jahr 2030 wird mit 435 TWh erneuerbarer Stromerzeugung eine Verdopplung gegenüber dem Wert von 2018 erzielt. Bis zum Jahr 2050 wird der Wert auf 848 TWh gesteigert, nahezu das Vierfache der Erzeugung im Jahr 2018. Kombiniert mit Lastmanagement, Speichertechnologien und intereuropäischem Energiehandel kann der Anteil Erneuerbarer Energien am steigenden Bruttostromverbrauch von rund 38 Prozent im Jahr 2018 auf 69 Prozent im Jahr 2030 und 100 Prozent im Jahr 2050 gesteigert werden.

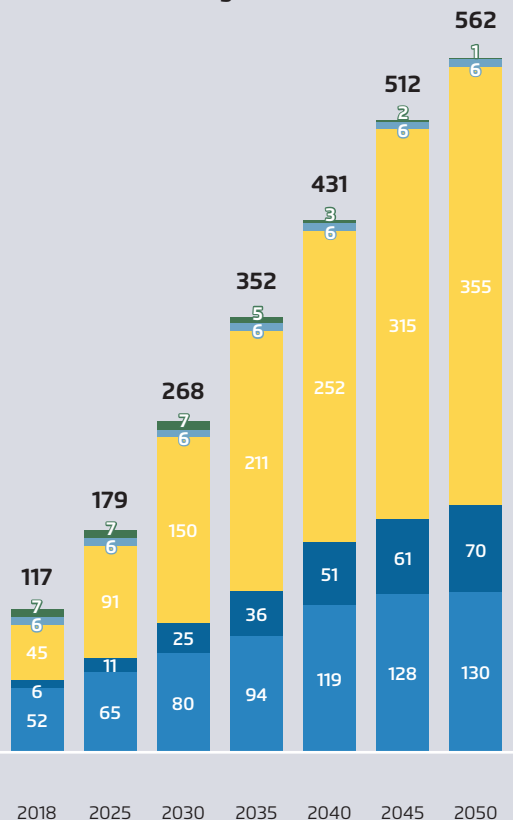
Ein Teil der Leistungsspitzen der volatilen Erzeugung Erneuerbarer Energien kann trotz zunehmender Flexibilität des Stromsystems nicht integriert werden. Mit zunehmendem Ausbau steigt die abgeregelte Strommenge auf 49 TWh im Jahr 2050 an, dies entspricht rund 5 Prozent der Gesamterzeugung.

Für die Dekarbonisierung des Stromsektors ist ein rasches Auslaufen der Kohleverstromung essenziell. Im Szenario führt der steigende Preis für CO₂-Zertifikate in Kombination mit niedrigen Erdgaspreisen dazu, dass die bis dahin verbliebenen Kohlekraftwerke Ende der 2020er-Jahre wirtschaftlich unter Druck geraten und vom Netz gehen. Um die Stromnachfrage zu bedienen, steigt im Basisszenario bis zum Jahr 2030 die Stromerzeugung aus Erdgas von

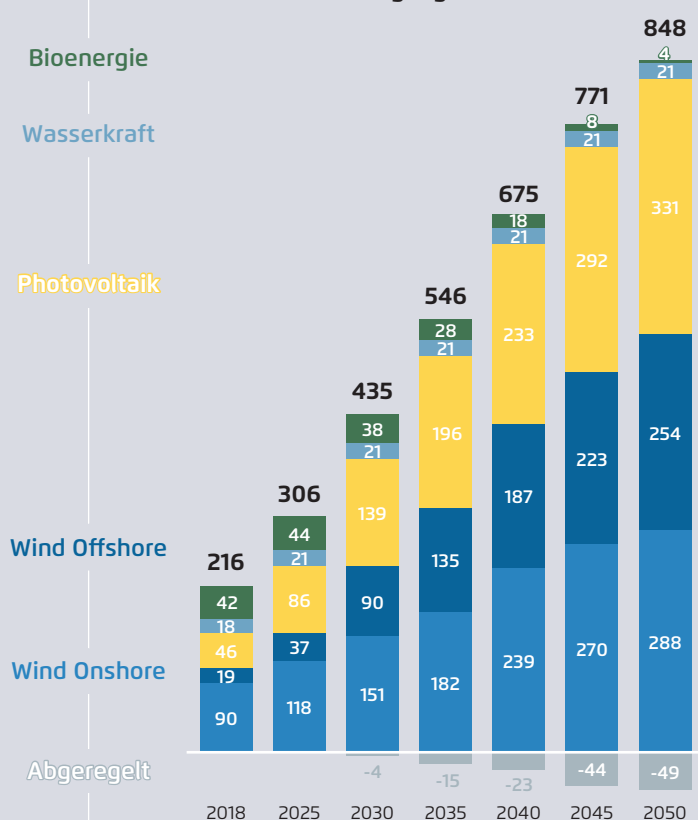
Erneuerbare Energien

Abbildung 21

Installierte Leistung in GW



Nettostromerzeugung in TWh


Notwendiger mittlerer jährlicher Ausbau
 Bruttozubau, bei 25 Jahren Lebensdauer

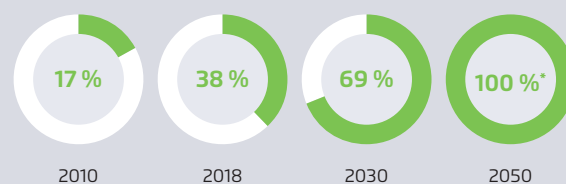
2021–2030


Ausbaustärkste Jahrgänge
 der Vergangenheit:

 Photovoltaik: 8 GW (2010, 2012)
 Wind Offshore: 2 GW (2015)
 Wind Onshore: 5 GW (2014, 2017)

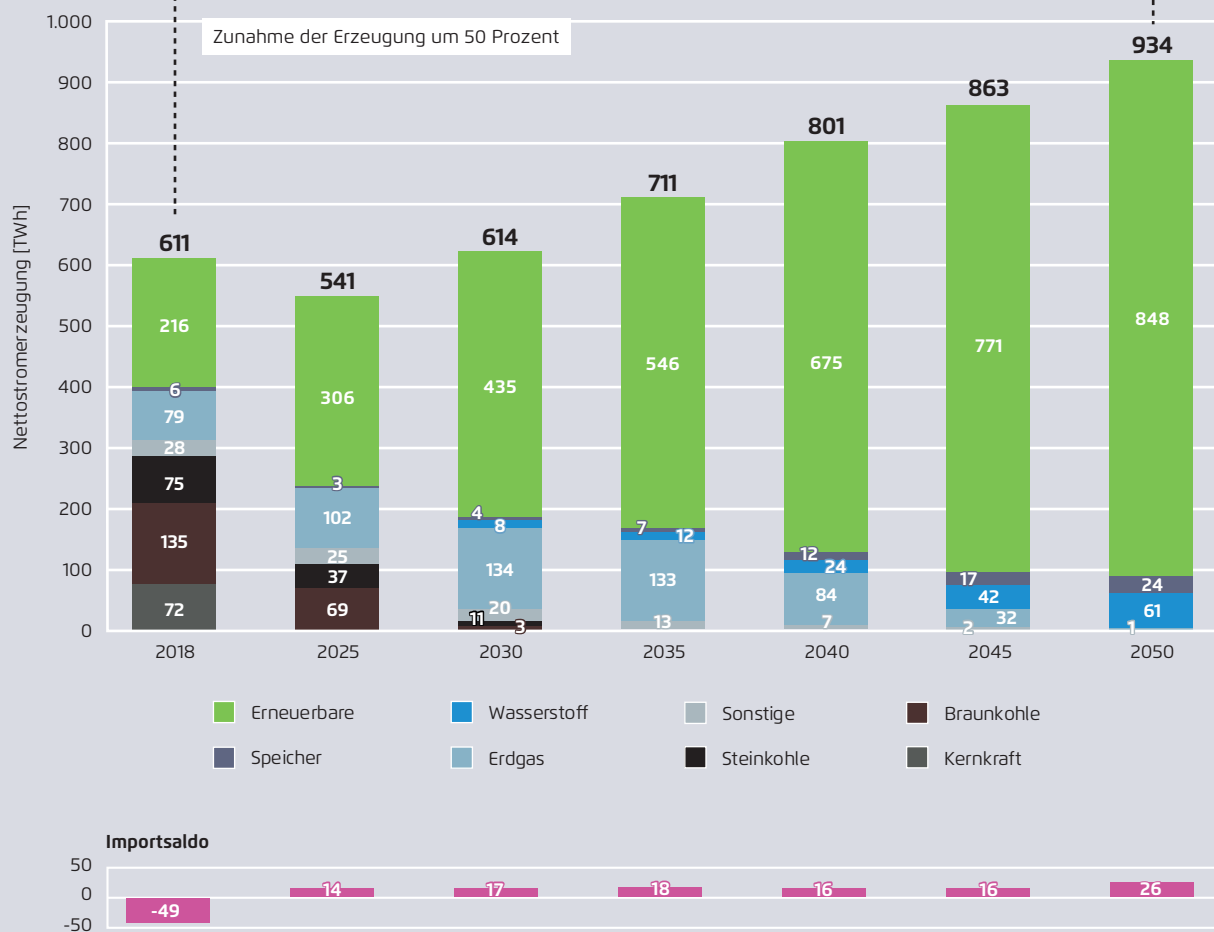
Kumulierter Bruttozubau
 zwischen 2021 und 2030:

 Photovoltaik: 98 GW
 Wind Offshore: 17 GW
 Wind Onshore: 44 GW

Anteil Erneuerbarer Energien
 am Bruttostromverbrauch

 * Inkl. Stromerzeugung aus erneuerbar erzeugtem Wasserstoff, zwischengespeichertem und importiertem erneuerbaren Strom
 Prognos (2020)

Nettostromerzeugung und Importsaldo

Abbildung 22



Hinweis: Sonstige Erzeuger: Kuppelgase, Abfall, Mineralöl, Sonstige. Speicher: Erzeugung aus Batterie- und Pumpspeichern. Prognos (2020)

heute rund 80 TWh auf etwa 130 TWh an. Zusätzlich werden auch erste Gaskraftwerke mit Wasserstoff betrieben. Für etwa 2,5 GW Kraftwerksleistung werden rund 20 TWh Wasserstoff eingesetzt, um damit Strom und Fernwärme zu produzieren. Nach 2030 geht die jährliche Erzeugung aus brennstoffbasierten Kraftwerken weiter zurück. Durch den starken Ausbau von Erneuerbaren Energien, kombiniert mit Speichernutzung und flexiblen Endverbräuchern sinkt die Erzeugung aus brennstoffbasierten Kraftwerken von heute rund 400 TWh (ohne Bio-

energie) auf 61 TWh im Jahr 2050. Erdgas wird bis dahin vollständig durch Wasserstoff ersetzt.

3.2.4 Installierte Leistung und Flexibilität des Stromsystems

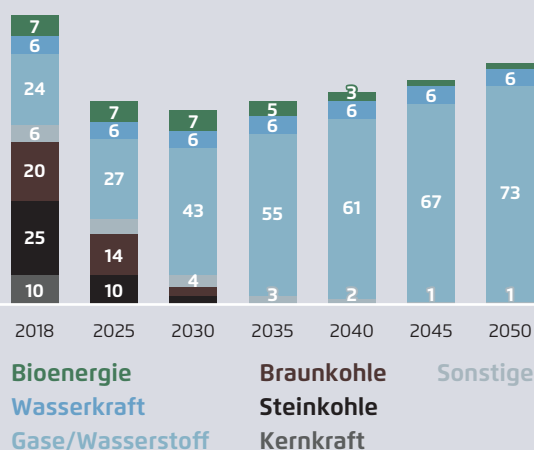
Für die Stabilität des Stromsystems ist es notwendig, dass zu jeder Zeit Stromnachfrage und Stromangebot im Einklang stehen. Mit zunehmender Einspeisung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien und dem Rückgang konventioneller Kraftwerksleistung sind neue Flexibilitätsoptionen gefragt. Im Szenario KN2050 wird zum einen das Lastmanagement in der

Flexibilitäten zur Leistungsabsicherung

Abbildung 23

1 | Regelbare Kraftwerksleistung

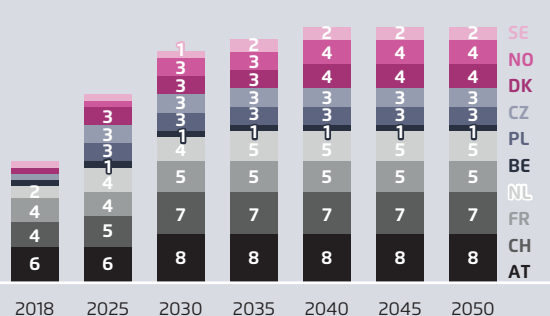
Nettoleistung in GW



Langfristig bleiben rund 80 GW regelbare Leistung zur Leistungsabsicherung (davon rund 70 GW aus Gasen/ Wasserstoff) im System.

3 | Importkapazitäten

Maximale Kapazitäten in GW. Die tatsächliche Verfügbarkeit ist abhängig vom Lastabfall.

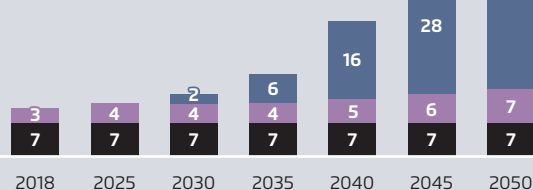


Grenzüberschreitende Ausgleichseffekte mit elektrischen Nachbarländern bei der Einspeisung von Erneuerbaren Energien und bei der Stromnachfrage.

2 | Speicher und Demand-Side-Management

Nettoleistung in GW*

Batteriespeicher
Demand-Side-Management
Pumpspeicher



Darüber hinaus stehen indirekt eine Vielzahl weiterer Flexibilitätsoptionen zur Verfügung.

PV-Dachanlagen mit Batteriespeicher:

2050 sind 80 % der Anlagen mit einem Batteriespeicher kombiniert (in Summe 134 GW mit einer Stunde Kapazität).

E-Fahrzeuge haben lange Standphasen und können ihr Ladeverhalten auf die Situation im Stromsystem anpassen. Im Jahr 2050 fahren 30 Mio. E-Fahrzeuge auf den Straßen mit einer durchschnittlichen Speichergröße von 80 kWh.

4 | Erneuerbare Energien

Irgendwo weht immer der Wind. Deshalb können erneuerbare Energien auch einen Beitrag zur Leistungsabsicherung liefern. Im Jahr 2050 beträgt die Grundlastlieferung von erneuerbaren Energien rund 5 GW.

Hinweis: Kohlekapazitäten im Jahr 2030: 3 GW Braunkohlekapazitäten stehen Winter 2029/2030 zur Verfügung und speisen ins Netz ein. Die Steinkohlekapazitäten in Höhe von 3 GW stehen 2030 das ganze Jahr zur Verfügung (Sommerpause). Die Kohlekraftwerkskapazitäten können danach bei Bedarf zur Leistungsabsicherung genutzt werden.

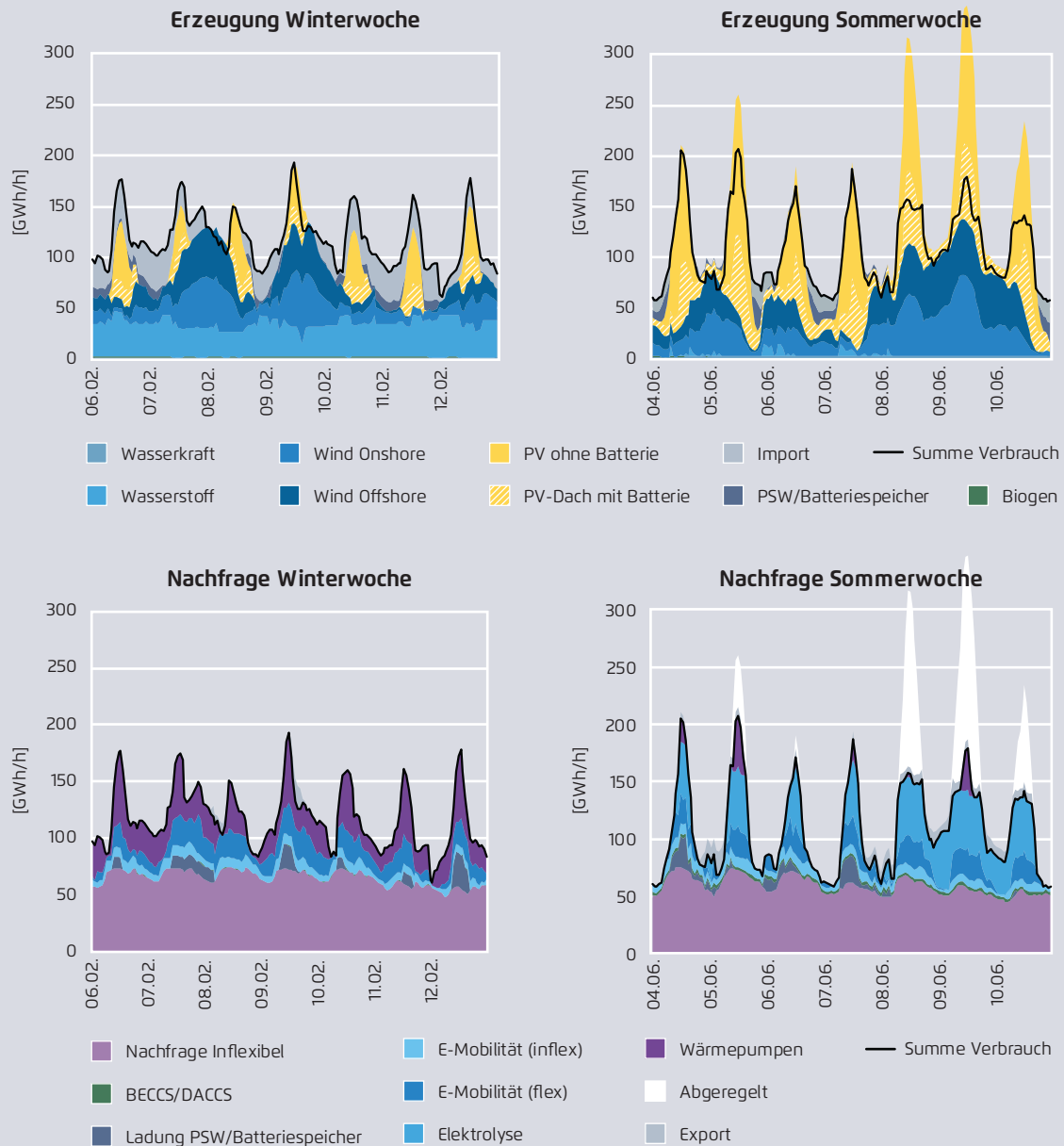
* Mittlere Speicherkapazität: Batteriespeicher 1 Stunde, Pumpspeicher 8 Stunden. Demand-Side-Management (DSM = kurzfristiges Lastverschiebungspotenzial in der Industrie)
Prognos (2020)

Industrie weiter ausgebaut, um den Stromverbrauch zeitlich zu verlagern, um einerseits kurzzeitige Lastspitzen zu mindern und andererseits, um Erzeu-

gungsspitzen Erneuerbarer Energien besser zu nutzen.

Flexibilität des Stromsystems 2050

Abbildung 24



Prognos (2020)

Zum anderen nimmt bis 2050 die Leistung an Speichern deutlich zu. Dazu gehören zentrale Batteriespeicher, Heimspeicher in Kombination mit PV-Anlagen in Haushalten und Strommarktsignalen folgende Anteile der E-Fahrzeuge und Haushalte, beispielsweise Autos oder Wärmepumpen, die

flexibel abhängig vom Strompreis und damit vom Stromangebot sowie abhängig vom Netzzustand ihren Strom- beziehungsweise Wärmespeicher laden oder aufheizen. Diese Speicher tragen mit ihrem Potenzial zum Lastmanagement entscheidend zur

Integration der erneuerbaren Stromproduktion und auch zur Reduktion der Residuallastspitzen bei.

Eine weitere Säule der Absicherung des gesamteuropäischen Stromsystems bildet der Ausbau der Austauschkapazitäten zwischen den Ländern, wodurch der überregionale Stromaustausch und auch die Nutzung von Pumpspeicherkapazitäten in Nachbarländern zum Lastausgleich beitragen können. Für den längerfristigen Ausgleich sind regelbare Kraftwerkskapazitäten notwendig.

In dem Szenario wird angenommen, dass das europäische Ausland aufgrund nationaler oder EU-weiter Ziele ebenfalls Klimaneutralität bis 2050 anstrebt und dementsprechend seine Stromerzeugung klimaneutral gestaltet. Dadurch kommt es zu keiner Verlagerung von THG-Emissionen durch Stromimporte. Der Stromaustausch zwischen den einzelnen europäischen Ländern wurde mit einer stündlichen Auflösung modellendogen simuliert.

Durch den Rückgang der Kohleverstromung sinkt bis 2030 die regelbare Kraftwerksleistung von heute rund 97 GW auf rund 66 GW. Um die Deckung der

Residuallast und Leistungsabsicherung des Stromsystems zu gewährleisten, muss die Leistung regelbarer Gaskraftwerke mittelfristig deutlich ausgebaut werden, bis 2030 um rund 20 GW und bis 2050 um weitere 30 GW. Die wegfallenden Kapazitäten aus Kernkraft und Kohle können so ersetzt werden. Ab 2030 wird der Sekundärenergieträger Wasserstoff in 2,5 GW der Gaskraftwerke mit steigenden Anteilen eingesetzt, so dass Erdgas zur Verstromung 2050 vollständig durch Wasserstoff abgelöst ist. Dabei kommen entsprechend den Modellergebnissen Gasmotoren-, Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke zum Einsatz. Aus Kostengründen werden keine Brennstoffzellenkraftwerke verwendet.

Abbildung 24 zeigt den modellierten stündlichen Einsatz der Stromerzeugung und der Stromnachfrage in Deutschland am Beispiel einer Winter- und Sommerwoche des Jahres 2050.

Bei der Leistungsabsicherung mit Gaskraftwerken ist zu beachten, dass die Vorhaltung der Leistung als Back-up des Stromsystems vergleichsweise günstig ist. Kostenintensiv ist bei der Nutzung von Wasser-

Kosten von Leistungsvorhaltung und Stromerzeugung aus Wasserstoff

Abbildung 25

Leistung kostet vergleichsweise wenig

Kosten Leistungsvorhaltung mit Powerpeakern

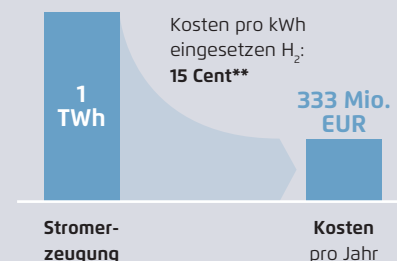


Annahme:

Gasturbine läuft 1.000 h im Jahr (12 % des Jahres)

Arbeit kostet vergleichsweise viel

Kosten Stromerzeugung mit Wasserstoff



Hinweis: Hier beispielhafte Darstellung der Vorhaltungskosten für 1 GW Leistung sowie die Kosten für die Stromerzeugung

* Berechnung: Investitionskosten 500 EUR/kW, OPEX 20 EUR/kW/Jahr, Zinssatz (WACC) 6 %, Amortisationszeitraum 25 Jahre.

** Annahmen für H₂-Kosten von 15 Cent/kWh (Heizwert): 400 EUR/kW(el) Elektrolyse, Zinssatz (WACC) 6 %, 4000 VLH, 5,5 Cent/kWh(el) Stromkosten der Elektrolyse, 75 % Wirkungsgrad Elektrolyse (Brennwert), 2 Cent/kWh Transportkosten, 2 Cent/kWh Leistungsaufschlag. Prognos (2020)

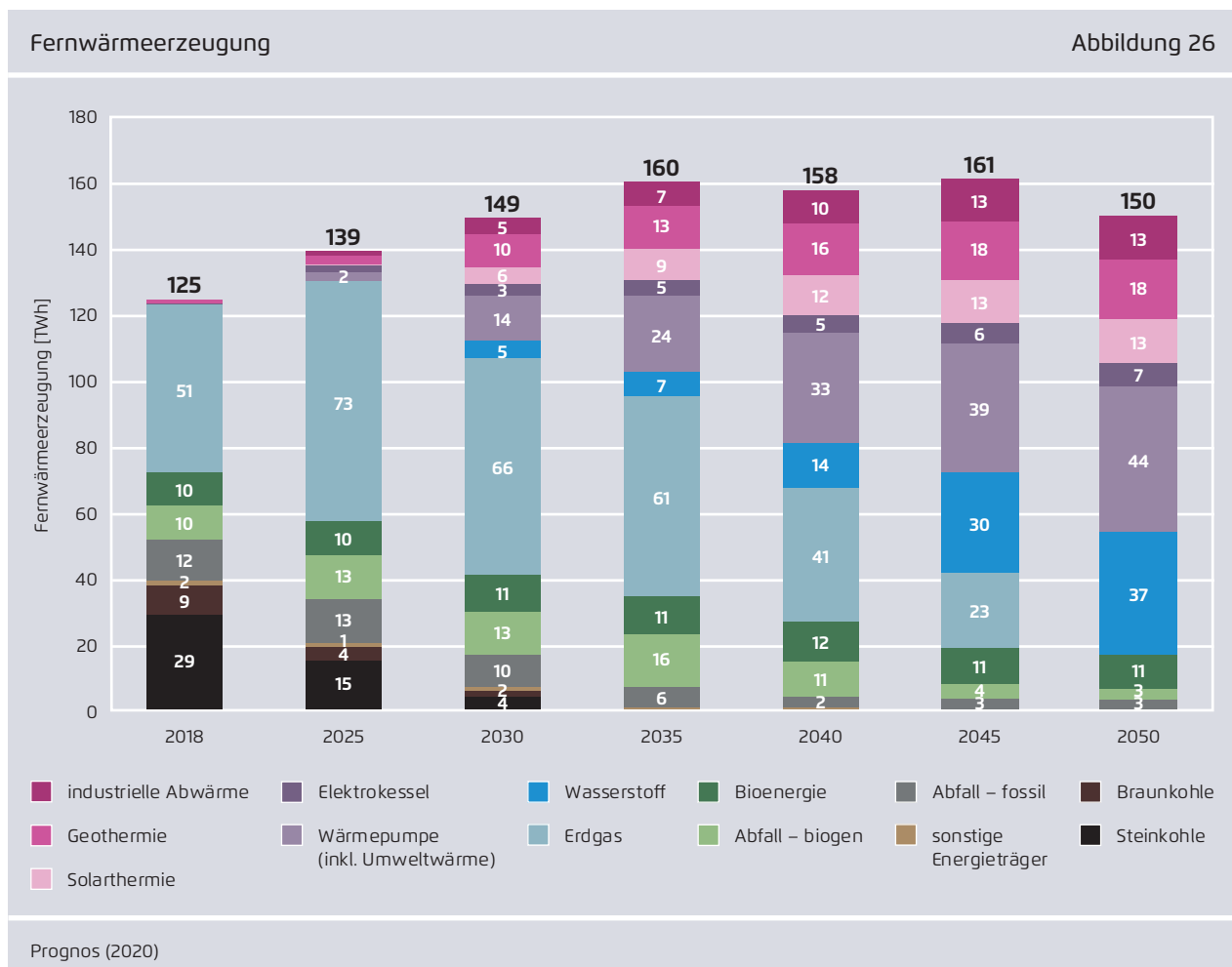
stoff oder synthetischen Energieträgern hingegen der Einsatz der Kraftwerke.

Dieses wird in Abbildung 25 beispielhaft für 1 GW Leistung dargestellt: Die Kosten der Leistungsvorhaltung von 1 GW durch *Powerpeaker* beläuft sich auf rund 60 Millionen Euro jährlich. Bei rund 70 GW Leistungsabsicherung würden damit Kosten von insgesamt 4 Milliarden Euro anfallen. Das entspricht etwa 6 Prozent der Kosten des heutigen Stromsystems und ist vergleichsweise günstig. Deutlich höhere Kosten fallen jedoch an, wenn Kraftwerke viele Stunden laufen müssen, weil nicht ausreichend Flexibilität zur Verfügung stehen oder der Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht ausreichend erfolgt. Würden 1 GW *Powerpeaker* 1.000 Stunden im Jahr

laufen, würden sich die daraus resultierende Stromerzeugungskosten allein für den Brennstoffeinsatz auf 333 Millionen Euro belaufen – also das Sechsfache der Kosten für die Leistungsvorhaltung.

3.2.5 Fernwärmeerzeugung

Die Dekarbonisierung betrifft nicht nur die Stromerzeugung, sondern auch die Erzeugung von Fernwärme. In urbanen Räumen werden Wärmenetze stark ausgebaut. Damit steigt die notwendige Fernwärmeerzeugung bis in die Mitte der 2030er-Jahre kontinuierlich. Neuanschlüsse überkompensieren in diesem Zeitraum den sanierungsbedingten Rückgang des Wärmebedarfs der einzelnen versorgten Gebäude. Die Struktur der Fernwärmeerzeugung ändert sich im Zeitverlauf deutlich. Mit dem Ausstieg aus der



Kohleverstromung bis 2030 geht auch die ausgekoppelte Fernwärmeerzeugung zurück. Mit der höheren Stromerzeugung der Erdgaskraftwerke steigt mittelfristig auch die Fernwärmeerzeugung aus Erdgas-KWK-Anlagen. Nach 2035 geht der Einsatz von Erdgas deutlich zurück, auch durch den Einsatz von Wasserstoff. Dieser beginnt ab 2030 durch die Inbetriebnahme der ersten wasserstoffgefeuerten KWK-Anlagen. Im Jahr 2050 decken Heizwerke und Heizkraftwerke mit Wasserstoffeinsatz etwa ein Viertel der Fernwärmeerzeugung. Diese Erzeugung fällt überwiegend in kalten Perioden mit geringer Windstromeinspeisung an.

Der Markthochlauf bei neuen Wärmeerzeugern wie der tiefen Geothermie, Solarthermie, Elektrokesseln und Großwärmepumpen kommt nach 2020 ins Rollen. Von heute etwa einem Prozent steigert sich bis 2030 der Erzeugungsanteil dieser Technologien auf 22 Prozent. Langfristig bis 2050 steigt der Anteil auf über 60 Prozent. Die Nutzung von Abwärme steigt ebenfalls.

Der Beitrag der Bioenergie bleibt im Zeitverlauf konstant. Die genutzten Biomassen ändern sich aber. Der sinkende Anteil von Biogas wird durch höhere Holzmengen ausgeglichen.

3.2.6 Mineralölraffinerien

Im Jahr 2018 stellten Mineralölraffinerien rund 80 Prozent ihrer Produkte zur energetischen Verwendung her. Dies sind vor allem flüssige Kraftstoffe im Verkehrssektor wie Diesel und Benzin, aber auch Brennstoffe zur Wärmebereitstellung wie Heizöl. Außerdem wird ein Teil der Raffinerieprodukte auch stofflich verwendet. Hier ist vor allem Naphtha zu nennen, welches einen wichtigen Rohstoff in der chemischen Industrie darstellt und heute über zehn Prozent der deutschen Nachfrage nach Mineralölprodukten ausmacht. Weitere Mineralölprodukte fallen als Nebenprodukt in der Verarbeitung der Raffinerien an und werden ebenfalls stofflich in vielfältiger Weise genutzt. Diese Produkte spielen aus heutiger Sicht eine eher untergeordnete Rolle in der Nachfrage. Zu

nennen sind hier insbesondere Bitumen, welches größtenteils zum Straßenbau genutzt wird und rund 2 Prozent der Mineralölnachfrage ausmacht. Weitere Produkte werden als Schmierstoffe genutzt (1 Prozent der Mineralölnachfrage) oder sie finden wie Petrolkoks (0,2 Prozent) Verwendung in der Aluminiumproduktion.

Bis 2030 geht die Nachfrage nach Mineralölprodukten auf rund 56 Prozent des Wertes von 2018 zurück. Da die Raffinerien auf diesen Nachfragerückgang reagieren, sinkt die Produktion analog.

Bis 2050 kommt die Mineralölverarbeitung vollständig zum Erliegen. Der Grund hierfür ist der vollständige Rückgang der Nachfrage nach Mineralölprodukten sowohl bei der energetischen Verwendung als auch bei der Nachfrage der chemischen Industrie nach Naphtha. Ab 2045 kommt in der chemischen Industrie nur noch importiertes strombasiertes Naphtha zum Einsatz, welches aus erneuerbarem Strom und Kohlendioxid aus der Luft gewonnen wird. Bei der Produktion dieses „grünen“ Naphthas per Fischer-Tropsch-Synthese fallen jedoch Produkte mit längeren Kohlenstoffketten wie Bitumen oder Petrolkoks nicht an.

Da diese Produkte heute nur als Nebenproduktion in der Koppelproduktion der Raffinerien anfallen, ist es unwahrscheinlich, dass hierfür eigene Produktionsanlagen bestehen bleiben, die ausschließlich diese Produkte bereitstellen. Im Szenario wurden keine expliziten Annahmen hinsichtlich der Bereitstellung dieser Produkte getroffen. Die Bereitstellung von Petrolkoks für die Anoden könnte jedoch auch über biogene Rohstoffe erfolgen. Die Nachfrage nach Schmierstoffen wird aufgrund des Rückgangs an Verbrennungsmotoren bis 2050 einerseits stark abnehmen, andererseits lassen sich Schmierstoffe sowohl biogen als auch per Fischer-Tropsch-Synthese herstellen.

Die Herstellung von Bitumen ist aus heutiger Sicht nicht über Fischer-Tropsch-Synthese möglich. Es

kann allerdings davon ausgegangen werden, dass langfristig die Nachfrage nach Bitumen zurückgeht, da durch Recycling, den Bau haltbarer Straßen und die Möglichkeit zur Beimischung von Zuschlagstoffen der Bedarf reduziert wird. Dennoch wird aus heutiger Sicht auch langfristig ein Bedarf an Bitumen bestehen bleiben. Als Möglichkeiten bietet sich hier zum einen der Abbau von Naturbitumen an. Denkbar wäre auch eine Produktion in Spezialraffinerien, die schweres bitumenhaltiges Rohöl einsetzen und zur Produktion dieser Produkte optimiert werden. In diesem Fall dürften die anfallenden Leicht- und Mitteldestillate jedoch nur treibhausgasneutral verwendet werden. Hierfür ist beispielsweise der Einsatz von CCS bei der Verbrennung denkbar.

3.3 Industrie

3.3.1 Zielbild und Ausgangslage

Die Industrie trug im Jahr 2018 insgesamt 23 Prozent zu den deutschen Treibhausgasemissionen bei, wobei 70 Prozent der industriellen Treibhausgasemissionen in den Grundstoffindustrien anfiel (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019). Die Grundstoffindustrien stehen zudem mit Blick auf eine Reduktion von Treibhausgasemissionen aufgrund der für die Umwandlung von Rohstoffen nötigen energieintensiven Hochtemperaturprozesse sowie dem Auftreten von prozessbedingten Emissionen in einigen Produktionsprozessen vor besonders großen Herausforderungen. Bei der Erstellung des Szenarios wurden daher die emissionsintensiven Branchen (Stahl, Grundstoffchemie, Zement, Kalk, Nichteisenmetalle, Glas, Gießereien sowie Zellstoff, Papier und Pappe) sehr detailliert untersucht.

Im Szenario ist Deutschland auch zukünftig ein bedeutender Standort für Grundstoffe wie Stahl, Grundstoffchemikalien und Zement und meistert die Transformation der Grundstoffindustrien hin zur Klimaneutralität. Klimaneutralität wird in der Industrie durch Effizienzmaßnahmen, einen weitgehenden Umstieg auf erneuerbare Energieträger

(Strom, Wasserstoff, biogene Energieträger), innovative Produktionsrouten wie die Herstellung von Roheisen in Direktreduktionsanlagen und chemisches Recycling sowie den Einsatz von CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) erreicht.

Langfristig, nach 2045, erreicht die Industrie durch den gezielten Einsatz von biogenen Energieträgern in Kombination mit CCS sogar negative Emissionen. Hierfür sind aufgrund ihrer räumlich hoch konzentrierten Energiebedarfe insbesondere die Standorte der chemischen Industrie und der Stahlindustrie geeignet.

3.3.2 Entwicklung der Produktionsmengen

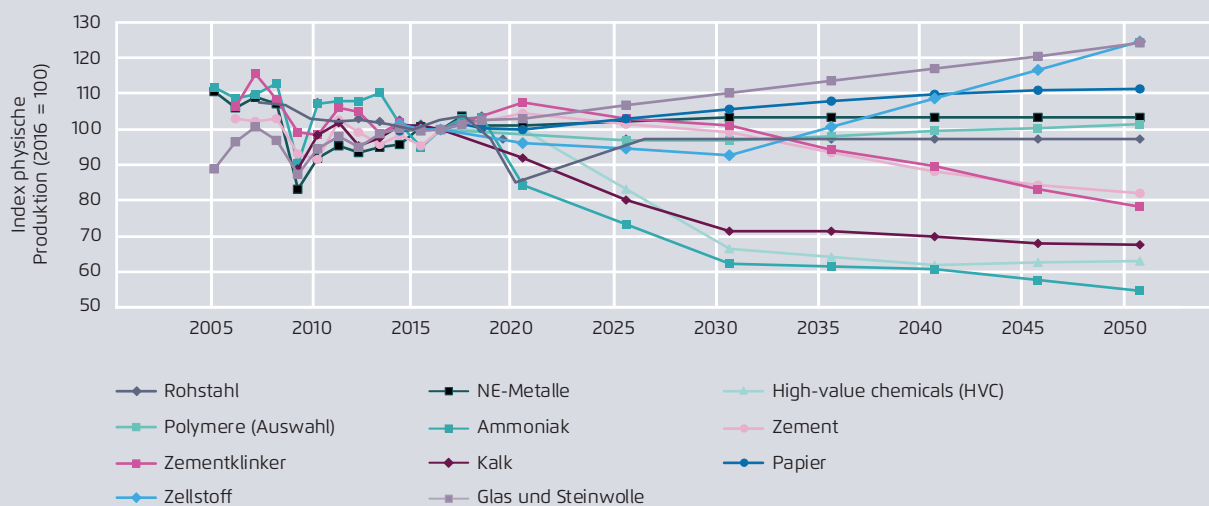
Die deutsche Industrie kann sich im KN2050-Szenario auf eine für die meisten Grundstoffe auch zukünftig leicht steigende Nachfrage innerhalb Europas stützen. Die Nachfrage nach Pkw als einem wichtigen Endprodukt geht in Europa selbst im Szenario zwar zurück, die exportorientierte deutsche Automobilindustrie kann dies aber durch Marktanteile an einer wachsenden Nachfrage nach emissionsfreien Pkw in anderen Weltregionen kompensieren. Die Bautätigkeit, als weiterer starker Treiber der Nachfrage nach Grundstoffen, steigt im Szenario zukünftig weiter an. Kunststoffverpackungen werden auch 2050 eine wichtige Rolle spielen, sowohl im Bereich Business-to-Business als auch im Hinblick auf den Handel mit Endkunden. Trotz deutlich höherer Anteile von mechanisch recyceltem Kunststoff am gesamten Kunststoffverbrauch steigt die Nachfrage nach Primärkunststoffen innerhalb Europas weiter an.

Die relative Entwicklung einzelner Produktionsmengen in Deutschland zeigt die folgende Abbildung.

Wir gehen davon aus, dass sich die Rohstahlproduktion insgesamt auf dem Niveau vor der Coronakrise (2019) stabilisiert. Die bestehenden Anlagen zur Sekundärmetallurgie und zum Walzen von Rohstahl sowie das Know-how für Spezialstähle und die räumliche Nähe zu den Abnehmern sind dabei

Produktionsmengenentwicklung für treibhausgasintensive Produkte

Abbildung 27



Wuppertal Institut (2020)

wichtige Standortvorteile, ebenso die vorhandene Logistik für den Umschlag von Massengütern wie Eisenerz.

Die chemische Industrie in Deutschland ist weit stärker in globale Wertschöpfungsketten eingebunden als die Stahlindustrie. Gleichzeitig liegen die wichtigen deutschen Standorte alle im Binnenland und stehen bereits heute unter starkem wirtschaftlichem Druck. Ersatz- oder Erweiterungsinvestitionen im Bereich der Plattformchemikalien finden deshalb schon heute außerhalb Deutschlands statt. Da dies mit grundlegenden Wettbewerbsfaktoren (wie dem günstigen Zugang zum Weltmarkt der Hafenstandorte) zusammenhängt, geht das Szenario KN2050 – gestützt durch Simulationsrechnungen¹ – davon aus, dass sich dieser Trend mittelfristig sogar noch etwas verstärken wird, denn die deutschen Standorte werden mit anstehenden Raffinerieschließungen

einen Teil ihrer regionalen Rohstoffbasis verlieren. Die Simulationsrechnungen zeigen, dass die deutschen Standorte bei der Grundproduktion von Plattformchemikalien mittelfristig Anteile an die europäischen Küstenstandorte (vor allem Antwerpen und Rotterdam) abgeben werden, denn diese lassen sich leichter auf die mittelfristig attraktiveren *Feedstocks* Ethan und Propan umstellen.² Die vorhandene Pipeline-Infrastruktur für *Feedstocks* in Nordwesteuropa und bereits bestehende grenzüberschreitende Lieferketten innerhalb der Unternehmen (BASF, INEOS, Shell, Covestro, LANXESS) erleichtern eine solche Restrukturierung und sichern anderer-

1 Die Simulationsrechnungen bilden Europa (EU-28 plus Norwegen und Schweiz) ab. Die Ergebnisse zur Investition in neue Anlagen und zur Produktion an den verschiedenen Zeitpunkten wurden durch ein Optimierungsmodell bestimmt (vgl. zum Modellansatz Schneider und Saurat 2020).

2 Die ökonomische Attraktivität von Ethan ist vor allem auf seinen günstigen Marktpreis als Kuppelprodukt der Schiefergas-Förderung in den USA zurückzuführen. Auch im Hinblick auf die Emissionsintensität der Produktion ist Ethan vorteilhaft und gewinnt somit bei steigendem CO₂-Zertifikatspreis zusätzlich an Attraktivität. Langfristig werden bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen Ethan und LPG als Begleitgase anfallen. Aufgrund der im Vergleich zu flüssigem Naphtha höheren Transportkosten geht das Szenario jedoch nicht davon aus, dass diese Kuppelprodukte auch langfristig (2050) den europäischen Markt dominieren werden.

seits mittelfristig die *Feedstock*-Basis für die deutschen Standorte im Binnenland. Damit können diese „Verbundstandorte“ auch zukünftig ihren Wert erhalten und die Produktion von Polymeren bleibt in Deutschland auf einem stabilen Niveau.

Im Zuge der im Szenario angenommenen Veränderungen in der Landwirtschaft geht der Markt für Düngemittel in Europa zurück. Im Szenario sinkt daher auch die Produktion der entsprechenden Grundstoffe (Ammoniak, Salpetersäure). Die Nachfrage wird jedoch nicht komplett durch Importe gedeckt.

Zement bleibt im Szenario ein überwiegend regional gehandeltes Produkt und die Annahme einer in Deutschland weiter steigenden Bautätigkeit stützt den Absatz deutscher Zementwerke. Allerdings werden Zement, Zementklinker und Beton zukünftig effizienter eingesetzt. Bauteile können bei gleicher Leistungsfähigkeit mit weniger Beton hergestellt und die Betonzusammensetzung und die Wahl der Zementart besser auf den Einsatzzweck abgestimmt werden. Im Szenario geht die Tonnage daher beim Zementabsatz nach 2030 zurück, trotz steigender Wertschöpfung im Betonbau.

Andere emissionsintensive Industrien wie Zellstoff und Papier, Aluminium oder Glas wachsen im Szenario zukünftig noch leicht (sowohl in Bezug auf Bruttowertschöpfung als auch in Bezug auf die Tonnage), während der Absatz in der Kalkindustrie aufgrund der sinkenden Nachfrage aus dem Kraftwerkssektor und der Stahlindustrie (aufgrund niedrigerer Primärstahlanteile) rückläufig ist. Die weniger treibhausgasintensiven Industrien, die teils stark exportorientiert sind, gewinnen in Bezug auf die Bruttowertschöpfung an Bedeutung und wachsen mit 1,3 Prozent pro Jahr stärker als die Grundstoffindustrien (0,4 Prozent).

Somit behält die Industrie in Deutschland ihre wichtige ökonomische Bedeutung und trägt 2050 22 Prozent zur Wertschöpfung bei (gegenüber 24 Prozent im Jahr 2018).

3.3.3 Energieeinsatz und Treibhausgasemissionen

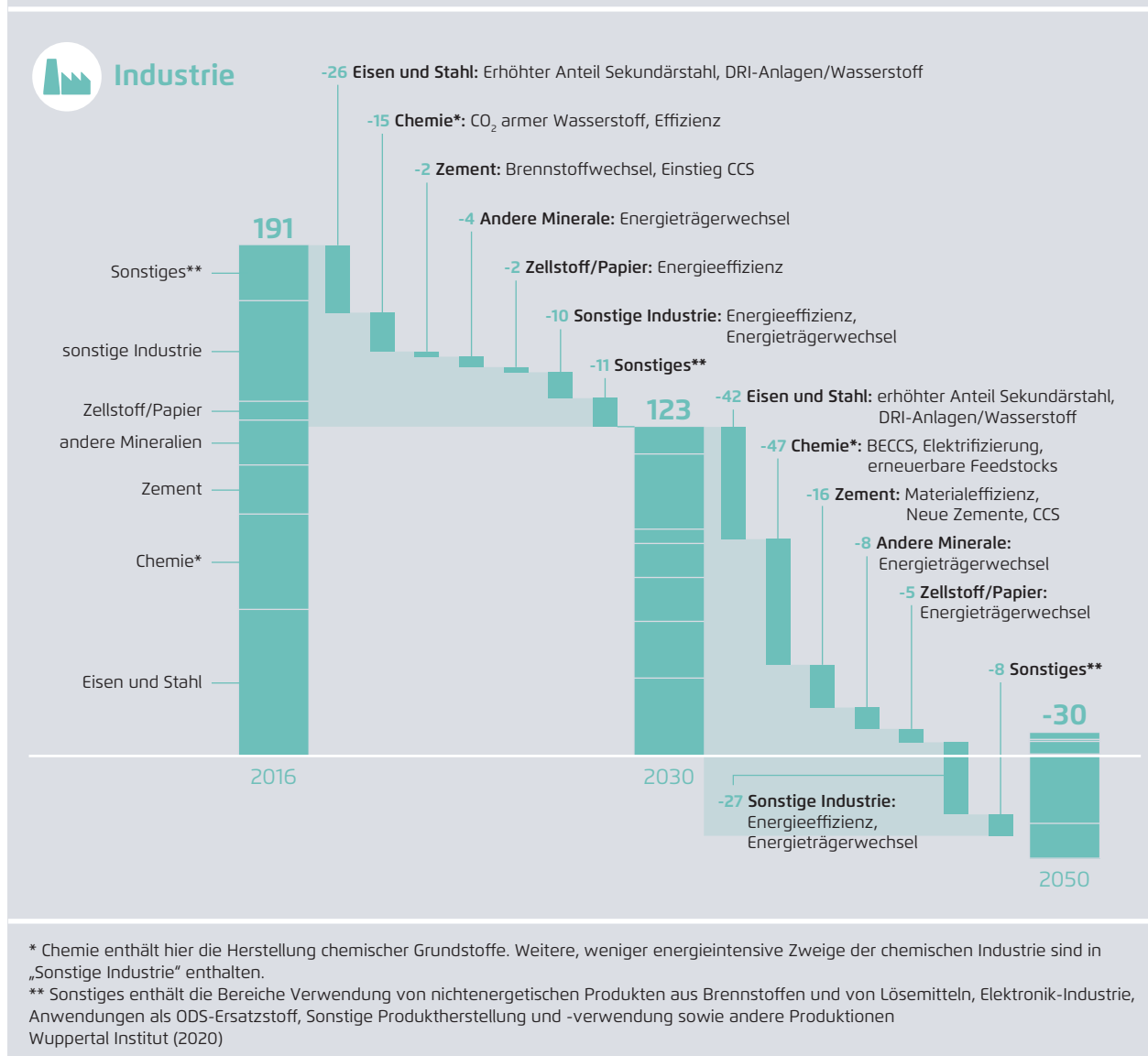
Die Treibhausgasemissionen der Industrie sinken bis 2030 um 36 Prozent auf 123 Mio. t CO₂-Äq. Das im Klimaschutzgesetz gesetzte Ziel (Reduktion auf 140 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2030) wird somit deutlich übererfüllt. Die absolut größten Minderungsbeiträge erbringen die Stahlindustrie sowie die chemische Industrie. Erstere erbringt mit 47 Prozent auch einen sehr großen relativen Minderungsbeitrag bezogen auf ihre heutige Emissionsmenge. Dagegen bleibt der Minderungsbeitrag der Zementindustrie noch klein (siehe Näheres zu den Gründen im Brancheneinblick unten). Die anderen Mineralstoffindustrien erreichen ein Minderungsvolumen von vier Millionen und die Papierindustrie von knapp zwei Millionen, was jeweils etwa 24 Prozent Minderung gegenüber 2016 entspricht. In den weniger emissionsintensiven „sonstigen Industriebranchen“ werden bis 2030 bedeutende Effizienzfortschritte erreicht. Gemeinsam mit dem Energieträgerwechsel hin zu Strom erbringt das neun Millionen Tonnen Minderung. In den sonstigen Bereichen, zu denen auch der wirtschaftliche Verkehr sowie die „Produktverwendung“ zählen, werden bis 2030 neun Millionen Tonnen (48 Prozent) Minderung erreicht.

Während der beiden Dekaden zwischen 2030 und 2050 mindert die Stahlindustrie ihre Emissionen noch einmal um 42 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente, während die chemische Industrie um 47 Millionen Tonnen mindert. Sowohl die Stahlindustrie (minus 13 Mio. t CO₂-Äq) als auch die Chemieindustrie (minus 26 Mio. t CO₂-Äq) werden damit 2050 in ihrer Treibhausgas-Emissionsbilanz netto-negativ. Die Zementindustrie erreicht eine annähernd ausgeglichene Treibhausgasbilanz, während bei den übrigen mineralischen Industrien (Glas, Kalk) noch Treibhausgasemissionen in Höhe von fünf Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten zu Buche schlagen.

Prozessemissionen entstehen auch durch den Einsatz von fluorierten Treibhausgasen (F-Gasen), die für spezielle Anwendungen hergestellt werden. Beispiele

Reduktion der Treibhausgasemissionen in der Industrie (Mio. t CO₂-Äq.)

Abbildung 28



sind: Kältemittel, Schutzgas, Isoliergas oder Löschgas. Im Jahr 2016 betrugen die F-Gas-Emissionen knapp 15 Mio. t CO₂-Äq. Durch die F-Gas-Verordnung von 2014 ist eine Minderung auf etwa 4 Mio. t CO₂-Äq bis 2030 zu erwarten. Da für fast alle Anwendungszwecke Alternativen mit keiner oder viel geringerer Treibhausgaswirkung zur Verfügung stehen, wird bis zum Jahr 2050 eine Reduktion bis auf etwa 1 Mio. t CO₂-Äq angenommen. Die Reduktion der Prozessemissionen aus dem Einsatz von F-Gasen ist im Bereich „Sonstiges“ miterfasst.

Der Sektor des Verarbeitenden Gewerbes insgesamt wird in Deutschland damit nach 2045 klimaneutral und verbucht im Jahr 2050 Negativ-Emissionen in Höhe von knapp 30 Mio. t CO₂-Äq.

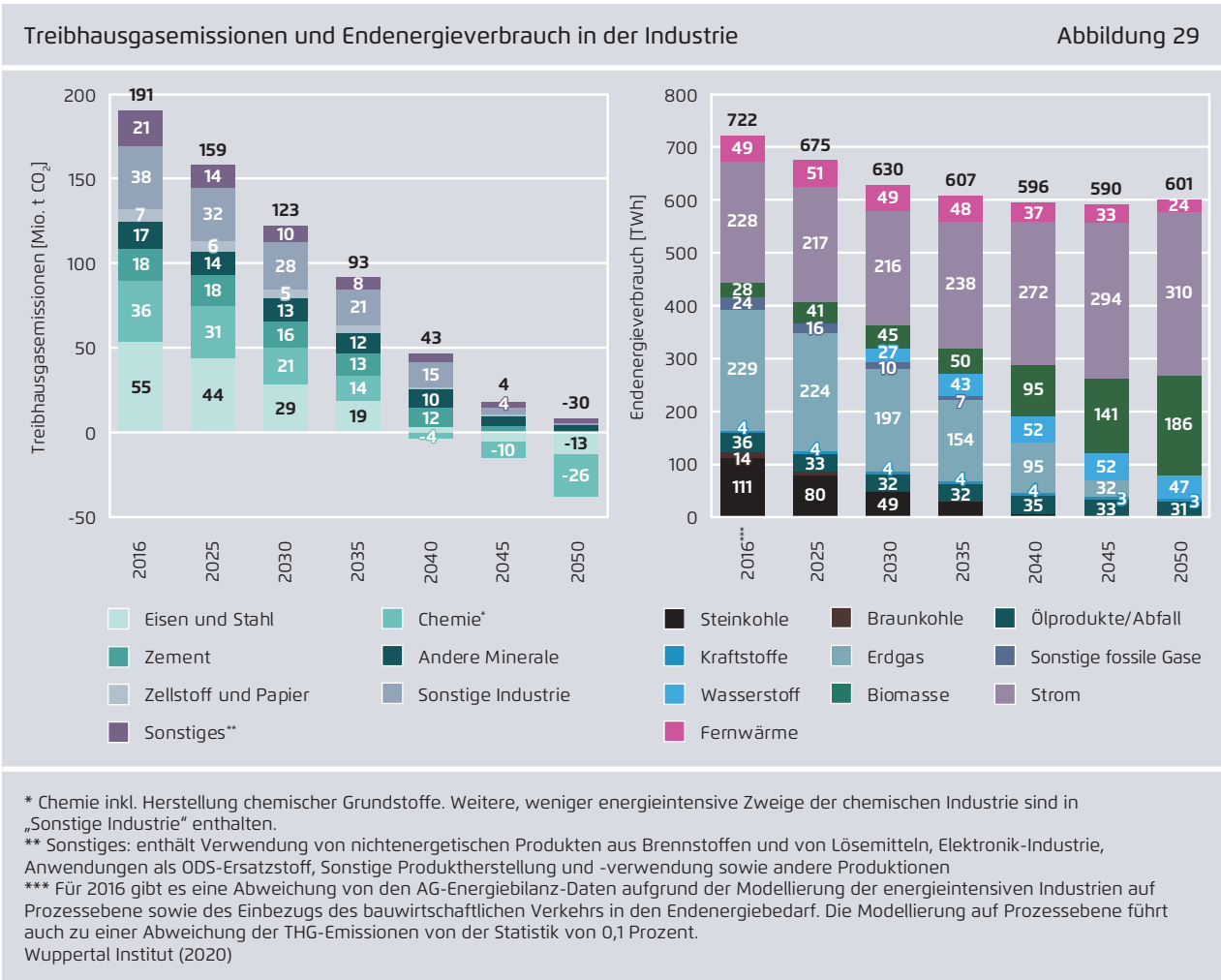
Auf dem Weg in die Treibhausgasneutralität sinkt der Endenergiebedarf infolge von Produktionsmengenveränderungen und steigender Effizienz bis 2030 um 13 Prozent (gegenüber 2016) und zwischen 2030 und 2050 noch einmal um 5 Prozent. Zudem gibt es einen zügigen Energieträgerwechsel: Kohle wird bis 2040

weitgehend³ und Öl bis 2045 vollständig ersetzt. Der Erdgasbedarf sinkt bis 2030 vergleichsweise moderat um 14 Prozent, wird jedoch bis zum Ende des Betrachtungszeitraums ebenfalls verdrängt. Strom ist 2050 der dominante Energieträger und baut seinen Anteil auf etwa 50 Prozent aus. Letztendlich bleibt die zusätzliche Anwendung von Strom jedoch aufgrund der absoluten Knappheit beschränkt. Seine zusätzlichen Anwendungsfelder liegen vor allem dort, wo er deutliche Effizienzvorteile gegenüber anderen

Energieträgern hat, also in erster Linie bei Wärmepumpen zur Bereitstellung von Wärme unter 100 Grad Celsius. Auch in Industrieöfen wird Strom aufgrund klarer Effizienzvorteile gegenüber Wasserstoff vermehrt eingesetzt, allerdings vorwiegend in mittelständischen Unternehmen, in denen Strom bereits heute eine wichtige Rolle einnimmt. Wasserstoff, feste Biomasse, Biogas sowie Abfälle sind die weiteren relevanten Energieträger im klimaneutralen Zielsystem 2050.

3 Kleine Mengen Kohle verbleiben im Jahr 2040 noch für metallurgische Zwecke (1 TWh) sowie in der mineralischen Industrie (2 TWh). Diese werden jedoch in der Dekade nach 2040 aus biogenen Stoffen bereitgestellt beziehungsweise durch biogene Energieträger ersetzt.

CO₂-Abscheidung und -Speicherung nimmt im Szenario eine wichtige Rolle ein: Bereits 2030 werden 1,2 Millionen Tonnen CO₂ an günstig gelegenen Standorten der Zementindustrie abgeschieden, abtransportiert und in geeigneten CO₂-Lagerstätten



im europäischen Ausland (zum Beispiel: Niederlande, Norwegen) gespeichert. Ab 2035 werden Standorte der Primärstahlerzeugung sowie die großen Chemieparks Schritt für Schritt an ein zukünftiges CO₂-Netz angeschlossen. Dort wird CO₂-Abscheidung gezielt mit dem Einsatz biogener Energieträger kombiniert (BECCS), um negative Emissionen zu erzielen, sodass 2040 bereits 20 Millionen Tonnen CO₂ eingespeichert werden. Mit dem sehr konzentrierten Einsatz von BECCS ab 2040 und einer weiter wachsenden Zahl von Netzanschlüssen steigen die jährlich eingelagerten CO₂-Mengen aus industriellen Quellen bis 2050 auf 49 Millionen Tonnen an, wovon 34 Millionen Tonnen biogenes CO₂ sind.

3.3.4 Einblicke in die Transformation der Industriebranchen

Stahlindustrie

Die deutsche Stahlindustrie steht vor der Herausforderung, die emissionsintensive Hochofenroute zu verlassen. Während innerhalb der EU in anderen Ländern auch alternative Wege beschrieben werden, konzentrieren sich die in Deutschland produzierenden Standorte inzwischen auf Direktreduktionsanlagen als neuen Weg zur Reduktion von Eisenoxid zu Roheisen (hier: *Direct Reduced Iron*, DRI). Im ersten Schritt können Direktreduktionsanlagen mit Erdgas betrieben werden, was bereits eine CO₂-Minderung von rund 66 Prozent gegenüber der Hochofenroute ermöglicht. Mittelfristig können dann ohne signifikante Umrüstung steigende Anteile an Wasserstoff beigemischt werden – so kann fossiles Erdgas sukzessive ersetzt werden.

Die voraussichtlichen Produktionskosten für DRI-Stahl auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff liegen auch 2050 mit knapp 600 Euro pro Tonne deutlich über den heutigen Produktionskosten in der Hochofenroute (knapp 400 Euro/t). Insofern wird der Einsatz von Schrott zukünftig deutlich attraktiver werden. Durch verbessertes Produktdesign und eine bessere Sortierung (Digitalisierung) wird es möglich, mehr Schrott mit klar definierter Qualität für die Erzeugung von Qualitätsstählen einzusetzen. Dadurch kann der Anteil

von Sekundärstahl an der gesamten Stahlerzeugung im Szenario in Deutschland von 28 Prozent im Jahr 2016 auf 50 Prozent im Jahr 2050 steigen. Der heutige Nettoexport von Schrott mit nachfolgendem Downcycling geht entsprechend zurück.

In Zukunft sind verschiedene Primärstahlrouten auf der Basis von DRI denkbar:

- Elektrolichtbogenöfen (*Electric Arc Furnace*, EAF), wie sie heute schon im Rahmen des Schrottrecyclings eingesetzt werden, ermöglichen das Aufschmelzen und die Verarbeitung von Schrott sowie DRI zu Rohstahl in einem Prozessschritt (DRI-EAF).
- Die großen deutschen Primärstahlhersteller sind heute auf Stähle im Linz-Donawitz-Verfahren (Konverterverfahren) spezialisiert. Auch hier kann DRI nach vorherigem Einschmelzen eingesetzt werden, beispielsweise in einem Einschmelzer (*Submerged Arc Furnace*, SAF). Hieraus ergibt sich die DRI-SAF-Konverter-Route.

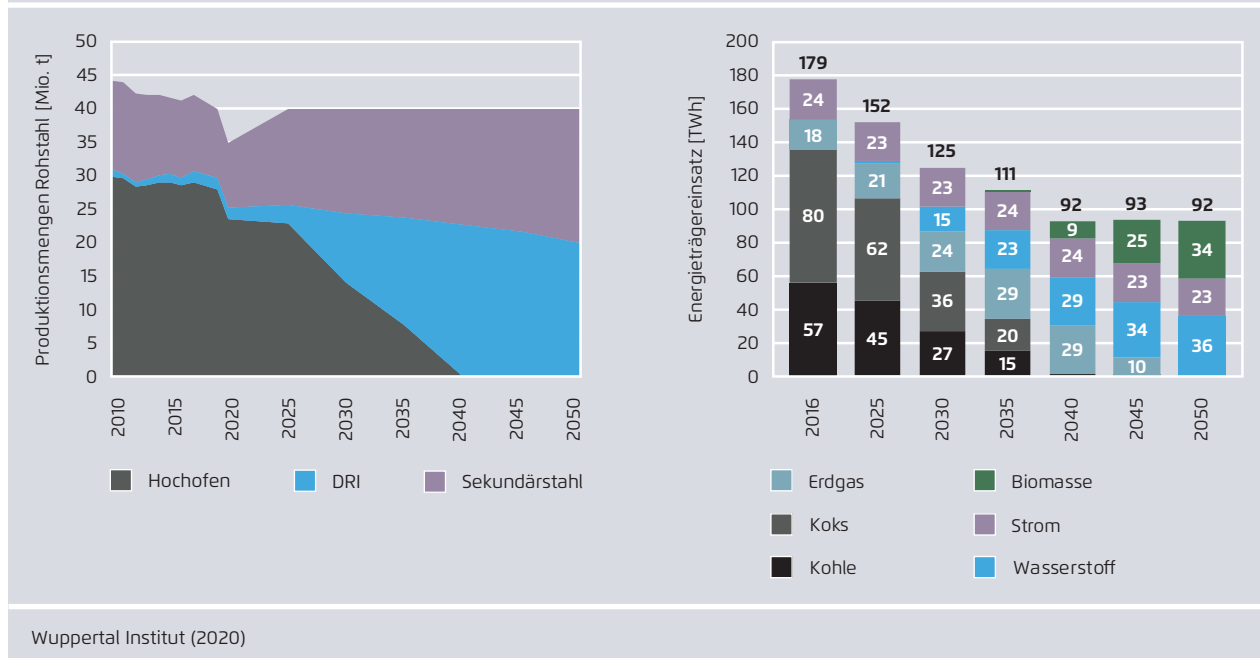
Aus heutiger Sicht ist unklar, welche Rolle die EAF- und die SAF-Konverter-Route bis 2050 jeweils spielen können, eine Festlegung erfolgt deshalb in den Szenarien nicht.⁴ Die Route über SAF benötigt weniger Strom und ermöglicht eine Weiternutzung der sehr langlebigen Konverter, während die EAF-Route weniger komplex in Bezug auf das Management von Kohlenstoffströmen und sehr flexibel in Bezug auf den Einsatz von Schrott ist.

Im Szenario werden keine Hochöfen mehr neu in Betrieb genommen, sondern stattdessen ab Mitte der 2020er-Jahre alle zur Reinvestition anstehenden Hochöfen durch DRI-Anlagen ersetzt. Bis 2030 kommen in diesem Zuge 11 Millionen Tonnen DRI-EAF-Kapazität mit einem Investitionsvolumen

⁴ Bei unseren Berechnungen zum Energiebedarf haben wir konservativ Werte zum DRI-Verfahren angenommen, da hierzu spezifische Werte aus der Literatur vorliegen (siehe Schneider et al. 2019 für einen Überblick).

Rohstahlproduktion nach Routen und Energieträgereinsatz⁵ in der Eisen- und Stahlindustrie

Abbildung 30



von 8,5 Milliarden Euro in den Anlagenbestand.⁶ Um mit diesen Anlagen weitgehend „grünen Stahl“ produzieren zu können und um die Investition auch gegenüber institutionellen Investoren klar als nachhaltig zu kennzeichnen, wird von Anfang an weitgehend (zu 80 Prozent, bezogen auf den Energiegehalt) Wasserstoff als Reduktionsmittel eingesetzt. Fossiles Erdgas im Umfang von 20 Prozent spielt dabei die Rolle des Kohlenstofflieferanten im Reduk-

tionsmittel⁷ beziehungsweise dient als Back-up bei Ausfall der Wasserstoffversorgung.⁸

Stahlunternehmen sind bereits heute sehr erfahren im effizienten Umgang mit Hüttengasen in wechselnder Zusammensetzung. Diese Kompetenz und die Flexibilität von DRI-Anlagen in Bezug auf die Zusammensetzung des Reduktionsmittels ermöglicht es der Stahlindustrie, auch die langfristigen (metallurgischen) Herausforderungen zu bewältigen und bis 2050 sogar zur Kohlenstoffsenke zu werden. Neben Wasserstoff kommt im Szenario langfristig der Biomasse eine besondere Bedeutung zu. Als Hack-schnitzel angeliefert wird sie in den Werken zu Synthesegas umgesetzt (gasifiziert). Diese Gas-mischung aus Kohlenmonoxid, Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid kann zum einen als biogener

⁵ Der Energieträgereinsatz wurde hier nicht gemäß den Konventionen zur Bilanzierung des Endenergiebedarfs in der deutschen Energiebilanz bilanziert. Abweichend hiervon wurde das Kuppelgasaufkommen nicht mit dem Einsatz von Koks verrechnet. Der Einsatz von Kuppelgasen in den Öfen der Stahlindustrie und in den Hüttengaskraftwerken ist deshalb auch nicht als zusätzlicher Energiebedarf angegeben. Die Stromerzeugung aus Hüttengasen ist in den Ausweisungen des Umwandlungssektors berücksichtigt. Eine entsprechende Strom-Gutschrift wäre hier insofern möglich, erfolgte jedoch nicht.

⁶ Hier wurde davon ausgegangen, dass in eine wasserstoffbasierte DRI-EAF-Route investiert wird.

⁷ Der Kohlenstoff wird hier nicht zum Zweck der Reduktion selbst benötigt, sondern aus metallurgischen Gründen, zum Beispiel zur Schlackenbildung.

⁸ Im Szenario sind alle Standorte, an denen DRI produziert wird, 2030 bereits mit einer Wasserstoffpipeline verbunden.

Kohlenstofflieferant für die metallurgischen Prozesse dienen. Zum anderen kann sie auch die benötigte Wärmeenergie zum Vorheizen von DRI und Schrott sowie zum Wiedererwärmen des Rohstahls im Zuge des Warmwalzens liefern. Bei Verbrennung des Synthesegases in einem Oxyfuel-Ofen werden hohe CO₂-Konzentrationen im Abgas erreicht, sodass eine effiziente Abscheidung und Abgabe an ein CO₂-Netz mit anschließender geologischer Speicherung als Biomasse-CCS (BECCS) möglich ist. Das CO₂-Netz verbindet Deutschland über die Seehäfen mit geeigneten Offshore-Lagerstätten im europäischen Ausland.

Chemische Grundstoffe

Ein Großteil der Emissionen in der chemischen Industrie sind auf drei Bereiche zurückzuführen:

- die Spaltung von Kohlenwasserstoffen und Erzeugung sogenannter Plattformchemikalien im *Steamcracker*,
- die Wasserstofferzeugung, in erster Linie zur Produktion von Ammoniak, sowie
- die Bereitstellung von Dampf (und Strom) durch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) und Dampfkessel.

Die *Steamcracker* bilden neben der Chlor- und Ammoniakproduktion einen zentralen Ausgangspunkt für die Wertschöpfungsketten der chemischen Industrie. Ihre Hauptprodukte (Olefine und Aromaten) werden als *High Value Chemicals* (HVC) subsumiert und finden als sogenannte „Plattformchemikalien“ Eingang in verschiedene ein- oder mehrstufige Produktionsrouten hin zu den Polymeren. Die bisher in Europa vorherrschende Produktionsstruktur ist eine Einbettung der *Steamcracker* in Raffineriekomplexe und die Verwendung des von den Raffinerien destillierten Rohbenzins (Naphtha) als *Feedstock* für die *Steamcracker*. Im Zuge des Rückgangs der Produktionsmenge von Mineralölraffinerien ist absehbar eine Anpassung der Produktionsroute hin zu den Plattformchemikalien vonnöten.

Die in den vergangenen Jahren in Europa installierten neuen Produktionskapazitäten (allesamt an den europäischen Küstenstandorten) verwenden als Eingangsstoffe Nebenprodukte der Schiefergasförderung – in erster Linie Ethan und Propan – und produzieren dezidiert nur ein bestimmtes Hauptprodukt wie Ethylen oder Propylen. Sie können somit sehr gut in spezialisierte Kunststoffproduktionsstandorte mit Polyethylen- oder Polypropylen-Produktion (PE beziehungsweise PP) eingebunden werden und sind in diesem Produktspektrum wettbewerbsfähiger als Standorte im Binnenland.

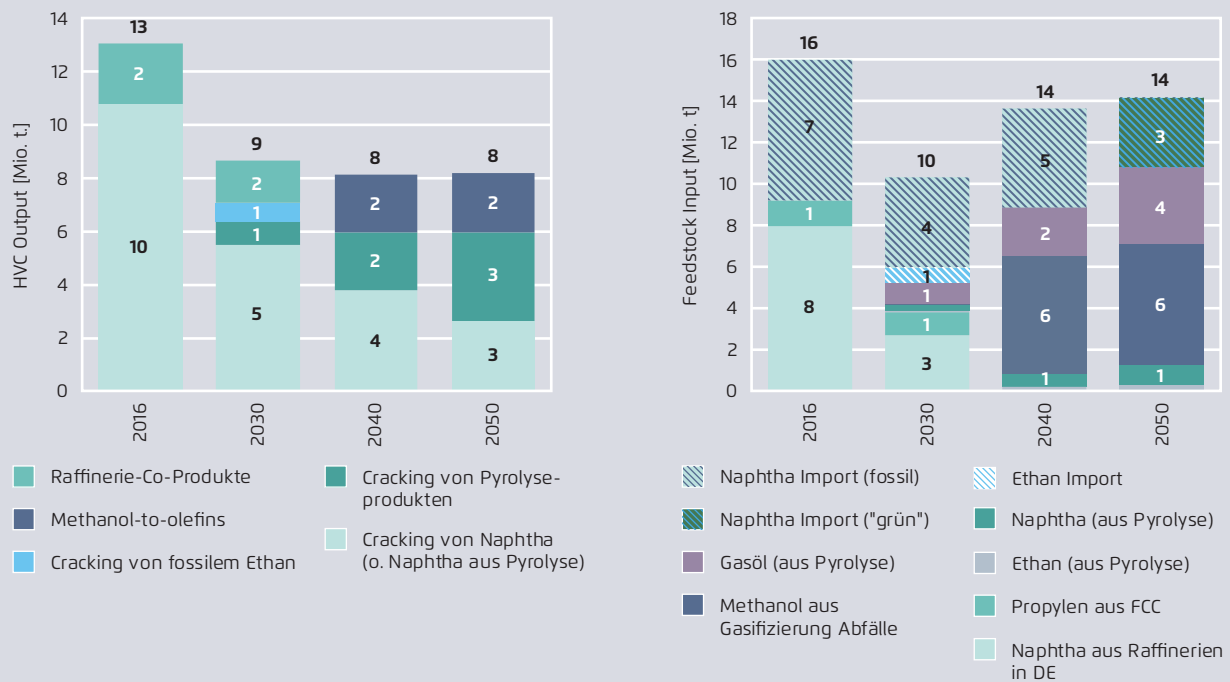
Als alternative Route zum *Steamcracker* steht für die Produktion von Olefinen zudem das *Methanol-to-Olefins*-Verfahren (MtO-Verfahren) zur Verfügung, das bereits heute im industriellen Maßstab verwendet wird, um Ethylen und Propylen zu erzeugen. *Methanol-to-Aromatics*-Verfahren (MtA) sind dagegen bisher nicht etabliert, ihre Produktausbeuten in Bezug auf die Einsatzmenge Methanol sind deutlich ungünstiger und die Anwendung des Verfahrens ist deshalb auch langfristig mit hohen Kosten verbunden (vgl. Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019).

In Deutschland machen die Cluster an Rhein und Ruhr sowie der Standort Ludwigshafen heute zusammen etwa 80 Prozent der *Steamcracker*-Kapazitäten aus. Dort sind die regionalen Wertschöpfungsketten besonders komplex und in besonderer Weise auf die effiziente Nutzung der gesamten Palette der Naphtha-Cracker-Produkte⁹ abgestimmt. Insofern sind diese Standorte in besonderer Weise auch auf *Steamcracker*-Produkte wie Butadien und Aromaten angewiesen, die mit heute verfügbarer Technologie nur relativ ineffizient in alternativen Routen (siehe oben zu *Methanol-to-Aromatics*) hergestellt werden können.

9 Die Palette der *High Value Chemicals* umfasst beim Naphtha-Cracking die Olefine Ethylen, Propylen und Butadien sowie als Aromaten Benzol, Toluol und Xylol.

HVC-Produktion nach Routen und Feedstock-Einsatz

Abbildung 31



Wuppertal Institut (2020)

An deutschen Standorten gibt es neben der Produktion der Standardpolymere wie Polyethylen, Polypropylen und Polyethylenterephthalat (PET) auch stark spezialisierte Anlagen wie zum Beispiel zur Produktion des Polyurethan-Vorprodukts Toluylen-diisocyanat (TDI), von denen es weltweit nur wenige gibt. Dies schafft eine starke Ausgangsposition dafür, dass Anlagen der chemischen Industrie, die die Plattformprodukte weiterverarbeiten, langfristig in Deutschland weiterbetrieben werden. Daher bleibt dieser bedeutende Teil der Wertschöpfung im Szenario Klimaneutral 2050 in Deutschland erhalten.

Im Zuge des Rückgangs der Produktionsmenge von Mineralölraffinerien und mit Blick auf eine Reduktion von Treibhausgasemissionen stellen sich die deutschen Standorte der Chemieindustrie im Szenario auf neue *Feedstocks* um. Die Abbildung oben zeigt die Produktion von HVC nach verschiedenen Routen über die Zeit (wozu heute auch die Co-Produkte aus den Raffinerien gehören) sowie den Einsatz von

Feedstock in den *Crackern* und MtO-Anlagen. Im Jahr 2050 werden 41 Prozent der Plattformchemikalien (HVC) durch das *Cracking* von Pyrolyseprodukten hergestellt, 32 Prozent durch das *Cracking* von (importiertem grünem) Naphtha und 28 Prozent über die MtO-Route.¹⁰

Wie die Abbildung zeigt, kommt der Pyrolyse von (gut sortierten) Kunststoffabfällen im Szenario KN2050 bereits 2030 eine wichtige Rolle zu. Sie ermöglicht den Einsatz von 1,3 Millionen Tonnen *Feedstock* in den bestehenden (aber umzurüstenden) *Steam*-

¹⁰ Im Vergleich zu den anderen hier dargestellten *Feedstocks* hat Methanol einen hohen Sauerstoffanteil, der erheblich zu dessen Gewicht beiträgt. Da der im Methanol gebundene Sauerstoff während der HVC-Produktion abgetrennt und nicht in die HVC eingebunden wird, deckt Methanol 2050 zwar 42 Prozent des *Feedstock*-Bedarfs ab, die methanolbasierte HVC-Produktion macht aber nur 28 Prozent der gesamten HVC-Produktion in Deutschland aus.

crackern (siehe auch Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019, Material Economics 2019, VCI 2019, Schneider et al. 2020).¹¹ Daneben wird 2030 über den Rhein fossiles Ethan importiert. Eine Gasifizierung von stark gemischten Abfällen mit anschließender Methanol-Synthese eröffnet langfristig den Weg zur Anwendung des MtO-Verfahrens. Die dem Szenario zugrunde liegenden Rechnungen zeigen, dass MtO in Deutschland eine ergänzende Rolle spielen kann, aber dass die *Steamcracker* insbesondere an den deutschen Standorten auch zukünftig einen zentralen Beitrag zur Versorgung mit Plattformchemikalien leisten werden. Damit sie im europäischen Verbund weiter produzieren können, müssen sie im Rahmen ihres ohnehin anstehenden Reinvestitionszyklus im Hinblick auf den eingesetzten *Feedstock* flexibilisiert werden. Nur so können sie bereits mittelfristig Pyrolyseprodukte und Import-Ethan, langfristig (2050) auch „grünes“ Naphtha (aus *Power-to-Liquid*-Verfahren) verwenden. Im Jahr 2050 kommen etwa 3,4 Millionen Tonnen hiervon über die bereits vorhandenen *Feedstock*-Pipelines ins Land. Analog zu den Annahmen im Hinblick auf die Versorgung mit Kraftstoffen geht das Szenario davon aus, dass ein solcher synthetisch hergestellter *Feedstock* (grünes Naphtha) im Jahr 2050 auf den Weltmärkten gehandelt werden wird und über die Seehäfen und bestehenden Pipelines zu sehr niedrigen Transportkosten importiert werden kann.

Eine Produktion von Plattformchemikalien auf Basis von importiertem grünem Methanol ist langfristig in Europa ebenfalls möglich und könnte unter sehr günstigen Bedingungen zu CO₂-Vermeidungskosten

in Höhe von unter 100 Euro pro Tonne CO₂ erfolgen (vgl. Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019). Gegenüber der Naphtha-Route ist diese Route für Küstenstandorte mit ausschließlichem Ethylen- oder Propylen-Bedarf wirtschaftlich vorteilhaft. In den durchgeführten Simulationsrechnungen werden die entsprechenden Anlagen auch aufgrund einer fehlenden Pipelineinfrastruktur jedoch nicht an Standorten des Binnenlandes errichtet.¹² Die HVC-Produktion aus importiertem grünem Methanol spielt daher im Szenario KN2050 für Deutschland keine Rolle.

Die Ammoniakproduktion bildet den zweiten emissionsintensiven Ausgangspunkt für Wertschöpfungsketten. Auch Ammoniak geht in einige Polymer-Produktionsketten ein, wird jedoch ganz überwiegend in der Düngemittelherstellung verwendet. Im Haber-Bosch-Verfahren werden Wasserstoff und Stickstoff zu Ammoniak synthetisiert. Die heutigen Emissionen sind in allererster Linie auf die Wasserstoffbereitstellung zurückzuführen. Eine klimaneutrale Ammoniakproduktion baut also langfristig auf erneuerbar erzeugtem Wasserstoff auf. Im Szenario Klimaneutral 2050 setzt die Industrie mittelfristig auch fossilen Wasserstoff mit Kohlenstoffabscheidung in ihren bestehenden Haber-Bosch-Anlagen ein. Der Wasserstoff wird jedoch nicht an den Standorten selbst produziert, sondern über Pipelines bezogen. Gerade bei Ammoniak stellt sich langfristig aber auch die Frage, ob er überhaupt noch in Mitteleuropa erzeugt werden wird. Durch seine gute Transportfähigkeit könnte er ähnlich wie grünes Naphtha (und günstiger als Wasserstoff) importiert werden (vgl. IEA 2019).

Den größten Block an den heutigen Emissionen der chemischen Industrie stellen die Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. In der chemischen Industrie

11 In den Simulationsrechnungen wird Europa insgesamt betrachtet, und die dort ermittelten Abfallmengen zum Einsatz in Pyrolyse sind über Europa insgesamt verfügbar. Die für Deutschland ermittelte Einsatzmenge von 1,3 Millionen Tonnen lässt sich jedoch nicht allein aus in Deutschland abfallenden Mengen erzeugen. Wir gehen davon aus, dass ein Teil der Pyrolyse-Produkte über die Seehäfen nach Deutschland kommt. Rotterdam und Antwerpen könnten ihre heute schon bestehende Hub-Funktion für Kunststoffabfälle weiter ausbauen.

12 Ein Umstand, der sich langfristig ändern könnte, falls zum Beispiel Rohölpipelines umgenutzt werden. Die Hafenstandorte haben in Bezug auf die Nutzung von importiertem Methanol jedoch einen Startvorteil.

werden diese überwiegend wärmegeführt betrieben. Sie liefern – neben konventionellen mit Erdgas betriebenen Dampfkesseln – den benötigten Prozessdampf, der überwiegend in kontinuierlich betriebenen Prozessen benötigt wird. Der Dampf wird in der chemischen Industrie einerseits als Wärmeträger, andererseits auch stofflich als Lösungsmittel beziehungsweise Wasserstofflieferant eingesetzt. Entsprechend des Szenarios zur Stromerzeugung läuft die Dampfbereitstellung aus KWK-Anlagen langfristig (bis zum Jahr 2050) aus. Die Dampfversorgung wird in diesem Zuge auf einen Mix aus Erzeugungstechnologien umgestellt: Elektrodenkessel und Hochtemperaturwärmepumpen können aufgrund der Knappheit von erneuerbarem Strom nur ein Teil der Lösung sein und insbesondere bis 2030 trotz teilweise niedriger CO₂-Vermeidungskosten (vgl. Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019) nur geringe Beiträge zur Vermeidung von Treibhausgasen leisten. Aufgrund der starken räumlichen Konzentration von Dampfsenken in Chemieparks und des damit verbundenen hohen Energiebedarfs der Dampfbereitstellung bietet sich bereits mittelfristig Wasserstoff als Energieträger an, da er in großen Mengen kosteneffizient über Pipelines angeliefert werden kann. Langfristig sieht das Szenario insbesondere die Verwendung von Biomasse vor, um über die Kombination mit CCS Negativ-Emissionen zu erreichen. Auch hier ist die starke Konzentration der Dampfsenken der entscheidende Grund. Die Dampfversorgung muss also innerhalb von etwa 20 Jahren zweimal umgestellt werden. Diese Herausforderung bewältigt die Industrie im Szenario, indem sie im Rahmen von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen nur noch in Kessel investiert, die mit „Flex-Brennstoff“ betrieben werden können. Diese werden dann zunächst mit Wasserstoff (und gegebenenfalls noch Erdgas) und später mit Synthesegas (bestehend aus Wasserstoff, Kohlenmonoxid und Kohlendioxid) betrieben. Die für den ersten Umstieg benötigte Wasserstoffinfrastruktur wird von den Unternehmen nach der Umstellung auf Biomasse (wenn auch in geringerem Umfang) für die stoffliche Nutzung von Wasserstoff eingesetzt. Darüber hinaus können die mit Wasserstoff versorg-

ten Industrieparks auch Standorte für die Wasserstoffrückverstromung werden, insofern sie sich innerhalb von regionalen Schwerpunkten der Stromnachfrage befinden.

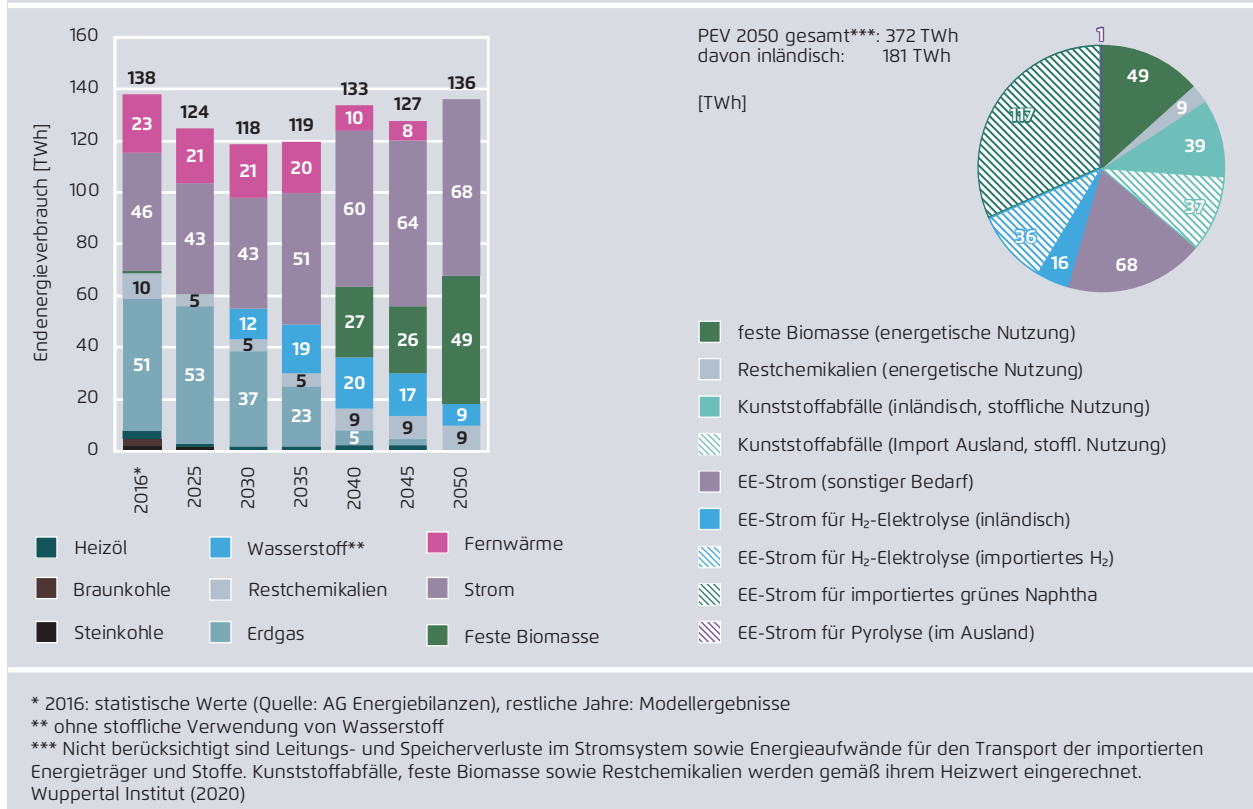
Aus diesen Entwicklungen ergibt sich im Szenario Klimaneutral 2050 der Energieverbrauch der Grundstoffchemie¹³. Der Endenergieverbrauch bleibt langfristig in etwa auf dem heutigen Niveau. Strom wird durch den zusätzlichen Bedarf für die Dampfbereitstellung zum wichtigsten Energieträger. Feste Biomasse wird zur Dampfbereitstellung Hauptenergieträger und nimmt – aufgrund der zentralen Rolle der Dampfbereitstellung für den gesamten Energiebedarf der Grundstoffchemie – ab 2040 eine zentrale Rolle ein. Der Wasserstoffbedarf ist durch verschiedene Entwicklungen geprägt. Während eine sinkende Ammoniakproduktion die Nachfrage nach stofflich verwendetem Wasserstoff bis 2030 sinken lässt,¹⁴ entsteht im Zeitraum 2030 bis 2045 ein Bedarf für eine energetische Nutzung von Wasserstoff in der Dampfbereitstellung. Darüber hinaus wird Wasserstoff zunehmend auch für die Bereitstellung von

13 Die Gründe für diesen im Vergleich zu Szenarien in anderen Studien (zum Beispiel Szenario „Treibhausgasneutralität“ des VCI 2019 und Szenario „EL95“ der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“) im Jahr 2050 niedrigen Endenergieverbrauch sind vielschichtig: 1) Im Szenario KN2050 wird eine im Vergleich geringere inländische Nachfrage nach Naphtha unterstellt. Hintergrund ist ein Rückgang der inländischen HVC-Produktion infolge einer Verlagerung der Produktion an Küstenstandorte im außereuropäischen Ausland durch Marktkräfte. 2) Eine weitere Reduktion des Naphtha-Bedarfs entsteht durch einen höheren Anteil an Kunststoffrecycling. 3) Zudem wird (grünes) Naphtha in einem Umfang importiert, für dessen inländische Produktion mittels Fischer-Tropsch-Synthese 117 TWh Strom benötigt würden. 4) Auf elektrische *Steamcracker* wird aus Gründen der Wirtschaftlichkeit verzichtet. 5) Es wird ein Rückgang der Ammoniakproduktion in Übereinstimmung mit dem Szenario zur Landwirtschaft unterstellt.

14 Nicht in der Abbildung zum Endenergieverbrauch enthalten. Die stofflich genutzte Menge H₂ ist 20 TWh in 2016 und 13 TWh in 2030.

Grundstoffchemie: Endenergieverbrauch und Primärenergieverbrauch im Jahr 2050

Abbildung 32



Hochtemperaturwärme als Ersatz von Erdgas energetisch sowie in der MtO-Route stofflich genutzt. Die Menge an „Restchemikalien“, die in den *Steam-crackern* anfallen und energetisch verwertet werden, nimmt durch einen erhöhten Anteil an abfallbasierten *Feedstocks* im Zeitraum ab 2035 zu.

Im Jahr 2050 werden 68 TWh erneuerbarer Strom aus heimischer Produktion direkt genutzt, sowie 16 TWh Strom für die Erzeugung von 10 TWh grünem Wasserstoff aufgewendet. Darüber hinaus werden 23 TWh Wasserstoff importiert, für dessen Herstellung mittels Elektrolyse 36 TWh erneuerbaren Stroms aufgewendet werden. Für die Herstellung des importierten grünen Naphthas (41 TWh) werden weitere 117 TWh erneuerbarer Strom benötigt. Auch die Pyrolyse der importierten Pyrolyseprodukte erfordert erneuerbaren Strom (1 TWh). Insgesamt benötigt die Chemieindustrie somit im Jahr 2050 239 TWh Strom aus erneuerbaren Quellen (im In- und Ausland).

Zementindustrie

Für eine Transformation zu einer (nahezu) klimaneutralen Zementproduktion sind im Szenario zwei Strategien zentral: der effiziente Einsatz von Zementklinker¹⁵ sowie CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS).

Der effiziente Einsatz von Zementklinker umfasst die gesamte Wertschöpfungskette Betonbau und beinhaltet:

→ eine Reduktion des Zementklinkeranteils in Zementen durch den Einsatz innovativer Hauptbe-

¹⁵ Zementklinker ist der zentrale Bestandteil von Zement, der in verschiedenen Zementarten zu unterschiedlichen Anteilen durch weitere Hauptbestandteile (zum Beispiel Hüttensand, gemahlener Kalkstein) ergänzt wird. Die Herstellung von Zementklinker ist ein energieintensiver Hochtemperaturprozess, bei dem durch die Entsäuerung von Kalkstein auch prozessbedingte CO₂-Emissionen entstehen.

standteile (zum Beispiel Betonbrechsande, kalzierte Tone),

- die Reduktion des Zementanteils in Beton, unter anderem durch optimierte Korngrößenverteilung der Betonaggregate und verbesserte Betonzusatzmittel, sowie
- den mengenoptimierten Einsatz von Beton in Betonbauteilen zum Beispiel durch Carbon-Beton und eine intelligente Geometrie von Bauteilen.¹⁶

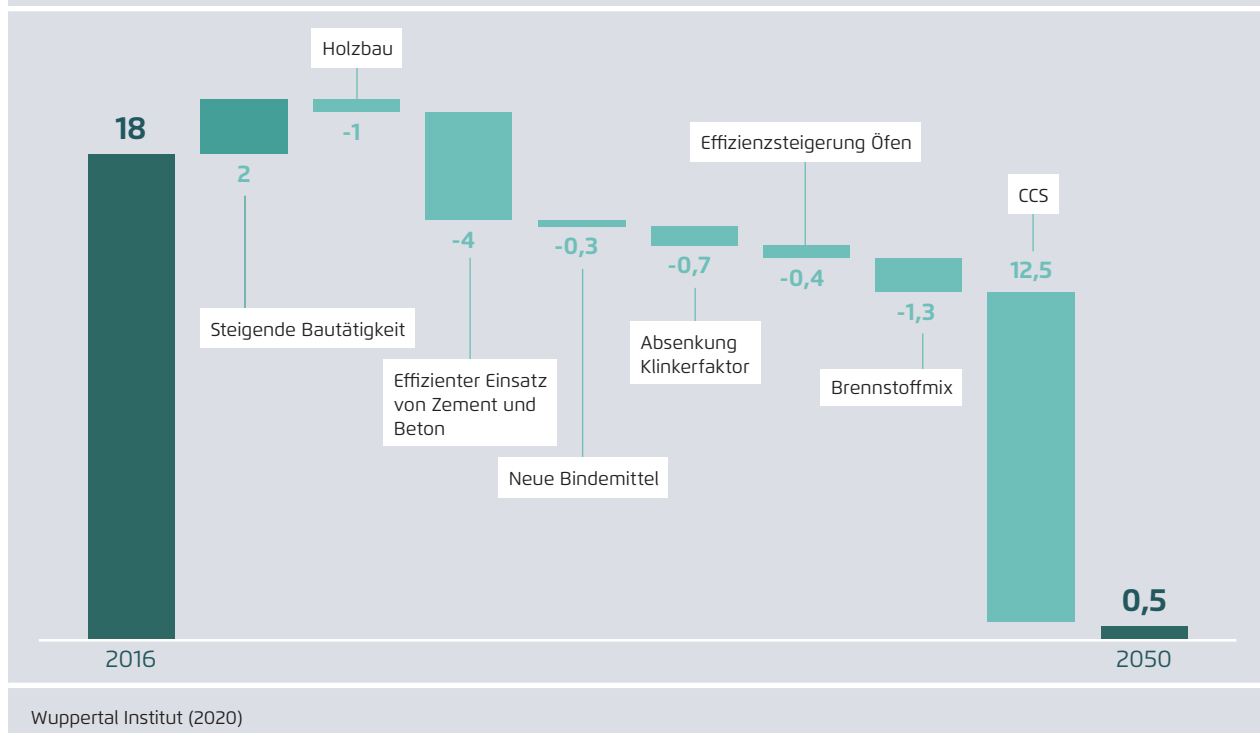
¹⁶ Die sich aus dem Szenario zur Stahlindustrie ergebenden, insbesondere nach 2025 stark rückläufigen Hüttensandmengen wurden berücksichtigt und können im Szenario durch Fortschritte beim Einsatz innovativer Zementhauptbestandteile kompensiert werden. Der Klinkerfaktor bleibt im Szenario bis circa 2040 nahezu konstant (-0,73) und kann bis 2050 auf 0,68 abgesenkt werden. Der sich aus dem Szenario für die Stromproduktion ergebende Wegfall von Flugasche wird durch Fortschritte in der Betontechnik kompensiert. Im Zeitraum 2030 bis 2050 kann im Szenario der Zementanteil in Beton darüber hinaus um 10 Prozent gesenkt werden.

Im Szenario wird zudem eine moderate Fortsetzung des in den vergangenen Jahren zu beobachtenden Anstiegs des Holzbauanteils im Wohnungsbau von 16 Prozent im Jahr 2016 auf 24 Prozent im Jahr 2050 sowie ein ebenfalls moderater Anstieg im Nichtwohnungsbau von 19 Prozent im Jahr 2016 auf 22 Prozent im Jahr 2050 angenommen.¹⁷ Der Einsatz neuer Bindemittel, die konventionelle Zemente in bestimmten Anwendungen substituieren können, steigt im Szenario ab 2030 bis auf einen Marktanteil von fünf Prozent im Jahr 2050. Diese neuen Bindemittel erlauben im Mittel eine Reduktion der spezifischen CO₂-Emissionen um 30 Prozent gegenüber dem Durchschnitt konventioneller Zemente im Basisjahr. Durch diese Maßnahmen ergibt sich in Summe bis 2050 – trotz steigender Bautätigkeit – ein leichter Rückgang in der Zement-

¹⁷ Prozentangaben bezogen auf die Anzahl genehmigter Gebäude

Minderungsbeiträge einzelner Strategien in der Zementindustrie (Mio. t. CO₂-Äq.)

Abbildung 33



produktion sowie ein etwas stärkerer Rückgang bei der Produktion von Zementklinker.

Zementklinker bleibt im Szenario jedoch ein bis zum Jahr 2050 unverzichtbarer Werkstoff. Da seine Produktion mit prozessbedingten Emissionen verbunden ist, erscheint der Einsatz von CCS aus heutiger Sicht unumgänglich, um in der Zementindustrie (nahezu) Klimaneutralität zu erreichen. Es wird für das Szenario angenommen, dass die Oxyfuel-Technologie zur CO₂-Abscheidung an Zementöfen im industriellen Maßstab zwischen 2025 und 2030 verfügbar sein wird und damit eine CO₂-Abscheiderate von 90 Prozent (ab 2040 sogar 95 Prozent) erreicht werden kann. Reinvestitionen in Zementöfen erfolgen ab circa 2030 nur noch in Öfen mit Oxyfuel-Technologie. Öfen, die vorher reinvestiert werden, werden als *Carbon Capture Ready* angenommen. Eine Nachrüstung mit der Oxyfuel-Technologie erfolgt an solchen Anlagen nach 20 Betriebsjahren. An Standorten, die perspektivisch nicht an eine CO₂-Infrastruktur angebunden werden können, werden Öfen am Ende ihrer angenommenen technischen Lebensdauer (60 Jahre) nicht reinvestiert.

Ein weiterer wichtiger Baustein zur Reduktion der CO₂-Emissionen der Zementindustrie ist eine (weitere) Umstellung des Brennstoffmix. Wir führen im Szenario den historischen Trend zum verstärkten Einsatz von Alternativbrennstoffen aus Abfällen fort – dieser erreicht im Jahr 2050 circa 90 Prozent. Der biogene Anteil des in den Alternativbrennstoffen enthaltenen Kohlenstoffs verbleibt dabei auf dem heutigen Niveau (34 Prozent).¹⁸ In Ergänzung werden

zunehmend biogene Brennstoffe aus Energiepflanzenanbau als Ersatz für die verbleibenden 10 Prozent fossiler Brennstoffe eingesetzt: feste Biomasse als Holzhackschnitzel sowie Biomethan beziehungsweise am Standort aufbereitetes Biogas.

Der anteilige Einsatz biogener Brennstoffe in Kombination mit CCS ermöglicht den Entzug von CO₂ aus der Atmosphäre (negative Emissionen). An vielen Standorten können im Jahr 2050 durch den hohen Anteil biogener Brennstoffe (43 Prozent bezogen auf den Energieeintrag) in Kombination mit effektivem CCS (Abscheiderate: 95 Prozent) die verbleibenden, unvollständig abgeschiedenen prozessbedingten und fossilen Emissionen überkompensiert werden, sodass diese Standorte in ihrer Bilanz Netto-Negativ-Emissionen erreichen. Verbleibende Restemissionen der Zementindustrie an Standorten ohne CCS können hierdurch mit Blick auf die gesamte deutsche Zementindustrie im Jahr 2050 nahezu kompensiert werden.

Trotz fortgesetzter Effizienzsteigerungen kann die Zementindustrie spürbare absolute CO₂-Minderungen erst im Zeitraum nach 2030 vorweisen. Steigende Bautätigkeit sowie der Wegfall von Hütensand und Flugaschen als wichtige Rohstoffe der Zement- und Betonindustrie müssen zunächst kompensiert werden, während innovative Zemente und neue Bindemittel noch Zeit für Entwicklung und Normierungsverfahren benötigen. Die CCS-Technologien sind neben weiterer Technologieentwicklung vor allem auf den Aufbau einer entsprechenden CO₂-Infrastruktur angewiesen, welcher ebenfalls vor 2030 schwerlich realisiert werden kann.

Abbildung 33 fasst die Auswirkungen der verschiedenen Minderungshebel in der Zementindustrie zusammen.

Weitere Industrien

Signifikante CO₂-Emissionen entstehen auch bei der Herstellung von Glas, Kalk, Nichteisenmetallen und Papier. Des Weiteren spielen in vielen Industriebe-

18 Wir bezeichnen als Alternativbrennstoffe sämtliche abfallbasierten Brennstoffe. Biogener Kohlenstoff ist enthalten in Klärschlamm, Tiermehl, Altholz, Zellstoff, Papier, Pappe, in Autoreifen (biogene Kautschukanteile) und weiteren als Brennstoff verwendeten Abfällen wie organischen Destillationsrückständen. Speziell für die energetische Verwendung angebaute Energiepflanzen sowie Biogas und Biomethan subsumieren wir nicht unter Alternativbrennstoffe, sondern weisen diese gesondert aus.

reichen genutzte Querschnittstechnologien, insbesondere für die Bereitstellung von Prozesswärme, eine bedeutende Rolle.

Die heute verwendeten fossilen Brennstoffe werden soweit technisch möglich durch Elektrifizierung vermieden und die restlichen fossilen Brennstoffe durch klimafreundliche ersetzt. Dies beinhaltet eine Ausweitung des strombasierten Anteils der Wärmebereitstellung in der Behälterglasherstellung auf (maximal) 36 Prozent sowie bei Flachglas auf (maximal) 16 Prozent bezogen auf den Endenergiebedarf und – an geeigneten Standorten – eine Beimischung von Wasserstoff in die in der Glasindustrie verwendeten Brenngase von 50 Prozent (bezogen auf das Volumen).¹⁹ Verbleibende Erdgasmengen werden durch Biogas beziehungsweise –methan ersetzt.

Bezüglich der Herstellung von Nichteisenmetallen unterstellen wir, dass der heute in Kupolöfen eingesetzte Koks nach 2040 durch biogenen Kohlenstoff sowie Erdgas überwiegend durch Wasserstoff und teilweise durch eine Elektrifizierung der Wärmebereitstellung ersetzt wird.

In der Kalkindustrie wird der Einsatz von Alternativbrennstoffen auf (bis zu) 100 Prozent erhöht. Verbleibende Erdgasmengen werden je nach angenommener Verfügbarkeit am Standort durch Wasserstoff, Biomethan oder am Standort aufgereinigtes Biogas ersetzt.

In der Papierindustrie spielt die Wärmebereitstellung über Dampf aus KWK-Anlagen oder Heizkesseln heute die zentrale Rolle für die CO₂-Emissionen. Da KWK-Anlagen mit ihrer geringen Flexibilität bei der Stromproduktion im modellierten Stromsystem 2050 keine Rolle mehr spielen, verlagert sich die

Wärmebereitstellung stärker auf strombasierte (circa 20 Prozent) beziehungsweise mit Biomasse befeuerte (circa 30 Prozent) Heizkessel. Zudem kann ein Teil der Prozesswärme durch Hochtemperaturwärmepumpen (circa 30 Prozent) bereitgestellt werden. Fernwärme (circa 20 Prozent) spielt auch im Jahr 2050 eine große Rolle.²⁰

Prozessbedingte CO₂-Emissionen entstehen in der Glasindustrie (Zersetzung der im Gemenge befindlichen Karbonate, zum Beispiel Soda), der Kalkindustrie (Entsäuerung von Kalkstein) sowie bei der Herstellung von Aluminium (Abbrand von aus Petrolkoks und Steinkohlenteerpech hergestellten Anoden). Um ein Entlassen dieser prozessbedingten Emissionen in die Atmosphäre möglichst weitgehend zu vermeiden, erfolgt im Szenario an Produktionsstandorten dieser Industrien, die im Einzugsbereich der angenommenen CO₂-Infrastruktur liegen, eine Abscheidung der dort anfallenden prozessbedingten und brennstoffbedingten CO₂-Mengen mit einer Abscheiderate von 90 Prozent unter Einsatz einer Aminwäsche.

3.4 Gebäude

3.4.1 Zielbild und Ausgangslage

Die THG-Emissionen des Gebäudesektors verringerten sich zwischen 1990 und 2016 von 210 Mio. t CO₂-Äq auf rund 125 Mio. t CO₂-Äq (minus 40 Prozent). Wichtige Ursachen für die Reduktion waren die Substitution weg von der Kohle, und ab dem Jahr 2000 auch weg vom Heizöl. Die verbesserten Nutzungsgrade der Wärmeerzeuger (Brennwerttechnologie), die gesteigerte Gebäudeeffizienz durch Sanierungen und das Aufkommen von Erneuerbaren Energien zur Wärmeerzeugung waren weitere wichtige Faktoren zur Emissionsreduktion.

Gemäß dem aktuellen Klimaschutzgesetz (KSG) sollen bis zum Jahr 2030 die THG-Emissionen im Gebäu-

¹⁹ Im Jahr 2050 erreicht im Szenario ein Drittel der Glasschmelzwannen den maximalen Elektrifizierungsgrad. Beimischung von H₂ ins Brenngas erfolgt im Szenario an Standorten, die an eine H₂-Infrastruktur angeschlossen sind.

²⁰ Die Prozentangaben sind jeweils bezogen auf die über Dampf bereitgestellte Energiemenge.

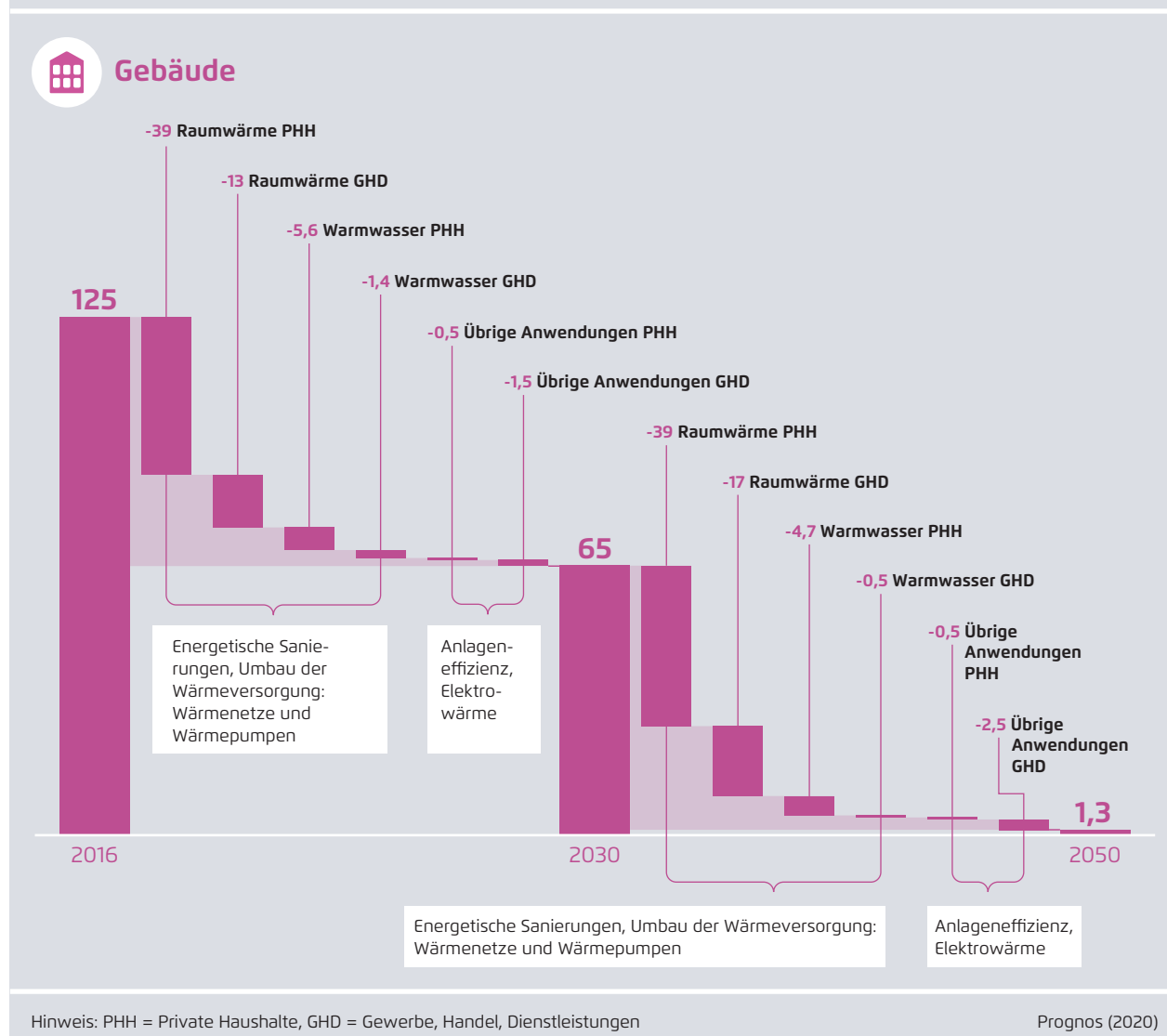
desektor auf maximal 70 Mio. t CO₂-Äq gesenkt werden. Mit den im Herbst 2019 verabschiedeten Maßnahmen des Klimaschutzprogramms werden die Emissionen bis 2030 voraussichtlich auf 78 Mio. t CO₂-Äq (Prognos et al.) bis 87 Mio. t CO₂-Äq (Öko-Institut et al.) reduziert. Die bisher verabschiedeten Maßnahmen sind noch nicht ausreichend. Ohne zusätzliche Maßnahmen ist mit einer deutlichen Verfehlung der Reduktionsziele zu rechnen.

Im Szenario KN2050 wird das Reduktionsziel des KSG für das Jahr 2030 unterschritten, die THG-Emissionen des Gebäudesektors werden auf 65 Mio. t CO₂-Äq reduziert. Nach 2030 werden die THG-Emissionen im Hauptszenario KN2050 weiter vermindert, bis 2050 sollen keine nennenswerten Mengen an Treibhausgasen emittiert werden.

Die Reduktion der THG-Emissionen im Gebäudesektor ist anspruchsvoll, aber erreichbar. Eine große Herausforderung ist die lange Lebensdauer der

Reduktion der Treibhausgasemissionen bei den Gebäuden (Mio. t CO₂-Äq.)

Abbildung 34



Wärmeerzeuger und der Bauteile der Gebäudehüllen. Dadurch wird jedes Jahr nur ein geringer Anteil des Gebäude- und Anlagenbestands ersetzt oder modernisiert. Die damit verbundene Trägheit erschwert die rasche Reduktion der Emissionen. Entsprechend wichtig ist es, die anfallenden Ersatzzyklen zu nutzen und dabei die notwendigen Effizienz- beziehungsweise Dekarbonisierungsmaßnahmen umzusetzen.

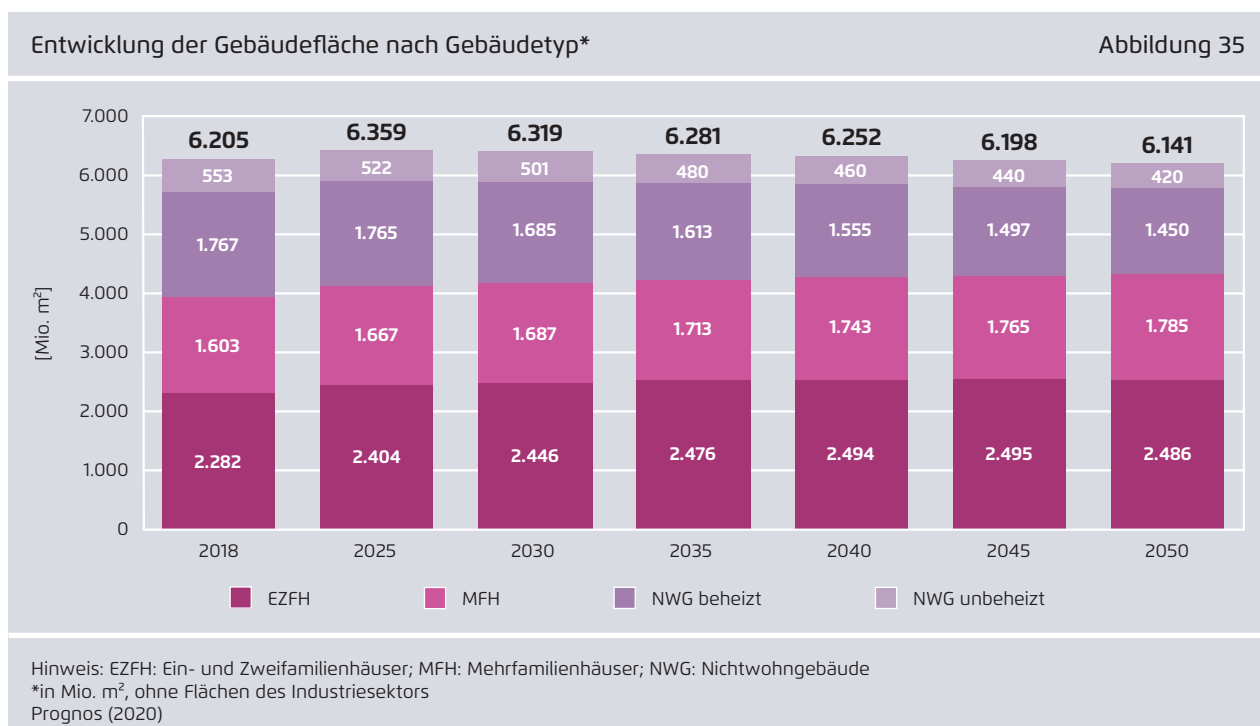
Zentrale Maßnahmen zur Erreichung des Reduktionsziels im Szenario KN2050 sind die Umstellung der Wärmeversorgung sowie die Verbesserung der Effizienz bei Gebäudehüllen und Anlagen.

Bei der Wärmeversorgung gewinnen die elektrische Wärmepumpe und Wärmenetze stark an Bedeutung. Hingegen werden ab 2025 keine neuen Wärmeerzeuger auf Basis von Heizöl oder Gas installiert. Der Weiterbetrieb bestehender Anlagen bis ans Ende der Lebensdauer (maximal 30 Jahre) bleibt erlaubt. Der Einsatz von Biomasse wird durch die verfügbaren Potenziale begrenzt.

Der durch Effizienzsteigerungen bei Elektrogeräten niedrigere Strombedarf führt zu einer Emissionsminderung im Sektor der Energiewirtschaft.

3.4.2 Entwicklung der Gebäudeflächen

Dominiert wird der Energieverbrauch des Gebäudesektors durch den Verwendungszweck Raumwärme. Die Höhe des Raumwärmeverbrauchs steht in engem Zusammenhang mit der beheizten Gebäudefläche. Die Entwicklung der Gebäudefläche ist an die Bevölkerung geknüpft. In der Regel belegt jeder Haushalt eine Wohnung. Die Zahl der Haushalte ist dadurch ein wichtiger Treiber für die Entwicklung der Gesamtwohnfläche. Die Bevölkerung wächst bis zum Jahr 2025 und nimmt dann kontinuierlich ab (Kapitel 2.4). Aufgrund der rückläufigen mittleren Haushaltsgröße (Ein- und Zweipersonenhaushalte gewinnen im Zeitverlauf an Bedeutung) steigt jedoch die Zahl der Haushalte bis zum Jahr 2040 weiter an. Danach überwiegt der Einfluss der abnehmenden Bevölkerung und die Zahl der Haushalte wird rückläufig. Aufgrund der abnehmenden mittleren Haushaltsgröße und von Wohlstandseffekten steigt die Pro-Kopf-Wohnfläche



von 45 m² im Jahr 2018 auf 52 m² im Jahr 2050. Die Gesamtwohnfläche steigt von 3.885 Mio. m² im Jahr 2018 über 4.132 Mio. m² im Jahr 2030 auf 4.271 Mio. m² im Jahr 2050 (Abbildung 35).

Die Gebäudeflächen der Nichtwohngebäude (NWG) des GHD-Sektors werden in der Modellierung anhand der Zahl der Erwerbstätigen nach Branchen sowie der branchenspezifischen Fläche je Erwerbstätigen hergeleitet. Die Zahl der Erwerbstätigen geht mittel- und längerfristig deutlich zurück. Ursachen sind die rückläufige Bevölkerung und der abnehmende Anteil der Bevölkerung im Erwerbsalter (aufgrund der älter werdenden Bevölkerung). Die Gesamtfläche der NWG im GHD-Sektor nimmt ab von 2.319 Mio. m² im Jahr 2018 über 2.187 Mio. m² im Jahr 2030 auf 1.870 Mio. m² im Jahr 2050. Dies entspricht einem Rückgang von annähernd 20 Prozent. Rund 20 bis 25 Prozent der NWG-Fläche wird nicht beheizt, dieser Teil der Fläche hat keinen Einfluss auf den Raumwärmebedarf.

3.4.3 Effizienzentwicklung Gebäudehülle: energetische Sanierungen

Energetische Sanierungen der Gebäudehülle sind eine zentrale Effizienzmaßnahme zur Reduktion des Raumwärmebedarfs und der damit verbundenen THG-Emissionen. Hierbei spielen sowohl die Sanierungsrate, als Maß für die Häufigkeit getätigter Sanierungsmaßnahmen (Wie viele Bauteile werden im Gebäudebestand modernisiert?), als auch die Qualität beziehungsweise Sanierungstiefe der durchgeführten Sanierungsmaßnahmen eine Rolle (Welche Dämmstärke wird gewählt? Wird eine Zwei- oder Dreifachverglasung eingesetzt?). Bei energetischen Sanierungen können entweder einzelnen Bauteile modernisiert werden, zum Beispiel die Fenster oder das Dach, oder es wird die gesamte Außenhülle modernisiert. Entsprechend wird unterschieden zwischen Teilsanierungen und Gesamt- beziehungsweise Vollsaniierungen. Bei der Modellierung werden Teilsanierungen als Vereinfachung zu Gesamt- beziehungsweise Vollsaniierungen zusammengefasst und in Vollsaniierungsäquivalenten ausgedrückt. Die im Folgenden

genannten Sanierungsraten beziehen sich ebenfalls auf Vollsaniierungsäquivalente. Dabei gilt: Je geringer der Energieverbrauch nach einer Vollsanierung ausfällt, desto höher ist die Sanierungstiefe der gewählten Sanierungsmaßnahmen.

Gemäß einer aktuellen Erhebung des Institut Wohnen und Umwelt (IWU) zur Sanierungstätigkeit wurden bei Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH) im Zeitraum 2010 bis 2016 jährlich rund 1,4 Prozent der Altbauten energetisch saniert, bei Mehrfamilienhäusern (MFH) rund 1,6 Prozent (IWU 2018).²¹ Umgerechnet auf den gesamten Gebäudebestand, also inklusive der Gebäude mit Baujahr jünger als 1978, ergeben sich jährliche Sanierungsraten von rund 1 Prozent bei den EZFH und annähernd 1,4 Prozent bei den MFH. Die einzelnen Bauteile zeigen deutliche Unterschiede bei der Sanierungshäufigkeit. Vergleichsweise hoch sind im Altbau die jährlichen Modernisierungsraten bei den Bauteilen Fenster (circa 2,5 Prozent) und Dach-/Obergeschoss (2,3 Prozent). Bei Fassaden beträgt der Anteil hingegen nur 1,1 Prozent, bei den Böden sogar weniger als 1 Prozent. Aufgrund der geringen jährlichen Modernisierungsraten verbessern die Sanierungsmaßnahmen nur langsam die energetische Qualität des Gebäudebestands und der Raumwärmeverbrauch nimmt nur langsam ab.

Im Hauptszenario wird die Sanierungsaktivität deutlich angehoben. Die jährlichen Sanierungsraten steigen bei EZFH auf rund 1,5 Prozent, bei MFH und NWG auf 1,7 Prozent, jeweils bezogen auf den Gesamtbestand. Damit einher geht eine Zunahme der jährlich energetisch sanierten Wohnfläche um rund 50 Prozent gegenüber 2018. Bei den NWG fällt die absolute Zunahme der jährlich sanierten Fläche

21 Die Ersatzraten der Bauteile Fenster, Außenwände, Dächer und Böden wurden anhand bauteilspezifischer Gewichtungsfaktoren zu Vollsaniierungsraten umgerechnet. Der Altbau bezieht sich in der IWU-Studie auf Gebäude mit Baujahr bis 1978.

geringer aus, was auf die abnehmende Fläche im Sektor GHD zurückzuführen ist.

Die Sanierungstiefe lässt sich aus den erzielten Einsparungen ersehen: Aktuell liegt der mittlere flächenspezifische Heizwärmebedarf nach Gesamt-sanierungen im EZFH-Segment bei schätzungsweise 80 bis 85 kWh/m² Wohnfläche, im Bereich der MFH bei rund 60 bis 65 kWh/m². Im Hauptszenario reduziert sich dieser mittlere spezifische Heizwärmebedarf bei Gesamt-sanierungen bei EZFH auf etwa 60 kWh/m² (dies entspricht in etwa dem KfW-Effizienzhausstandard 70 oder besser), bei MFH auf 40 bis 45 kWh/m² (dies entspricht in etwa dem KfW-Effizienzhausstandard 55; spezifische Verbrauchswerte bezogen auf die Nutzenergie für Raumwärme, ohne Warmwasser).

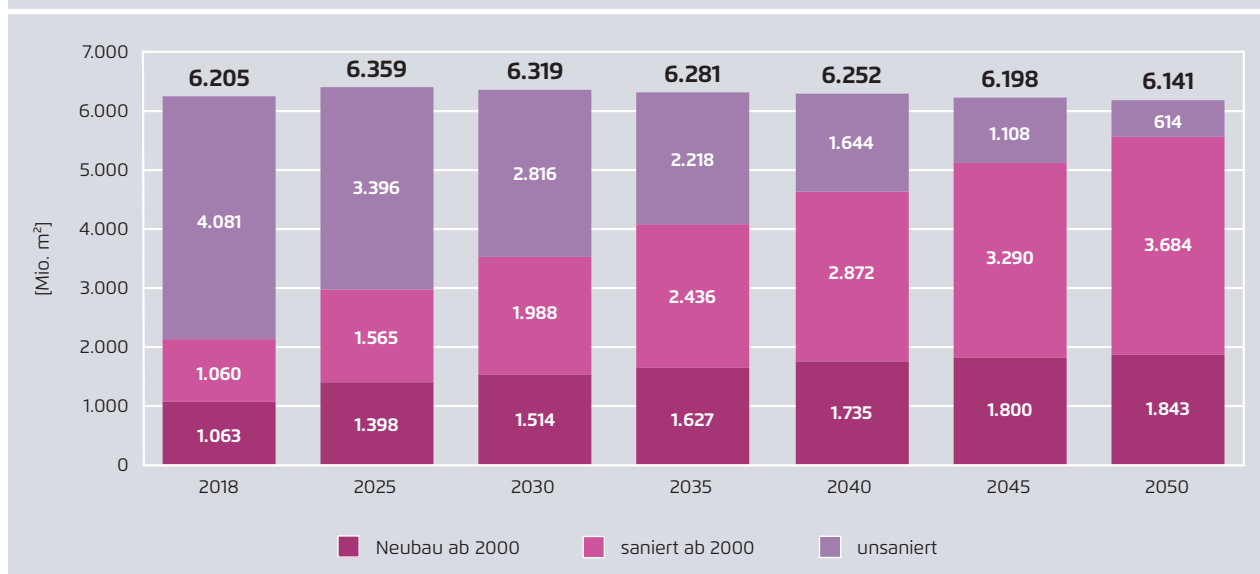
Die gesteigerte Sanierungsrate und die Sanierungstiefe sind teilweise auf die autonome Technikentwicklung zurückzuführen, dieser Effekt ist aber nicht ausreichend. Es bedarf einer starken zusätzlichen Instrumentierung, die außer der Förderung auch

wirtschaftliche Anreize (zum Beispiel über Preissignale) und/oder verschärftes Ordnungsrecht enthalten kann. Serielle Sanierungen können zudem die Kosten für energetische Sanierungen reduzieren, was die Wirtschaftlichkeit von Sanierungen verbessert.

Der Energieverbrauch für Raumwärme ist bei Neubauten in der Regel deutlich geringer als in Bestandsgebäuden. Bei Neubauten wird der maximale Energieverbrauch durch die Energieeinsparverordnung (EnEV) vorgegeben. Bei neuen EZFH liegt der Verbrauch für Raumwärme 2018 bei rund 50 kWh/m², bei MFH bei 40 kWh/m². Im Hauptszenario sinkt der Heizwärmebedarf sowohl bei EZFH als auch beim MFH bei Neubauten langfristig auf rund 25 kWh/m², was im Mittel in etwa einem KfW-Effizienzhausstandard 40 oder besser entspricht. Im Hauptszenario ist jedoch ab Mitte der 2020er-Jahre auch die Zahl der jährlich neugebauten Wohnungen rückläufig. Ursache ist die demografische Entwicklung. Auch bei den NWG des GHD-Sektors geht die Neubauaktivität zurück, was ebenfalls auf die demografische Ent-

Entwicklung der Gebäudefläche nach Baustandard (energetische Qualität)*

Abbildung 36



*in Mio. m², ohne Flächen des Industriesektors
Prognos (2020)

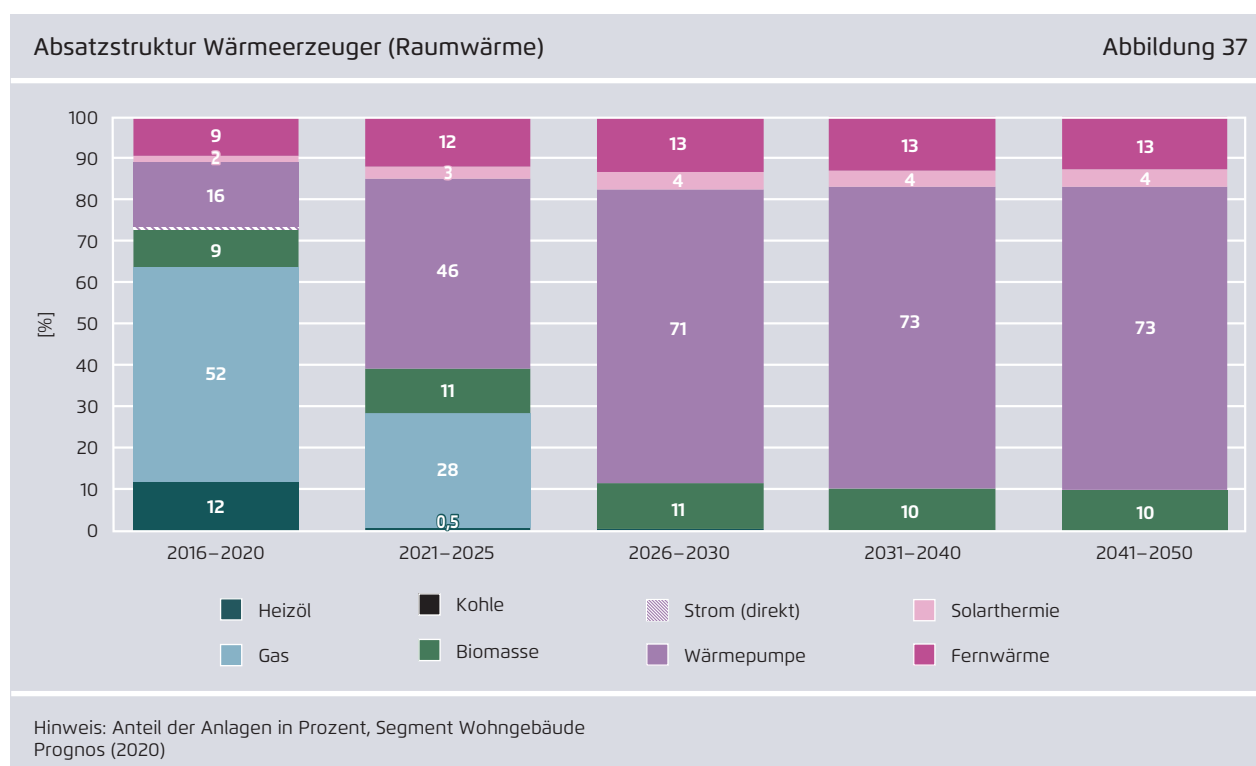
wicklung und den damit verbundenen Rückgang der Erwerbstätigen zurückzuführen ist.

Die Entwicklung der Gebäudeflächen nach Baustandard ist in Abbildung 36 beschrieben. Die Neubauten ab 2000 entsprechen näherungsweise einem Baustandard nach EnEV 2002 oder besser. Aufgrund der abnehmenden Neubauaktivität nach 2020 wächst die Fläche des Neubaus nach 2020 nur noch langsam an. Von der Gesamtgebäudefläche entfallen im Jahr 2050 rund 30 Prozent auf die Kategorie Neubau (Baujahr 2000 oder jünger). Aufgrund energetischer Sanierungen verringert sich der unsanierte Anteil der Gebäudefläche, während der sanierte Anteil zunimmt. Bis zum Jahr 2050 steigt der Anteil der seit 2000 sanierten Fläche auf circa 60 Prozent. Die restlichen rund 10 Prozent wurden entweder vor dem Jahr 2000 saniert oder bleiben unsaniert. Auch diese Zahl ist als Vollsanierungsäquivalent zu interpretieren. In der Realität wären demnach nicht 10 Prozent der Gebäudeflächen vollständig unsaniert, sondern es handelt sich dabei um die aggregierten, im Rahmen

von Teilsanierungen nicht modernisierten Gebäudebeziehungsweise Bauteilflächen. Ein vollständiger Ersatz aller Bauteile ist für das Erreichen des THG-Reduktionszieles nicht notwendig.

3.4.4 Absatz Wärmeerzeuger und Heizungsstruktur

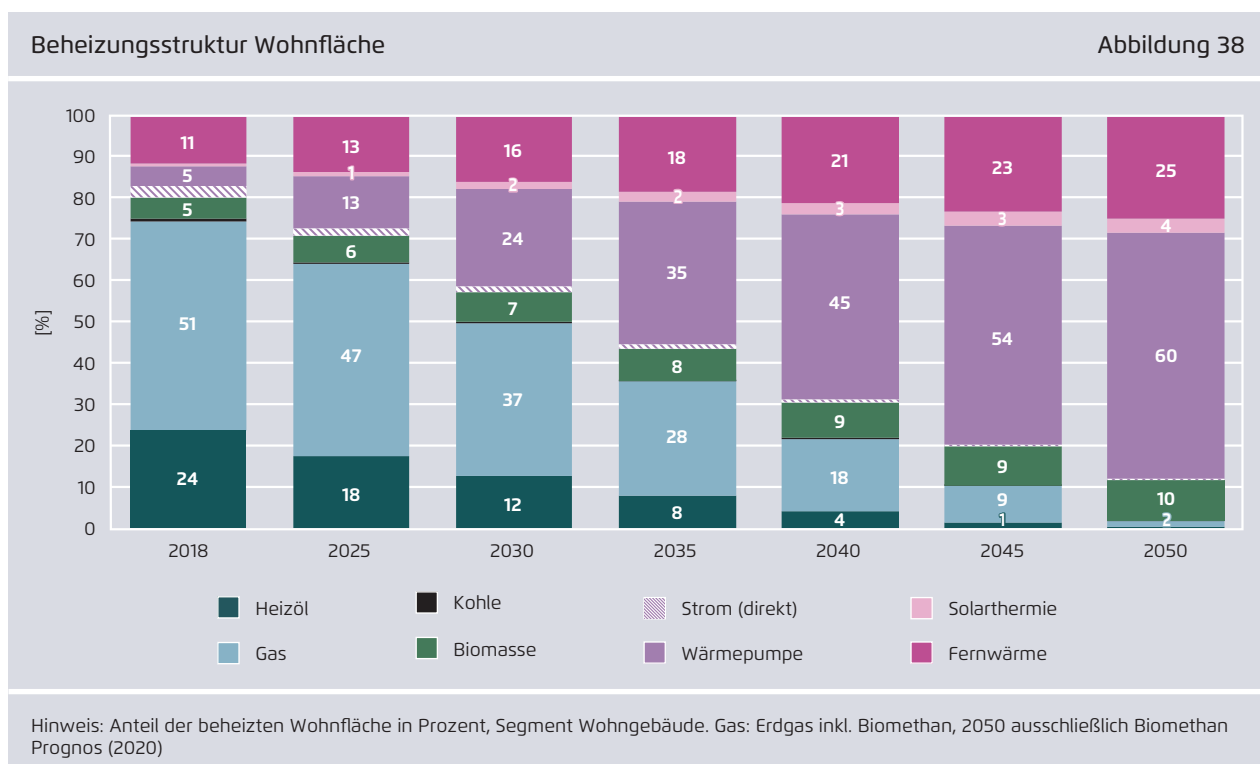
Eine weitere zentrale Maßnahme zur Erreichung der THG-Ziele ist im Hauptszenario die tief greifende Umstellung der Wärmeversorgung: Nach 2025 werden keine neuen Wärmeerzeuger auf Basis von Heizöl oder Gas installiert. Zudem werden konventionelle Stromheizungen wie zum Beispiel Nachtstromspeicherheizungen ersetzt. Eingebaut werden stattdessen elektrische Wärmepumpen, und die Wärmenetze werden stark ausgebaut. Die Absatzstruktur der Wärmeerzeuger im Hauptszenario KN2050 ist in Abbildung 37 für das Segment Wohngebäude dargestellt. Gasheizungen, welche bis 2020 die Absatzstruktur mit einem Anteil von über 50 Prozent dominieren, gehen im Zeitraum 2020 bis 2025 stark zurück, nach 2025 werden keine Gashei-



zungen mehr abgesetzt. Der Anteil der Ölheizungen war bereits seit dem Jahr 2000 rückläufig. Nach 2025 werden keine Ölheizungen mehr eingebaut. Dem Rückgang fossiler Wärmeerzeuger steht ein starker Anstieg der elektrischen Wärmepumpen gegenüber. Die Anteile der Wärmepumpen sind insbesondere in kleinen Gebäuden (EZFH) von hoher Bedeutung. Bei großen Wohngebäuden weisen auch die Wärmenetze hohe Anteile auf. Der starke Ausbau der Wärmepumpen und die Verbesserung der Effizienz im Hauptszenario KN2050 decken sich gut mit den Ergebnissen einer Studie des ifeu et al. (2018) im Auftrag von Agora Energiewende, welche ein Klimaschuttszenario mit mittlerer Gebäudeeffizienz (mit einer Sanierungsrate von rund 1,7 Prozent) und hohen Wärmepumpenanteilen (knapp 6 Millionen Wärmepumpen bis 2030) als das volkswirtschaftlich vorteilhafteste Szenario beschreibt.

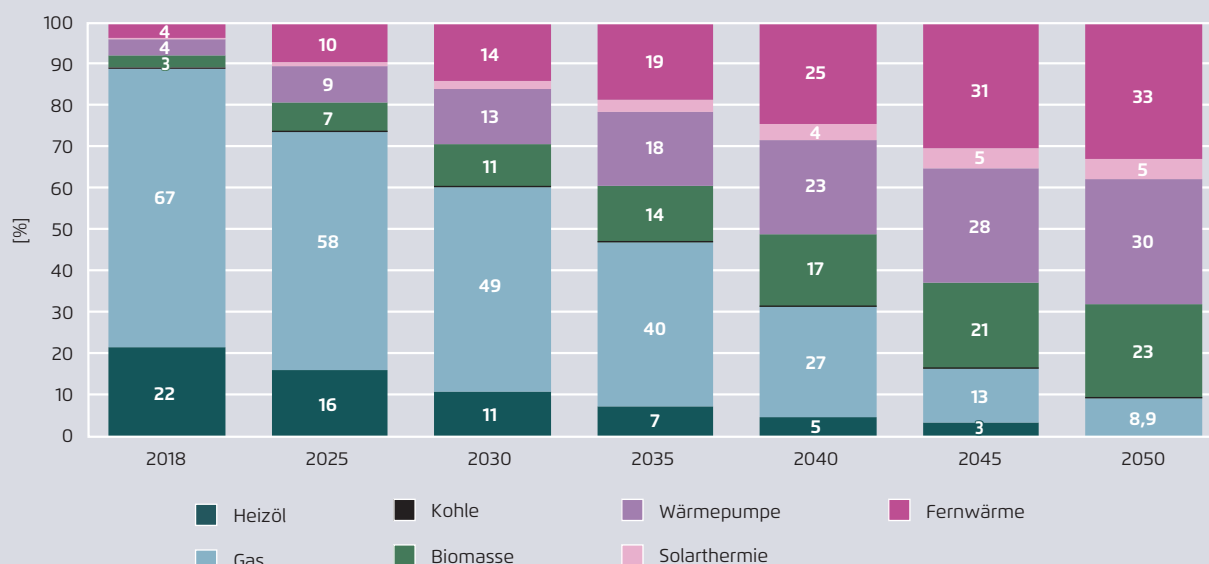
Jährlich werden rund 3 bis 4 Prozent der Wärmeerzeuger ausgetauscht. Dabei diffundieren die neu abgesetzten Wärmeerzeuger zusehends in den

Anlagenbestand und verändern die Bestandsstruktur. Durch die hohen Anteile der Wärmepumpen bei den Anlagenabsätzen steigt im Zeitverlauf auch deren Anteil an der Beheizungsstruktur des Gebäudebestands. Bis zum Jahr 2050 erhöht sich der Anteil auf rund 60 Prozent (2030: 24 Prozent; Abbildung 38). Die Zahl der betriebenen Wärmepumpen erhöht sich von 1,2 Millionen Anlagen im Jahr 2018 über 5,8 Millionen Anlagen im Jahr 2030 auf über 14 Millionen Anlagen im Jahr 2050. Die eingebauten Wärmepumpen werden im Zeitverlauf aufgrund von technischen Weiterentwicklungen und Optimierungen zusehends effizienter. Die mittlere Jahresarbeitszahl (JAZ) im Segment Wohngebäude steigt von rund 3 im Jahr 2018 auf 3,9 im Jahr 2050. Bei Neubauten liegen dann die JAZ im Mittel bei annähernd 5,5. Ein zunehmender Anteil der elektrischen Wärmepumpen wird flexibel gesteuert und der Betrieb dem Angebot an fluktuierender Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik angepasst. Als Speicher dienen dabei einerseits Warmwasserspeicher wie zum Beispiel Pufferspeicher, andererseits wird auch die Masse der



Beheizungsstruktur Gebäudefläche im GHD-Sektor

Abbildung 39



Hinweis: Anteil der beheizten Nutzfläche in Prozent, Segment NWG, Gas: Erdgas inkl. Biomethan, 2050 ausschließlich Biomethan Prognos (2020)

Gebäudehüllen als thermischer Speicher genutzt. Diese Speicher dienen nur dem kurzzeitigen Ausgleich. Aufgrund der hohen Anzahl an Wärmepumpenanlagen ergibt sich dennoch ein erhebliches Lastverschiebungspotenzial.

Im Idealfall werden Wärmepumpen in sanierte Gebäude eingebaut. Dies ermöglicht einen Betrieb mit tiefen Vorlauftemperaturen und hohen Wärmenutzungsgraden. Aufgrund des geringen Wärmebedarfs können zudem Anlagen mit geringer Wärmeleistung eingebaut und Kosten eingespart werden. Durch den schnellen Markthochlauf werden im Hauptszenario jedoch teilweise auch Wärmepumpen in nur gering sanierte Altbauten eingebaut. In Bezug auf die Höhe des spezifischen Wärmeverbrauchs gibt es keine technischen Restriktionen, in vielen Fällen können die Wärmepumpen auch in nur teilsanierten Gebäuden wirtschaftlich betrieben werden.²² Wie oben

erwähnt werden die Wärmepumpen aufgrund der technischen Weiterentwicklung im Zeitverlauf zusehends effizienter, sodass mittel- und längerfristig auch bei Vorlauftemperaturen von 50 bis 55 Grad Celsius Jahresarbeitszahlen von 3,5 oder sogar höher erzielt werden können, wenn die Anlagen fachgerecht eingebaut werden (NTB 2019).²³ Da der Anteil der Erneuerbaren Energien des in Deutschland erzeugten Stroms im Szenario zudem schnell und stark zunimmt, entstehen auch nur wenige indirekte Emissionen.

gegeben. In günstigen Fällen lag diese Grenze sogar bei 120 kWh/m². Zudem werden die Vergleichssysteme Gas-Brennwert aufgrund von CO₂-Abgaben oder notwendigen Beimischungen von Biomethan oder PtG zunehmend teurer, während die Wärmepumpe effizienter und billiger wird.

22 Eine Studie von Beuth und ifeu (2017) sah bereits im Jahr 2017 die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen bei einem Nutzwärmebedarf von bis zu 90 kWh/m² als

23 Bereits heute werden im unsanierten Altbau mit Sole-Wärmepumpen Jahresarbeitszahlen von bis zu 4 erreicht (NTB 2019). Bei den stärker verbreiteten Luft-Wasser-Wärmepumpen liegen die Jahresarbeitszahlen in der Regel aber noch unter 3.

Wärmenetze sind besonders geeignet in dicht bebauten Gebieten und deshalb primär relevant für MFH und NWG. Der mit Wärmenetzen beheizte Anteil der Wohnfläche steigt bis zum Jahr 2050 auf 25 Prozent. Dieser Anteil ist höher, als der Anteil an den Anlagenabsätzen suggeriert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass mit Wärmenetzen überwiegend großflächige MFH-Gebäude angeschlossen werden (mit vergleichsweise großer Fläche je Anlage/Gebäudeanschluss).

Auch die Anteile der mit fester Biomasse und solarthermisch beheizter Wohnfläche nehmen im Zeitverlauf zu.²⁴ Aufgrund des begrenzten Biomaspotenzials und der zunehmenden Verlagerung der Biomasseverwendung in den Industriesektor, fällt der Anstieg im Segment der Wohngebäude vergleichsweise gering aus. Da nach 2025 keine Gas- und Ölheizungen eingebaut werden, sind die Anteile der

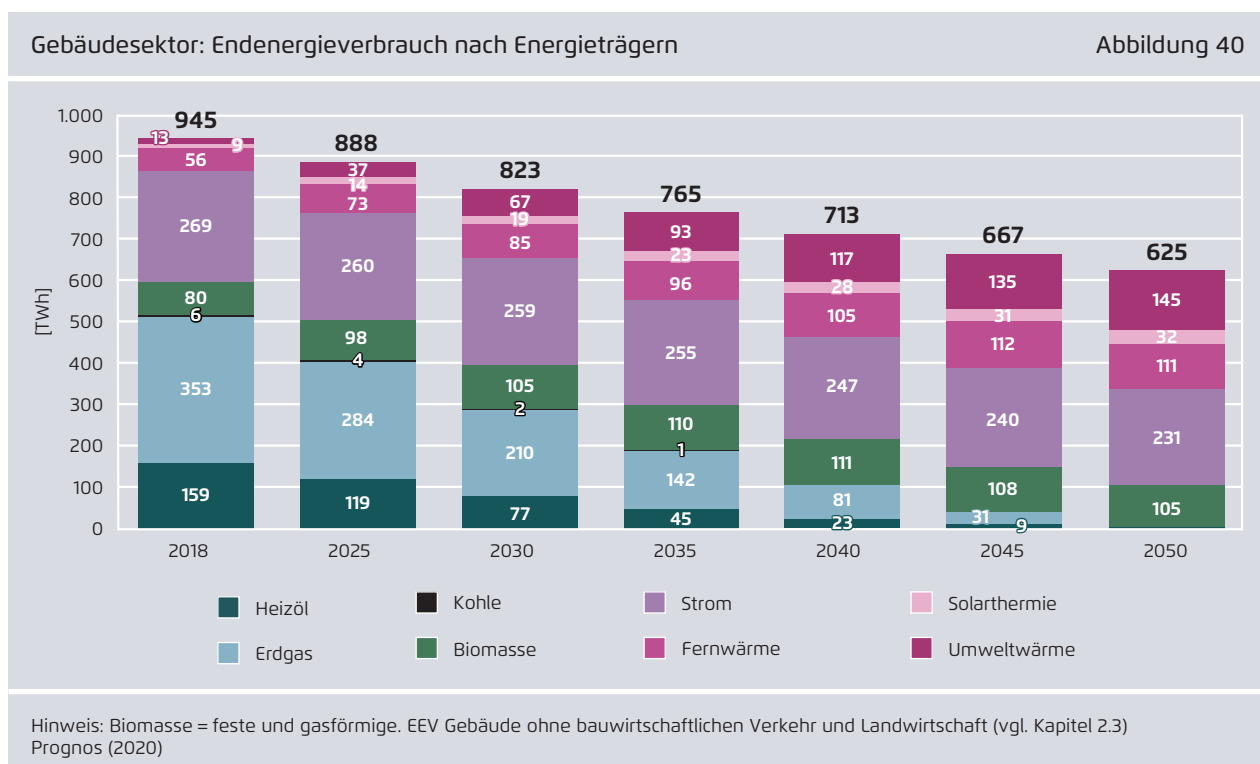
mit Öl oder Gas beheizten Wohnfläche stark rückläufig. Die im Jahr 2050 verbleibenden Gasheizungen werden mit Biomethan betrieben.

Die Entwicklung der Beheizungsstruktur der NWG ist vergleichbar mit derjenigen der großen Wohngebäude (MFH). Langfristig wird je rund ein Drittel der Fläche mit Fernwärme und Wärmepumpen beheizt (Abbildung 39). Die Bedeutung fester Biomasse nimmt etwas stärker zu als bei den Wohngebäuden. Die feste Biomasse kommt insbesondere bei Altbauten zum Einsatz, bei denen keine Anschlussmöglichkeit an ein Wärmenetz vorhanden ist und der Einbau von Wärmepumpen schwierig ist (zum Beispiel aufgrund baulicher Restriktionen). Auch bei den NWG werden die im Jahr 2050 noch vorhandenen Restbestände an Gasheizungen mit Biomethan betrieben.

3.4.5 Endenergieverbrauch und THG-Emissionen

Der Endenergieverbrauch des Gebäudesektors verringert sich im Hauptszenario bis zum Jahr 2050 gegenüber 2018 um 34 Prozent auf 625 TWh (Abbildung 40).

24 Solarthermische Anlagen werden bei der Modellierung als Vereinfachung zu Vollversorgungsäquivalenten zusammengefasst.



dung 40). Ursachen für den Rückgang sind hauptsächlich die effizienteren Gebäude, Anlagen und Elektrogeräte. Im Sektor GHD spielen auch zwei andere Einflussfaktoren eine Rolle: Die Zahl an Erwerbstätigen und die Gebäudeflächen nehmen im Szenarienzeitraum ab. Der Raumwärmeverbrauch wird zudem durch die Klimaerwärmung beeinflusst, da das wärmer werdende Klima den Bedarf nach Raumwärme verringert.

Bedingt durch die oben beschriebene Veränderung der Beheizungsstruktur nimmt der Anteil der fossilen Energieträger am Endenergieverbrauch stark ab und sinkt von 55 Prozent im Jahr 2018 auf 35 Prozent im Jahr 2030. Bis zum Jahr 2050 fällt der fossile Energieverbrauch auf nahezu null.

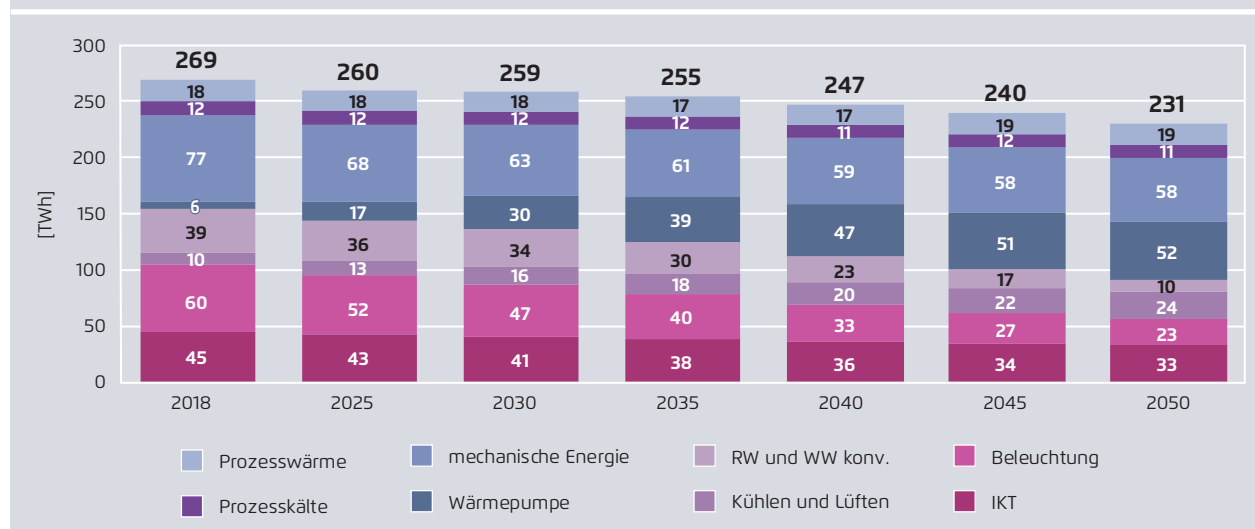
Ebenfalls rückläufig ist der Stromverbrauch. Im Zeitraum 2018 bis 2050 verringert er sich um rund 14 Prozent auf 231 TWh (2030: 259 TWh). Der Stromverbrauch für Wärmepumpen steigt zwar stark an und liegt im Jahr 2050 bei 52 TWh (2030: 30 TWh). Effizienzsteigerungen bei Beleuchtung,

IKT-Geräten und Haushaltsgeräten sowie der Rückgang des Stromverbrauchs konventioneller Elektroheizungen überwiegen jedoch den Mehrverbrauch durch Wärmepumpen und führen zu einer Reduktion des Stromverbrauchs (Abbildung 41). Beispielsweise kann durch die starke Durchdringung mit LED der Verbrauch für die Beleuchtung bis zum Jahr 2050 um fast 40 TWh verringert werden. LED sind nicht nur effizienter als herkömmliche Leuchtmittel, sie lassen sich auch besser steuern und regeln, wodurch zusätzliche Energieeinsparungen erzielt werden können. Der Stromverbrauch für Haushaltsgeräte und gewerbliche Prozesse (mechanische Energie) verringert sich bis 2050 um 19 TWh, der Verbrauch für IKT-Geräte nimmt um 12 TWh ab.

Der Fernwärmeverbrauch steigt hingegen sehr stark an und erhöht sich bis 2030 um annähernd 50 Prozent auf 85 TWh. Im Jahr 2050 liegt der Verbrauch bei 111 TWh, was einer Verdoppelung gegenüber dem Jahr 2018 entspricht. Diese Zunahme ist auf die steigende Bedeutung bei der Erzeugung der Raumwärme und des Warmwassers zurückzuführen. Im

Gebäudesektor: Stromverbrauch nach Verwendungszwecken

Abbildung 41



Hinweis: „Wärmepumpe“ beinhaltet den Stromverbrauch für den Betrieb der Wärmepumpe, „RW und WW konventionell“ beinhaltet den Stromverbrauch von konventionellen Stromdirektheizungen. „Mechanische Energie“ umfasst den Stromverbrauch gewerblicher Prozesse, aber auch den Stromverbrauch von Haushaltsgeräten, also Kühlschränken, Waschmaschinen, Geschirrspülern, Staubsaugern etc. Prognos (2020)

Jahr 2030 werden 27 Prozent der Gebäudeflächen mit Wärmenetzen versorgt (2018: circa 8 Prozent). Parallel zum Ausbau der Wärmenetze wird auch die Erzeugungsstruktur umgebaut, sodass die Wärme bis zum Jahr 2050 THG-frei erzeugt wird (Kapitel 3.5).

Der Verbrauch und die Bedeutung der Erneuerbaren Energien nehmen im Zeitraum 2018 bis 2050 ebenfalls deutlich zu. Der Anteil der Energieträger Biomasse, Umweltwärme und Solarthermie am Sektorverbrauch erhöht sich von 11 Prozent im Jahr 2018 auf 45 Prozent im Jahr 2050.

→ Der jährliche Verbrauch an Biomasse steigt bis zum Jahr 2030 an und liegt ab dann bei rund 105 TWh. Begrenzt wird ein weiterer Anstieg durch das verfügbare Potenzial. Prioritär ist der Einsatz in der Industrie, wo weniger kostengünstige Alternativen zur Erzeugung der hohen Prozesstemperaturen zur Verfügung stehen. Bei der im Gebäudesektor eingesetzten Biomasse handelt es sich überwiegend um feste Biomasse (Holz). Der Anteil des

Biomethans am Biomasseverbrauch liegt bei 10 bis 15 Prozent.

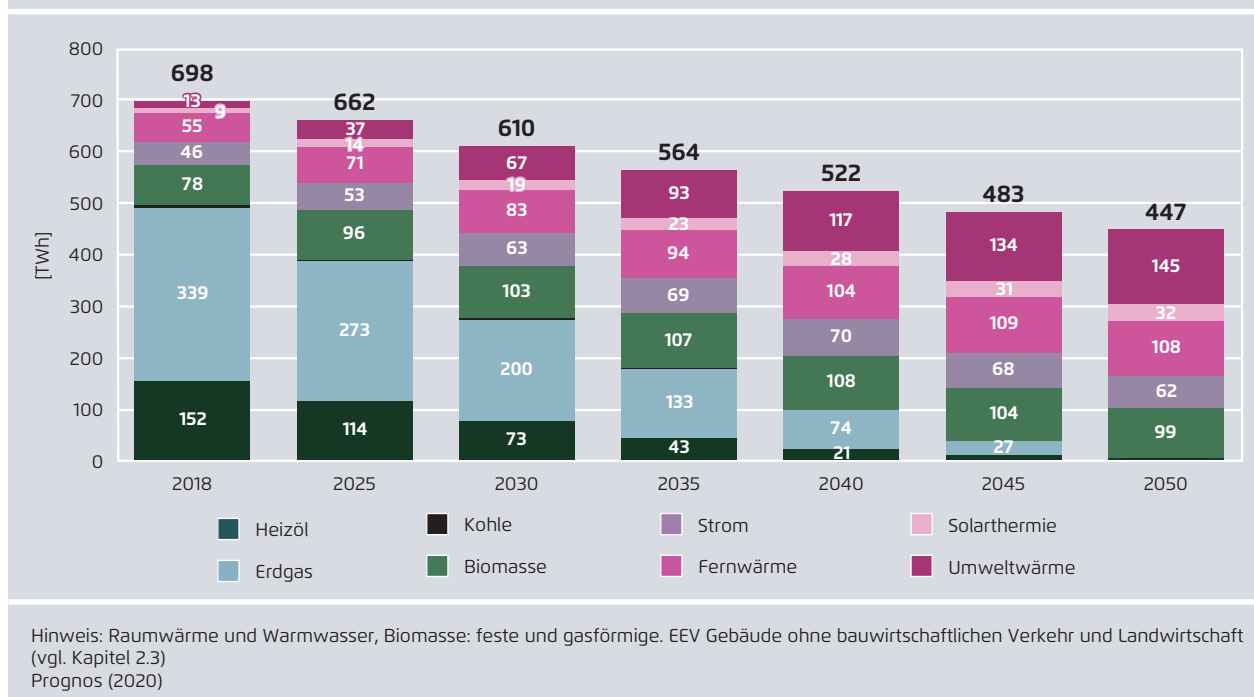
- Der Verbrauch an Umweltwärme ist auf den Einsatz der elektrischen Wärmepumpen zurückzuführen. Der Verbrauch steigt bis zum Jahr 2050 gegenüber 2018 um mehr als den Faktor 10 auf 145 TWh.
- Der Verbrauch an Solarthermie steigt auf 32 TWh im Jahr 2050 und erreicht einen Anteil von rund 5 Prozent am Sektorverbrauch.

Strombasierte Energieträger wie erneuerbar erzeugter Wasserstoff oder synthetisches Gas werden im Hauptszenario KN2050 nicht im Gebäudesektor eingesetzt. Dies ist auf die hohen Kosten für diese Energieträger zurückzuführen. Emissionsfreie Wärme kann kostengünstiger über Wärmepumpen, Wärmenetze oder Biomasse bereitgestellt werden.

Der Verbrauch für die Verwendungszwecke Raumwärme und Warmwasser ist von zentraler Bedeutung für den Energieverbrauch des Gebäudesektors. Insgesamt verringert sich dieser Verbrauch im

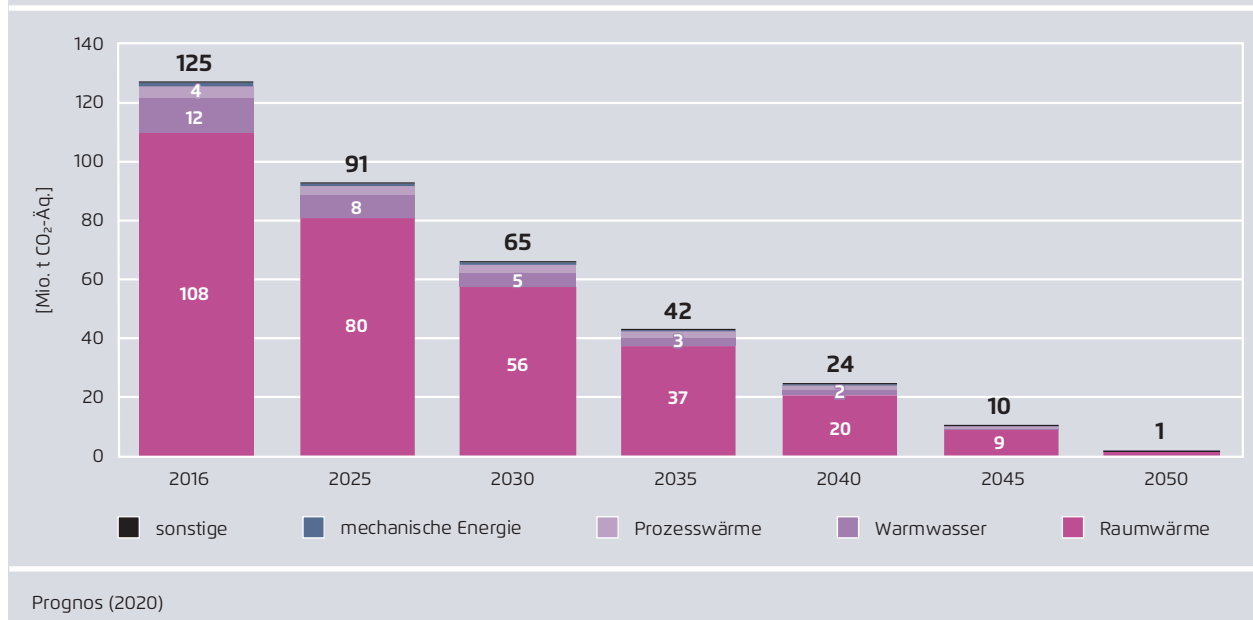
Gebäudesektor: Endenergieverbrauch für Wärme nach Energieträgern

Abbildung 42



Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor nach Verwendungszwecken

Abbildung 43



Zeitraum 2018 bis 2050 um knapp 36 Prozent (Abbildung 42). Der Rückgang bei der Raumwärme ist mit 37 Prozent höher als beim Warmwasser (-29 Prozent). Dabei verringert sich der spezifische Raumwärmeverbrauch von rund 116 kWh/m² Wohnbeziehungsweise Nutzfläche auf unter 70 kWh/m² (minus 40 Prozent). Die Entwicklung der Energieträgerstruktur spiegelt die beschriebene Entwicklung der Struktur der Wärmeerzeuger wider.

Die mit dem Energieverbrauch direkt verbundenen THG-Emissionen des Gebäudesektors verringern sich von 125 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2016 auf 65 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2030 – die angestrebte Zielvorgabe wird erreicht (Abbildung 43). Die Reduktion auf 65 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2030 entspricht einer mittleren jährlichen Reduktion um 5,4 Prozent. Der Großteil der Emissionen entsteht bei der Erzeugung von Raumwärme, der Anteil der Raumwärme an den Sektoremissionen lag 2016 bei 86 Prozent. Die Erzeugung von Warmwasser verursachte 11 Prozent der Emissionen, knapp 5 Mio. t CO₂-Äq der THG-Emissionen entfielen auf Prozesse und Antriebe. Entsprechend entfällt der Großteil der THG-Reduktion auf den Bereich Raumwärme.

64 Prozent der Einsparung entfällt auf die Raumwärme in Wohngebäuden (PHH), weitere 22 Prozent auf die Raumwärme in NWG (GHD; Abbildung 34).

Bis zum Jahr 2050 sinken die THG-Emissionen auf nahezu null. Auch im Zeitraum 2030 bis 2050 entfällt ein Großteil der Reduktion auf die Raumwärme. Die verbleibenden Emissionen im Umfang von rund 1 Mio. t CO₂-Äq sind auf die Biomasse zurückzuführen. Bei deren Verbrennung werden neben CO₂, welches als THG-neutral betrachtet wird, auch geringe Mengen an CH₄ und N₂O emittiert. Die Emissionen dieser Gase werden in der THG-Bilanz und bei den Zielvorgaben berücksichtigt.

3.5 Verkehr

3.5.1 Zielbild und Ausgangslage

Ziel ist die Gestaltung einer zukünftigen Verkehrswelt, die Mobilität für alle gewährleistet und mit dem Übergang auf vollständige Klimaneutralität bis 2050 kompatibel ist. Dies impliziert gleichzeitig einen deutlichen Rückgang der THG-Emissionen bis zum Jahr 2030. Leistet der Verkehrssektor einen größeren

Minderungsbeitrag als mit 42 Prozent im Klimaschutzgesetz festgelegt wurde, kann im Zusammenspiel mit den Minderungspotenzialen der anderen Sektoren eine sektorenübergreifende Emissionsminderung von 65 Prozent erreicht werden (siehe Kapitel 2.2 und Agora 2020). Vor dem Hintergrund, dass die THG-Emissionen im Verkehr mit 163 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2019 nach wie vor etwa auf dem gleichen Niveau liegen wie 1990 und 93 Prozent des Endenergiebedarfs auf fossilen Energien beruht, ist dies eine besondere Herausforderung. Dafür muss eine ambitionierte technologische Entwicklung hin zu emissionsfreien Antrieben, eine Verlagerung vom motorisierten Individualverkehr (MIV) zum öffentlichen Verkehr (ÖV) und zur aktiven Mobilität, eine erhöhte Auslastung der Pkw durch *Pooling*-Konzepte und eine Verlagerung des Gütertransports auf die Schiene erfolgen. Langfristig werden insbesondere im Luft- und Seeverkehr strombasierte Kraftstoffe eingesetzt, um bis 2050 null Emissionen im Verkehrssektor zu erreichen.

Für das Szenario KN2050 wurden folgende Annahmen getroffen:

- Die Personenverkehrsnachfrage verbleibt insgesamt etwa auf dem heutigen Niveau von 1.200 Mrd. Personenkilometern (Pkm). Durch die geteilte Nutzung von Fahrzeugen steigt die Auslastung und dadurch werden weniger Fahrzeugkilometer zurückgelegt.
- Hinsichtlich des Güterverkehrs wird eine weitere Zunahme von Handelsströmen und Transporten entsprechend der BIP-Entwicklung angenommen. Die Güterverkehrsleistung steigt weiter an und erreicht ausgehend von rund 660 Mrd. Tonnenkilometer (tkm) im Jahr 2016 900 Mrd. tkm im Jahr 2050. Gleichzeitig nimmt der Schienenverkehr bis 2030 stärker zu als der Straßengüterverkehr und erreicht 190 Mrd. tkm bis 2030 und 230 Mrd. tkm bis 2050.
- Die motorisierten Verkehre, die auch 2050 noch einen großen Teil des Verkehrsaufkommens ausmachen, müssen dann klimaneutral betrieben

werden und bereits 2030 einen deutlichen Beitrag zur Zielerreichung leisten. Entsprechend wird eine zügige Umwälzung des Pkw-Bestands dadurch erreicht, dass ab 2035 keine verbrennungsmotorischen Antriebe mehr zugelassen werden. Das gilt auch für Plug-in-Hybride. Der Hochlauf der Neuzulassungen von Elektro-Pkw zwischen 2020 und 2035 erfolgt nahezu linear.

- Im Straßengüterverkehr ist die technologische Entwicklung derzeit weniger absehbar als bei den Pkw, bei denen der Trend eindeutig Richtung batterieelektrischer Fahrzeuge geht. Für das Lkw-Segment stehen ebenfalls batterieelektrische Fahrzeuge zur Diskussion, aber auch die direkte Elektrifizierung durch Oberleitungen, insbesondere bei den Last- und Sattelzügen. Gleichzeitig wird der Brennstoffzellen-Lkw als Option gesehen, um lange Strecken ohne Unterbrechungen durch notwendige Ladevorgänge zu absolvieren. Entsprechend dem derzeitigen Stand der Diskussion und vor dem Hintergrund unterschiedlicher Anforderungen an die Reichweiten und Flexibilität wird im Szenario daher langfristig ein Technologiemix angenommen, bei dem rund zwei Drittel der Fahrleistung durch elektrische Lkw – mit Oberleitungen beziehungsweise batterieelektrisch – und ein Drittel durch Brennstoffzellenfahrzeuge erbracht werden. Aufgrund der technologischen Entwicklungsreife kommen die batterieelektrischen Lkw und Oberleitungs-Lkw früher in den Markt als die Brennstoffzellenfahrzeuge und bereits 2030 sind über die Hälfte der Neuzulassungen bei den Lkw elektrisch.
- Zusätzlich sind CO₂-freie Kraftstoffe im Verkehrssektor notwendig, um diesen langfristig klimaneutral zu gestalten. Aufgrund der Nutzungskonkurrenz vor allem zum Sektor Industrie, bei dem die Biomasse über die gesamte Prozesskette hinweg effizienter eingesetzt werden kann, werden Biokraftstoffe im Verkehr bis 2050 nicht mehr eingesetzt. Um Lock-in-Effekte zu vermeiden, wird der Biokraftstoffeinsatz im Verkehr daher auch bis 2030 nicht über das heutige Niveau hinaus erhöht. Strombasierte Flüssigkraftstoffe

werden als Dekarbonisierungsoption für den Luft- und Seeverkehr eingesetzt, bis 2040 zunächst im nationalen Luftverkehr. Da im Jahr 2050 noch geringe Restbestände an Pkw und Lkw mit verbrennungsmotorischen Antrieben (unter anderem Hybride) im Bestand sind, werden auch diese mit strombasierten Flüssigkraftstoffen versorgt. Hinzu kommt der Bedarf an Wasserstoff für die Brennstoffzellen-Lkw.

3.5.2 Verkehrsnachfrage

Personenverkehr

Bis zum Jahr 2050 ist im Szenario KN2050 eine grundlegende Mobilitätswende erfolgt, ohne jedoch das Gesamtaufkommen des Personenverkehrs zu verringern. Das Verkehrsangebot wird erweitert und multimodales Verkehrsverhalten erleichtert. Die Mobilitätswende führt dabei nicht zu weniger

Mobilität, sondern zu einer anderen Qualität von Mobilität. Das bedeutet, dass die Verkehrsnachfrage je Einwohner in etwa konstant bleibt, aber Wege auf umweltverträgliche Verkehrsmittel verlagert und gebündelt werden. So verringern sich die Verkehrsaufwände mit dem privaten Pkw und Mobilität wird mit den Erfordernissen des Klimaschutzes in Einklang gebracht.

Es wurden keine expliziten Annahmen über strukturelle Verschiebungen im motorisierten Individualverkehr durch autonome Fahrzeuge getroffen, denn entscheidend für die Entwicklung des autonomen Fahrens werden neben der gesellschaftlichen Akzeptanz der Fahrzeuge und den Adaptionsraten vor allem auch die politischen Rahmenbedingungen sein. Voraussetzung für das Szenario KN2050 ist, dass autonome Fahrzeuge den öffentlichen Verkehr und

Zuordnung der Raumtypen

Tabelle 3

RegioStar7		Zuordnung KN2050	Verkehrsleistung in Mrd. Pkm	Bevölkerung in Mio.	Beispiel Stadt/Region
Stadtregion	Metropolen	Stadt	203,7	14,9	Berlin, Dresden, Dortmund
	Regiopolen und Großstädte	Stadt	158,4	11,6	Kiel, Magdeburg, Kaiserslautern
	Stadt: Mittelstädte, städtischer Raum	Halbstadt	299,4	20,8	Nauheim, Schwalbach, Brieselang
	Stadt: kleinstädtischer, dörflicher Raum	Land	80,9	5,0	Breitenfelde, Trittau, Mellingen
	Zentrale Städte	Halbstadt	63,4	5,0	Aschaffenburg, Marburg, Konstanz
Ländliche Region	Mittelstädte, städtischer Raum	Land	159,6	12,5	Butzbach, Biberach an der Riß, Memmelsdorf
	kleinstädtischer, dörflicher Raum	Land	207,7	13,3	Kusel-Altenglan, Leiblfing, Röbel-Müritz

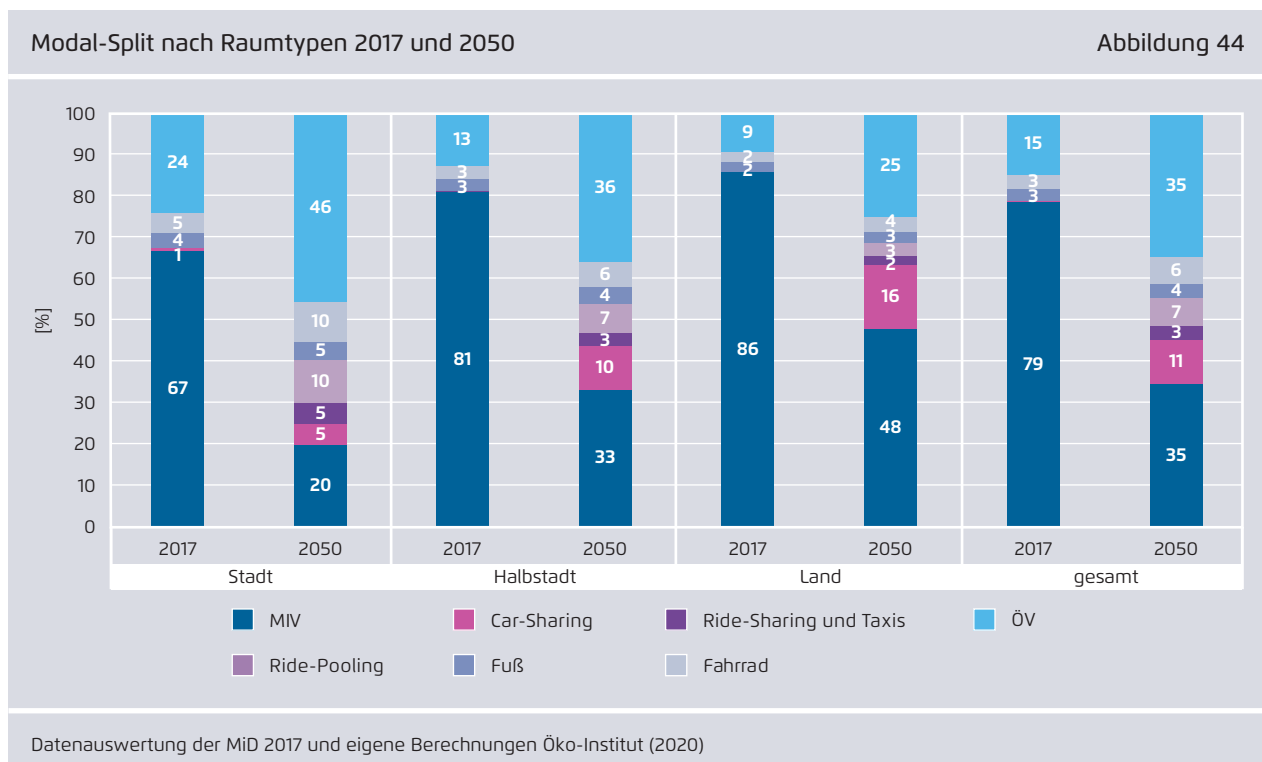
MiD (2017)

das Pooling fördern, anstatt die Bedingungen für den privaten Pkw zu verbessern.

Da das Mobilitätsverhalten im Status quo und auch perspektivisch unter anderem aufgrund der verfügbaren Optionen zwischen Stadt und Land sehr unterschiedlich ist, wird zwischen verschiedenen Raumkategorien differenziert. Mit der Studie Agora (2019) liegen plausibel abgeleitete Annahmen für eine umweltgerechte Entwicklung des Modal-Splits (Aufteilung der Verkehrsleistung auf Verkehrsmittel) im Personenverkehr vor, die für das Szenario KN2050 zum größten Teil übertragen werden konnten. Da diese noch auf den Daten der MiD (Mobilität in Deutschland) 2008 basieren, wurde in einem ersten Schritt der Modal-Split basierend auf der MiD 2017 für sieben Regionstypen (RegioStaR7) ausgewertet. Diese wurden dann in Anlehnung an die in Abbildung 4, Seite 29 in Agora (2019) verwendeten BBSR-Regionstypen – Stadt, Halbstadt, Land – entsprechend ihrer Verkehrsleistung zusammengefasst.

In einem nächsten Schritt wurden in Anlehnung an die Studie Agora (2019) Annahmen für die Modal-Split-Verteilung für die einzelnen Räume für 2030 und 2050 getroffen:

- Es werden die Annahmen aus Agora (2019) zur Entwicklung im Bereich *Carsharing* (gemeinschaftliche Nutzung von Fahrzeugen), *Ridesharing* (Teilen einer Autofahrt zum Beispiel über Mitfahrgelegenheiten oder Taxifahrten) und *Ridepooling* (gemeinsame Nutzung eines Fahrzeuges durch mehrere Personen zur selben Zeit) für die einzelnen Räume übernommen.
- Der öffentliche Verkehr (ÖV) verdoppelt sich nahezu bis 2035 im Mittel über alle Regionen und nimmt danach weiter zu, wobei eine Verlagerung vom motorisierten Individualverkehr (MIV) stattfindet. In der Stadt und auf dem Land ist das Verlagerungspotenzial geringer als in der Halbstadt, bei allgemeiner Orientierung an (Agora 2019).
- Der Radverkehr wächst bis zum Jahr 2050 insgesamt um 80 Prozent, wobei das Wachstum in



der Stadt über- und auf dem Land unterdurchschnittlich ausfällt.

→ Der Fußverkehr wächst bis zur Mitte des Jahrhunderts um insgesamt 28 Prozent.

Die Abbildung 44 zeigt den Status quo zum Zeitpunkt der Auswertung basierend auf der MiD (2017) sowie das Szenario KN2050 für das Jahr 2050 nach den unterschiedlichen Räumen sowie den daraus resultierenden Modal-Split für Deutschland insgesamt.

Die Abbildung 45 zeigt noch einmal, dass die insgesamt zurückgelegten Personenkilometer bis 2050 auf ähnlich hohem Niveau bleiben wie heute. Es kommt allerdings zu einer deutlichen Veränderung beim Anteil der Verkehrsmittel. *Carsharing*, *Ridesharing* und *Ridepooling* sind dabei zusammen mit dem motorisierten Individualverkehr als Verkehrsmittel „Pkw“ dargestellt.

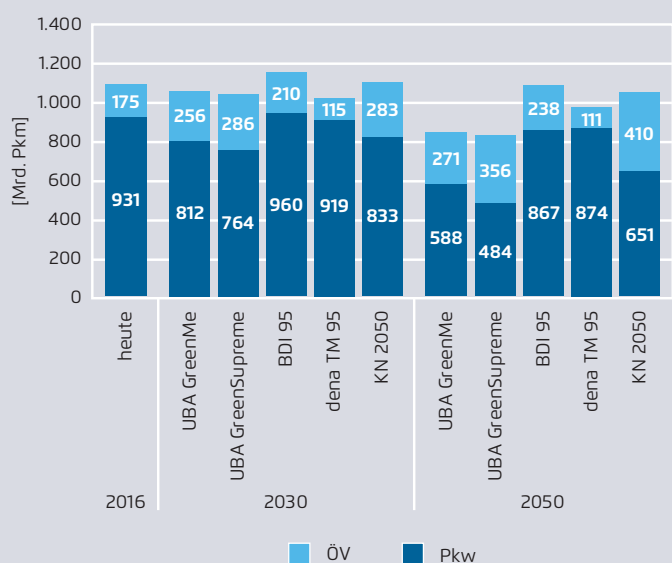
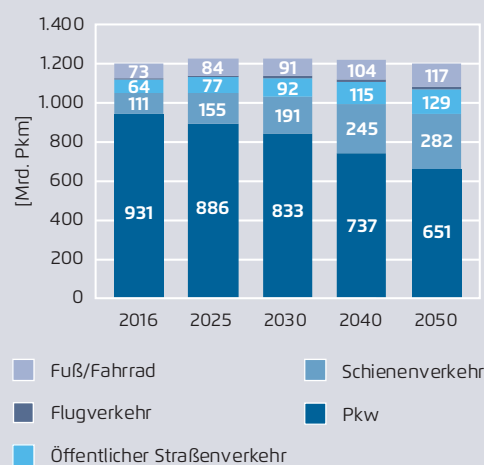
Die Verkehrsnachfrage im Pkw-Segment nimmt bis 2030 um 11 Prozent zugunsten des Schienenver-

kehrs, des Rad- und Fußverkehrs sowie des öffentlichen Straßenverkehrs ab. Bis 2050 beträgt der Rückgang 30 Prozent gegenüber 2016. Durch die Verlagerung auf umweltfreundlichere Verkehrsträger und eine höhere Auslastung unter anderem durch *Pooling*-Fahrzeuge liegen die Minderungen bezogen auf die Fahrleistung der Fahrzeuge dann bei 13 Prozent und bis 2050 sogar bei fast 40 Prozent

Verglichen mit der Entwicklung der letzten Jahre (die Pkw-Fahrleistung ist zwischen 2014 und 2017 um rund ein Prozent pro Jahr gestiegen (KBA 2019) und ist seitdem auf ähnlichem Niveau) ist eine deutliche Trendumkehr notwendig. Voraussetzung dafür ist eine Neuorientierung der politischen Rahmensetzung. So müssen die infrastrukturellen Kapazitäten für eine Verdopplung des öffentlichen Verkehrs bis 2035 geschaffen und dessen Attraktivität unter anderem über die Reduktion der Reisezeiten zum Beispiel durch eine höhere Taktdichte weiter gefördert werden. Derzeit sind durch Digitalisierung und Vernetzung Veränderungen im Verkehrssystem zu beobachten, die sich zukünftig noch deutlich verstär-

Personenverkehrsnachfrage und Einordnung zu weiteren Studien

Abbildung 45



Öko-Institut und (UBA 2019a), (DENA 2018), (BDI 2018)

ken werden. Digitale Plattformen mit Echtzeitinformationen und mobilen Buchungs- und Bezahlssystemen machen den öffentlichen Verkehr aufgrund größerer Transparenz und Flexibilität wie auch eines einfacheren Zugangs spürbar attraktiver und neue *Sharing*- und *Pooling*-Modelle wurden durch die Digitalisierung populärer. *Car- und Ridesharing* werden als wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle in ein nachhaltiges Gesamtsystem für Stadt und Land integriert. Die Wahl energieeffizienterer Verkehrsmittel wird durch eine Kombination aus fordernden und fördernden Instrumenten auf kommunaler, Länder- und Bundesebene unterstützt.

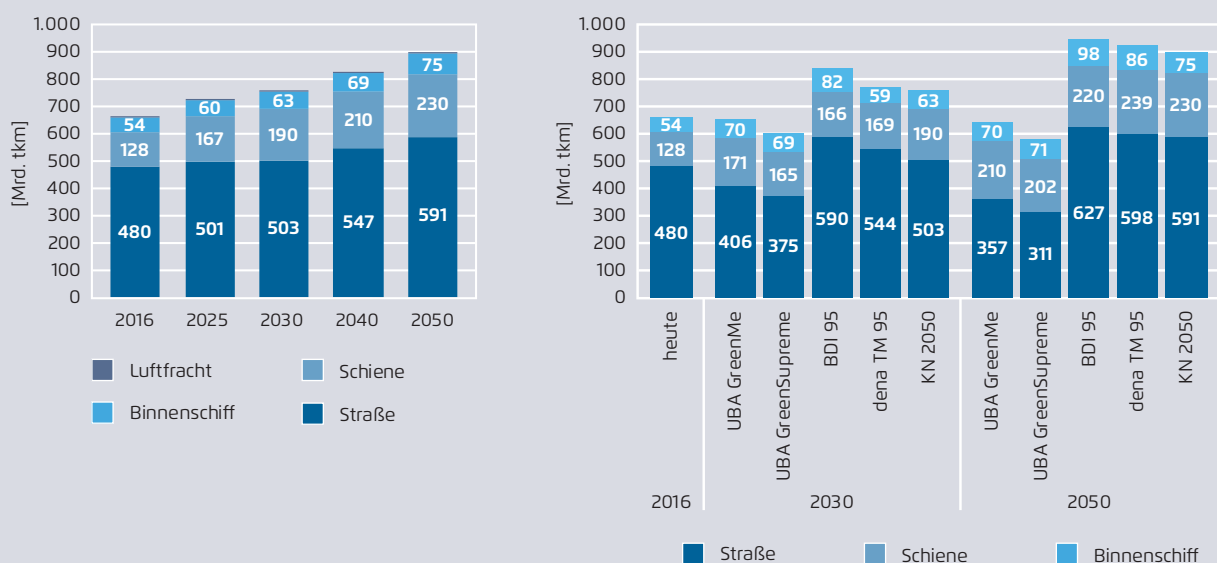
Eine entsprechende Verlagerungsstrategie wird beispielsweise in den Szenarien BDI (2018) und DENA (2018) weniger verfolgt. Der Rückgang des Pkw-Verkehrs fällt im Szenario KN2050 dagegen geringer aus als beispielsweise in den Szenarien GreenMe und GreenSupreme des Umweltbundesamtes (UBA 2019a), in denen auch die Gesamtverkehrsleistung deutlich zurückgeht.

Güterverkehr

Die Entwicklung der Verkehrsnachfrage im Güterverkehr wurde aus der Entwicklung des BIP abgeleitet, wobei zunächst von einem Korrelationsfaktor von 225 tkm/Mio. Euro BIP in Anlehnung an Zimmer et al. (2016) ausgegangen wird. Das Güterverkehrsaufkommen wächst also mit steigendem BIP proportional weiter. In einem nächsten Schritt wurden die Transportleistungen für die Gütergruppen reduziert, welche in einer klimaneutralen Welt weniger transportiert werden. So reduziert sich das Aufkommen in den Gütergruppen Steinkohle, Braunkohle, Rohöl, Koks um bis zu 100 Prozent im Jahr 2050. Aber auch der Transport in den Gütergruppen Düngemittel, Stahl und Eisen sowie Fahrzeuge und Fahrzeugteile geht jeweils um rund ein Drittel gegenüber einer Referenzentwicklung ohne deutliche Klimaschutzmaßnahmen zurück. Grundlage für die Ableitung der Güterverkehrsleistung nach Gütergruppen bildete das Projekt Renewability (Zimmer et al. 2016), da in diesem die Transportleistungen je Gütergruppe bis 2050 in einer Referenzentwicklung zur Verfügung stehen.

Güterverkehrsnachfrage und Einordnung zu weiteren Studien

Abbildung 46



Öko-Institut und (UBA 2019a), (DENA 2018), (BDI 2018)

Zusätzlich wird die Fahrzeugauslastung erhöht, bis 2040 um 15 Prozent bei den Lkw und um 7 Prozent bei den leichten Nutzfahrzeugen.

Eine Verdopplung des Schienengüterverkehrs sollte angestrebt werden, scheint aber bis 2030 auch hinsichtlich der langen Zeiträume für den Ausbau von Schieneninfrastrukturen nur schwer realisierbar. Im Rahmen der Bewertung der Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 (Stand Januar 2020) wird davon ausgegangen, dass bis 2030 182 Mrd. tkm auf der Schiene transportiert werden können (KSPr 2030). Daher wird im Szenario KN2050 eine knappe Verdopplung des Schienengüterverkehrs bis 2050 auf 230 Mrd. tkm angenommen. Bis zum Jahr 2030 werden davon 190 Mrd. tkm realisiert. Notwendig dafür ist eine enge Verzahnung von Deutschlandtakt und dem Ausbau der Infrastrukturkapazitäten.

Insgesamt ergibt sich dann das folgende Bild hinsichtlich der Verkehrsleistung im Güterverkehr (Abbildung 46): Eine weiter deutlich steigende Güterverkehrsnachfrage – um 14 Prozent bis 2030 und um 35 Prozent bis 2050 gegenüber 2016 – bei gleichzeitiger Verschiebung des Modal-Splits zu 66 Prozent Straße, 26 Prozent Schiene und 8,5 Prozent Binnenschifffahrt im Jahr 2050. Im Vergleich mit weiteren Studien zeigt sich: Die Gesamtgüterverkehrsnachfrage wird wie in BDI 2018 und DENA 2018 nicht deutlich gedämpft, es findet jedoch ähnlich wie in anderen Klimaschutzszenarien eine signifikante Verlagerung auf den Schienenverkehr statt.

Luft- und Seeverkehr

Der internationale Luft- und Seeverkehr hat in den letzten Jahren die höchsten Wachstumsraten verzeichnet und stellt eine besondere Herausforderung für den Klimaschutz dar. Die Verantwortung zur Minderung der Emissionen liegt nicht bei den Nationalstaaten, sondern bei internationalen Gremien. Grundsätzlich werden die Emissionen des internationalen Luft- und Seeverkehrs nicht dem nationalen Treibhausgasinventar zugerechnet,

sondern nur (basierend auf dem Kerosinabsatz in Deutschland) nachrichtlich mitgeteilt.

Für den Personenluftverkehr wird ein weiterer Anstieg von durchschnittlich 1 Prozent pro anno (p. a.) im Zeitraum 2017 bis 2040 hinterlegt. Das ist weniger als die historischen Trends (2010 bis 2018: 3 Prozent p. a.), da angenommen wird, dass die Anzahl der Berufsreisen durch eine zunehmende Anzahl von digitalen Treffen und Konferenzen abnimmt (Rutkowsky 2020). Ab 2040 werden zur Dekarbonisierung im Luftverkehr verstärkt strombasierte Kraftstoffe eingesetzt, welche gegenüber fossilem Kerosin fast viermal so teuer sind und daher zu einer Erhöhung der Preise um fast 50 Prozent zwischen 2040 und 2050 führen. Im Zeitraum 2040 bis 2050 geht vor diesem Hintergrund der Personenluftverkehr um 2 Prozent p. a. zurück.

Der Luftfrachtverkehr ist in der Vergangenheit im Verhältnis zum BIP stets überproportional angestiegen und wird entsprechend dieses Trends für die Zukunft mit rund 3,5 Prozent Wachstum p. a. fortgeschrieben. Die Effizienzverbesserung im Luftverkehr (Auslastung und Energieverbrauch) wird mit 1,5 Prozent p. a. fortgeschrieben.

Für den Seeverkehr wird die Entwicklung bis 2050 über Wachstumsraten-Prognosen der IMO (2014), der BIP-Entwicklung in Deutschland sowie güterklassenspezifische Regressionsanalysen aus Zimmer et al. (2016) mit rund 2,6 Prozent Wachstum p. a. abgeleitet. Wie auch im bodengebundenen Güterverkehr werden Transporte von Gütern, deren Nachfrage sich in einer am Klimaschutz orientierenden Welt reduziert, durch eine Reduktion der Güterverkehrsnachfrage gesenkt. Die Effizienzsteigerung im Seeverkehr liegt bei knapp zwei Prozent p. a. bis 2050, was eher der „konservativen“ Annahme der IMO (2014) entspricht.

3.5.3 Neuzulassungen und Bestand

Pkw

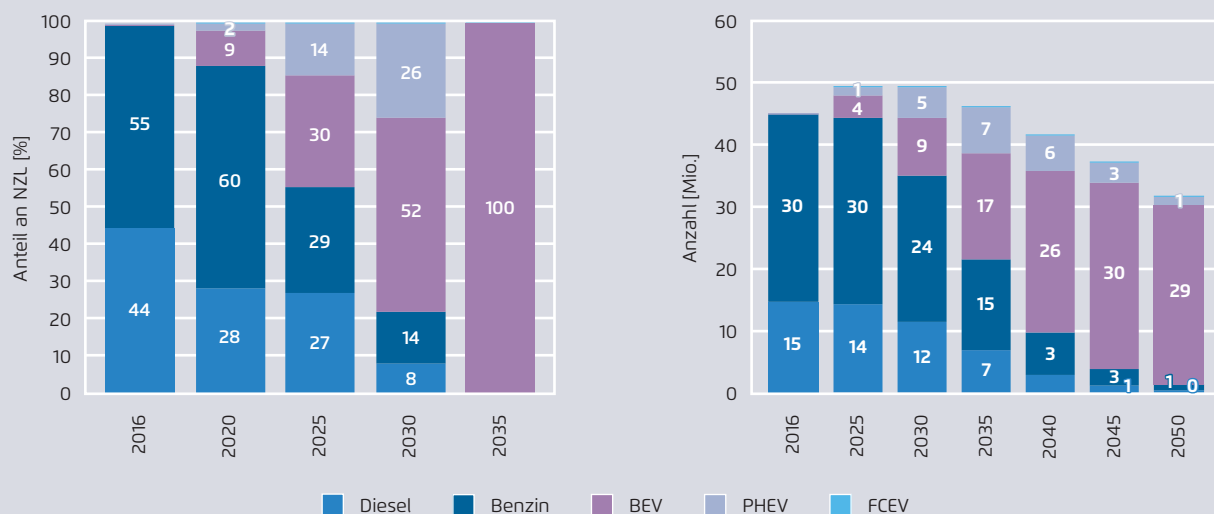
Trotz eines deutlichen Rückgangs des Pkw-Verkehrs wird im vorliegenden Szenario auch bis 2050 ein großer Anteil der Verkehrsleistung (55 Prozent der Personenkilometer) mit dem Pkw bewältigt (einschließlich *Carsharing*, *Ridesharing* und *Ridepooling*). Die Pkw sollten entsprechend mit CO₂-freien Energieträgern betrieben werden und wegen der begrenzten Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien möglichst effizient sein. Von den potenziellen Technologien sind batterieelektrische Pkw besonders vorteilhaft, da sie erneuerbaren Strom ohne Umwandlungsverluste direkt nutzen können. Soll der Verkehr bis 2050 klimaneutral werden, so ist es aufgrund der durchschnittlichen Lebensdauer von Pkw von rund 14 Jahren zielführend, ab dem Jahr 2035 nur noch Pkw neu zuzulassen, die rein elektrisch betrieben werden. Daher wird im Szenario KN2050 für neu zugelassene Pkw ein Auslaufen der Verbrennertechnologie inklusive der Plug-in-Hybride (PHEV) bis 2035 angenommen.

Der Anteil der Elektrofahrzeuge an den Neuzulassungen steigt im Szenario KN2050 näherungsweise linear an und erreicht im Jahr 2030 bereits 78 Prozent. Der Anteil der Plug-in-Hybride erreicht um das Jahr 2030 einen Höchstwert von knapp 30 Prozent und nimmt danach stetig ab. Ab dem Jahr 2035 werden keine Plug-in-Hybride mehr verkauft. So kann sichergestellt werden, dass im Jahr 2050 fast ausschließlich direkt elektrifizierte Pkw im Bestand sind und die Mengen an synthetischen Kraftstoffen im Straßenverkehr geringgehalten werden. Denn deren Einsatz ist weniger effizient als die direkte Stromnutzung im Fahrzeug. Ein ähnliches Vorgehen für ein Phase-out für Verbrenner plant die Kommission im Rahmen ihres 2030 *Climate Target Plan*. Dort wird die Frage gestellt, wie lange sich Pkw im Fahrzeugbestand befinden und wann keine verbrennungsmotorischen Pkw mehr zugelassen werden dürfen, damit der Bestand im Jahr 2050 möglichst vollständig elektrifiziert ist.

Einhergehend mit steigenden Fahrzeugzahlen von reinen Elektrofahrzeugen (Battery Electric Vehicle, BEV) und Hybridfahrzeugen (*Plug-in-Hybrid*)

Neuzulassungen und Bestand Pkw

Abbildung 47



Öko-Institut (2020)

Electric Vehicle, PHEV) im Bestand findet ein Ausbau der öffentlichen und privaten Ladeinfrastruktur statt.

Die konventionellen Antriebe werden bis 2030 ebenfalls effizienter: bis 2025 um rund 14 Prozent und bis 2030 um rund 28 Prozent gegenüber 2021. Diese angenommene Entwicklung ist ambitioniert – insbesondere vor dem Hintergrund, dass aktuell die durchschnittlichen Emissionen der Verbrenner durch höhere Motorisierung/Gewicht/SUV-Trend weiter zunehmen.

Das aktuelle Ziel der Flottengrenzwerte der EU sieht vor, dass die durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Pkw-Neuzulassungen in der EU im Jahr 2030 um 37,5 Prozent gegenüber 2021 reduziert werden. Im Szenario KN2050 wird dieser Wert für Deutschland durch den hohen Anteil an Elektrofahrzeugen und die weitere Effizienzsteigerung verbrennungsmotorscher Pkw mit einer Minderung von rund 75 Prozent deutlich übertroffen.

Die Neuzulassungen ab dem Jahr 2035 bestehen nahezu ausschließlich aus rein batterieelektrischen Pkw (BEV). Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) kommen in diesem Szenario nur zu sehr geringen Anteilen auf den Pkw-Markt, denn sie sind wegen der auch in Zukunft vergleichsweise deutlich höheren Technologiekosten im Pkw-Bereich nicht konkurrenzfähig.

Die schnelle Entwicklung der Neuzulassungen hin zu Elektrofahrzeugen ist nicht rein kostengetrieben und wird durch die bisher geltenden Flottenstandards auch nicht ausreichend angereizt. Sie muss durch einen entsprechenden Instrumentenmix ermöglicht werden.

Infolge der teils langen Haltedauern von Pkw zeigt der schnelle Markthochlauf von Elektrofahrzeugen in der Bestandsentwicklung erst mit Verzögerung eine substanzielle Wirkung. Im Jahr 2030 werden rund 14 Mio. Elektrofahrzeuge im Bestand gezählt, was

einem Anteil von 28 Prozent entspricht und das Ziel aus dem Klimaschutzprogramm 2030 in Höhe von 7 bis 10 Mio. Elektrofahrzeuge deutlich übertrifft. Es verbleibt ein stetig sinkender Anteil an Verbrennern im Bestand, bis der Pkw-Bestand im Jahr 2050 dann nahezu vollständig aus rund 30 Mio. BEV besteht.

Der Rückgang des Pkw-Bestands ist zum einen eine Folge der sinkenden Gesamtverkehrsleistung, die mit Pkw erbracht wird. Zum anderen werden gerade in Innenstädten weniger Fahrzeuge angeschafft, da – neben einer stärkeren Nutzung des Umweltverbunds – Fahrzeuge immer mehr auf Basis von *Sharing*- und *Pooling*-Modellen genutzt werden, was zu einer steigenden Pkw-Auslastung führt. Die durchschnittliche Fahrleistung pro Pkw geht leicht zurück von heute rund 13.500 Kilometer je Pkw auf rund 12.500 Kilometer je Pkw im Jahr 2050.

Last- und Sattelzüge

Im Klimaschutzprogramm hat sich die Bundesregierung das Ziel gesetzt, dass im Jahr 2030 ein Drittel der Lkw-Fahrleistung elektrisch erfolgt. Dabei muss berücksichtigt werden, dass fast 70 Prozent der Fahrleistung im Straßengüterverkehr (ohne leichte Nutzfahrzeuge) von Last- und Sattelzügen erbracht wird. Die verbleibenden Fahrzeugkilometer verteilen sich dann jeweils etwa hälftig auf Lkw kleiner 7,5 t und größer 7,5 t zulässiges Gesamtgewicht. Um das Ziel der Elektrifizierung zu erreichen, erfolgt ab 2025 eine starke Zunahme von alternativen Antrieben, sodass 2030 bereits über 50 Prozent elektrisch betriebene Fahrzeuge sowie rund 15 Prozent Brennstoffzellenfahrzeuge bei den Last- und Sattelzügen zugelassen werden. Ab 2040 kommen dann nahezu keine konventionellen Lkw mehr in den Markt und die Neuzulassungen verteilen sich zu einem Drittel auf Brennstoffzellenfahrzeuge und zwei Drittel auf elektrische Fahrzeuge.

Die rein elektrischen Fahrzeuge können batterieelektrische Lkw, Oberleitungs-Lkw (O-Lkw), oder eine Kombination aus beiden Technologien (batteriehybrid) sein. Die Zusammensetzung ist abhängig von:

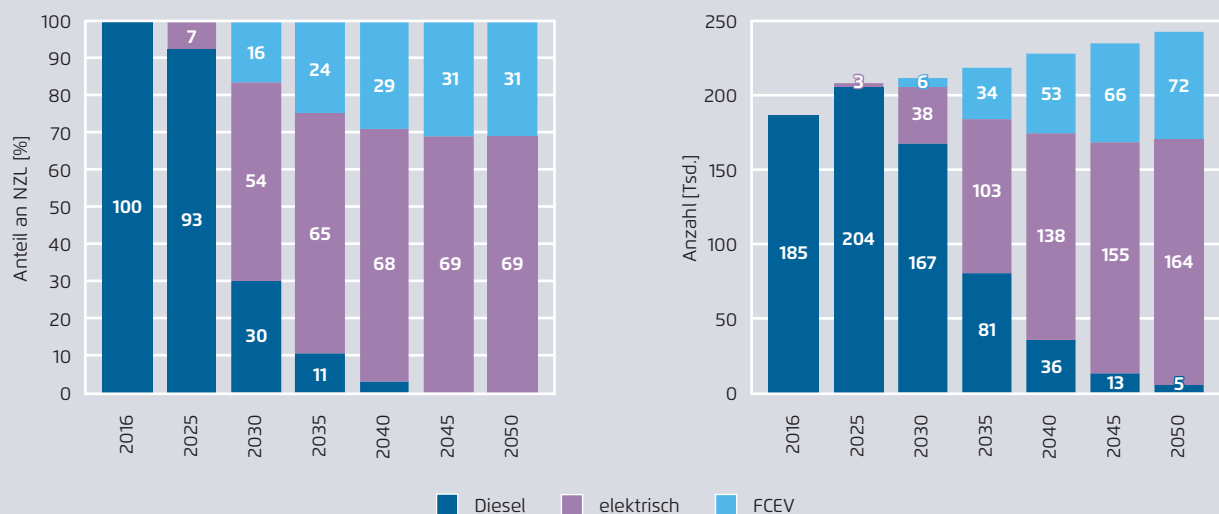
den politischen Rahmenbedingungen, dem Ausbau eines flächendeckenden Ladesystems in Depots, Umschlagpunkten und von Ladepunkten an Autobahnen sowie dem Ausbau einer Oberleitungsinfrastruktur entlang der Autobahnen. Werden alle Technologien gleichwertig adressiert, kommt es zu einem parallelen Aufbau von drei unterschiedlichen Energieversorgungsinfrastrukturen: Wasserstoff-tankstellen, Schnellladeinfrastruktur und Oberleitungssystem. Dieser parallele Aufbau ist einerseits mit höheren Kosten verbunden, andererseits ermöglicht er Nutzern eine gewisse Flexibilität bei der Fahrzeugwahl. Tatsächlich können auch Synergien entstehen: die O-Lkw können beispielsweise die Ladeinfrastruktur der BEV nutzen, um die Reichweite abseits der elektrifizierten Streckenabschnitte zu erhöhen. Mittelfristig sind auch Kombinationen, wie zum Beispiel von Brennstoffzellen und Oberleitung denkbar. Perspektivisch, das zeigen die Berechnungen von Hacker et al. (2020), können auf einem rund 4.000 Kilometer langen Oberleitungsnetz im Jahr 2050 unter geeigneten Rahmenbedingungen rund 100.000 O-Lkw betrieben und damit eine elektrische Fahrleistung von über 20 Mrd. Fahrzeugkilometer

erbracht werden. Dies entspricht rund 40 Prozent der Fahrleistung der Last- und Sattelzüge im Szenario KNDE2050.

Grundsätzlich ist der Energieverbrauch von O-Lkw und BEV ähnlich. Vorteil des O-Lkw ist, dass mit heutigen – ohne signifikante Nutzlastverluste – realisierten Batteriekapazitäten auch ein Einsatz im Fernverkehr möglich wäre; die Batterie wäre dabei je nach Konfiguration des O-Lkw nur rund ein Viertel bis halb so groß wie bei einem reinen BEV (Hall, Lutsey 2019). Neben der größeren Nutzlast gegenüber einem reinen BEV beziehungsweise einem geringeren Fahrzeuggewicht lassen sich damit auch bei der Ressourceninanspruchnahme für die Fahrzeugbatterien Einsparungen erzielen. O-Lkw können während der Fahrt geladen werden, BEV dagegen müssen stationär zum Beispiel in den Fahrerpausen geladen werden. Dadurch führt der Einsatz von O-Lkw zu einer zeitlich und räumlich weniger konzentrierten Stromnachfrage. Während O-Lkw in Bezug auf die Pausenzeiten eine größere Flexibilität aufweisen, sind sie in Hinblick auf die möglichen Einsatzstrecken weniger flexibel.

Neuzulassungen und Bestand Last- und Sattelzüge

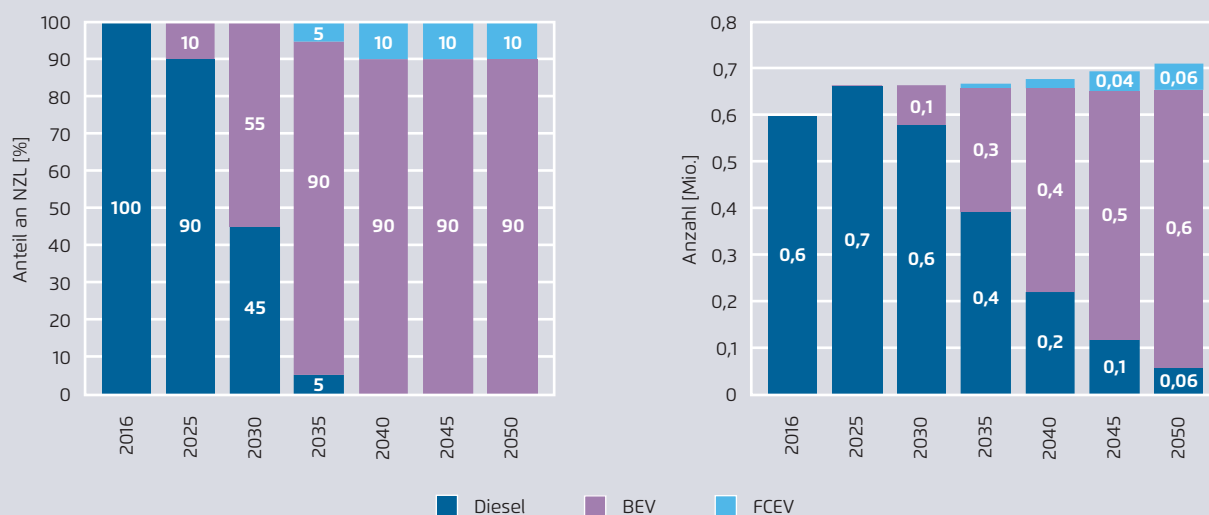
Abbildung 48



Öko-Institut (2020)

Neuzulassungen und Bestand Lkw

Abbildung 49



Öko-Institut (2020)

Lkw

Wie bei Last- und Sattelzügen erfolgt bei den restlichen Lkw eine starke Elektrifizierung ab etwa 2025, sodass im Jahr 2030 bereits über die Hälfte der Neuzulassungen Elektrofahrzeuge sind. Bereits 2035 werden nahezu keine Verbrenner mehr zugelassen. Brennstoffzellenfahrzeuge gelangen erst ab etwa 2035 in den Markt, da bei leichteren Fahrzeugen batterieelektrische Konzepte konkurrenzfähiger sind: Durch die kleinere Batterie ist der Kostenvorteil von BEV gegenüber Brennstoffzellenfahrzeugen bei kleineren Lkw größer als bei Last- und Sattelzügen.

Im Jahr 2030 befinden sich rund 100.000 BEV-Lkw im Bestand, der Großteil besteht dann noch aus Dieselfahrzeugen. Bis 2050 befinden sich dann rund 600.000 BEV-Lkw im Bestand und dazu rund 60.000 Brennstoffzellen-Lkw. Es gibt einen geringen Restbestand an Diesel-Lkw, welcher dann mit synthetischen Kraftstoffen betrieben wird.

Leichte Nutzfahrzeuge

Der Hochlauf der batterieelektrischen leichten Nutzfahrzeuge findet etwas schneller statt als bei Lkw und im Jahr 2030 machen BEV bereits 65

Prozent der Neuzulassungen aus. Grund für den früheren Hochlauf ist die technologische Nähe zu Pkw und damit eine durch Skaleneffekte früherer Wirtschaftlichkeit. Ab 2035 werden ebenfalls keine nennenswerten Mengen an Verbrennern mehr neu zugelassen.

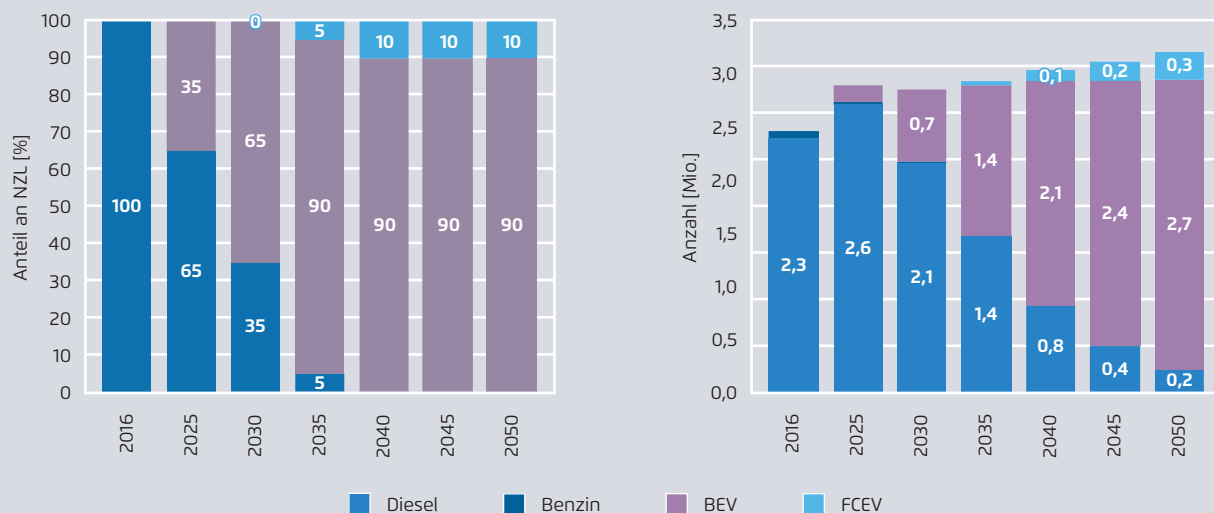
Im Jahr 2030 sind 0,7 Mio. BEV-Fahrzeuge im Bestand. Bis zum Jahr 2050 steigt die Anzahl auf knapp 3 Mio. sowie 300.000 Brennstoffzellenfahrzeuge. Der Bestand an Verbrennern beträgt dann noch rund 5 Prozent.

3.5.4 Endenergiebedarf und THG-Emissionen Nationaler Verkehr

Durch die oben beschriebenen Veränderungen im Verkehrssektor – sowohl technologisch als auch durch Nachfrageveränderungen – sinkt der Endenergiebedarf für den nationalen Verkehr stetig von rund 655 TWh im Jahr 2016 bis auf 228 TWh im Jahr 2050. Gleichzeitig reduziert sich der Anteil fossiler Energieträger. Macht dieser im Jahr 2016 noch fast den gesamten Energiebedarf aus, werden im Jahr 2050 keine fossilen Energieträger mehr im Verkehrssektor eingesetzt.

Neuzulassungen und Bestand der leichten Nutzfahrzeuge

Abbildung 50



Öko-Institut (2020)

Bedingt durch die weitgehende Elektrifizierung des Fahrzeugbestands werden die fossilen Kraftstoffe zum Großteil durch direkte Stromnutzung (170 TWh in 2050) ersetzt. Die Brennstoffzellenfahrzeuge und der Restbestand an verbrennungsmotorischen Fahrzeugen im nationalen Verkehr werden im Jahr 2050 mit strombasierten Kraftstoffen (rund 40 TWh Wasserstoff und 19 TWh Flüssigkraftstoffe) versorgt. Bis zum Jahr 2030 benötigen die Brennstoffzellenfahrzeuge (Last- und Sattelzüge) 4 TWh an Wasserstoff. Erste Produktionsanlagen für strombasierte Kohlenwasserstoffe fokussieren von Beginn an auf die Produktion von synthetischem Kerosin. Damit wird frühzeitig ein Anlagendesign sichergestellt, welches ohne weitere Anpassungen auf die langfristigen Bedarfe eines klimagerechten Verkehrssystems ausgerichtet ist. Im Jahr 2030 kommen im nationalen Luftverkehr bereits knapp 1,5 TWh an strombasiertem Kerosin zum Einsatz. Der Anteil im nationalen Luftverkehr steigt bis 2035 auf 100 Prozent. Hinzu kommt der Bedarf an strombasiertem Kerosin für den internationalen Luftverkehr ab 2040, der im Jahr 2050 100 Prozent erreicht. Mögliche Koppelprodukte der nachhaltigen Kerosinproduktion (zum Beispiel

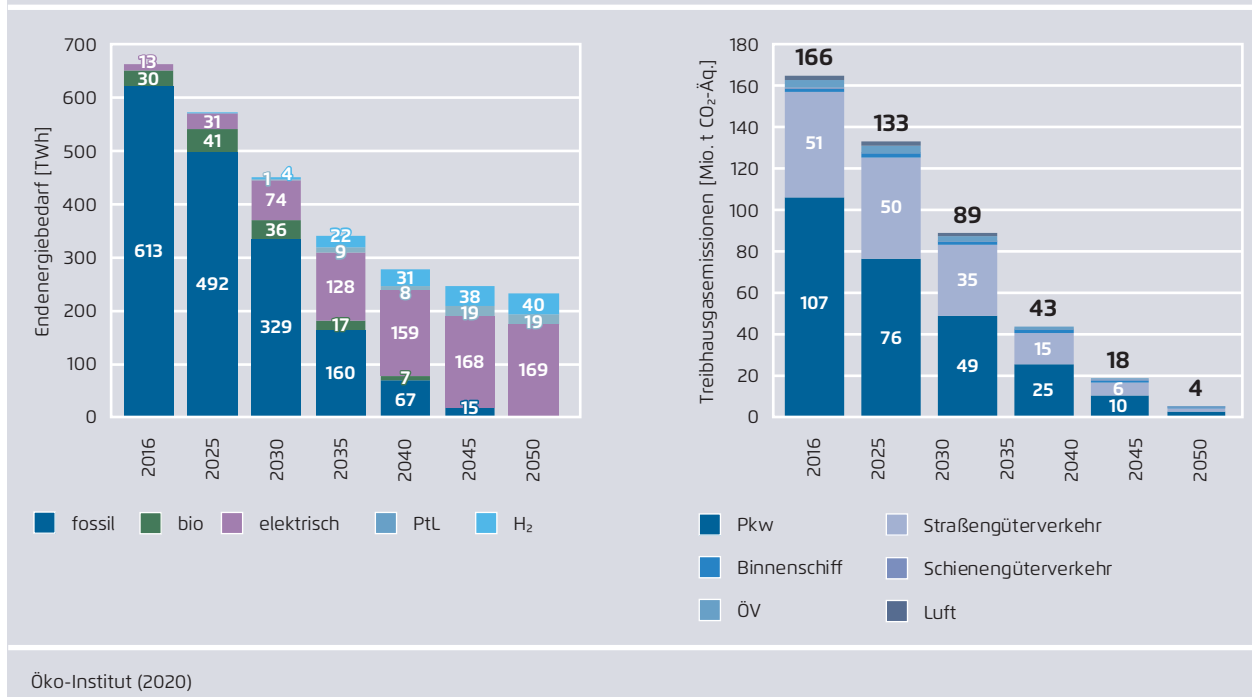
Benzin und Diesel) werden für die Restbestände an verbrennungsmotorischen Fahrzeugen benötigt.

Aufgrund der Vorgaben der Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II ist davon auszugehen, dass bis 2030 die konventionellen Biokraftstoffe auf etwa heutigem Niveau verbleiben und 1,75 Prozent fortschrittliche Biokraftstoffe zusätzlich eingesetzt werden. Das verfügbare Biomassepotenzial wird danach bis 2050 sukzessive in den Sektoren eingesetzt, in denen es effizienter genutzt werden kann, beziehungsweise in denen keine Alternativen zur Verfügung stehen (insbesondere Industrie). Zudem wird die Biomasse zentral in großen Anlagen benötigt, damit die CO₂-Ströme der Biomasse später für *Bio-Energy with Carbon Capture and Storage* (BECCS) zur Verfügung zu stehen.

Der deutliche Rückgang des Einsatzes fossiler Kraftstoffe führt zu einem ebenso deutlichen Rückgang der THG-Emissionen auf 89 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2030. Damit wird das Ziel des Klimaschutzgesetzes der Bundesregierung in Höhe von 95 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2030 übertroffen. Das derzeitige Zwischenziel für das Jahr 2025 wird mit 133 Mio. t CO₂-Äq verfehlt.

Endenergiebedarf und Treibhausgasemissionen national nach Verkehrsträgern

Abbildung 51



Nach 2030 setzt sich der Trend fort, sodass im Jahr 2050 der gesamte Verkehrssektor als klimaneutral gilt. Die kumulierten Emissionen zwischen 2021 und 2050 betragen 1.757 Mio. t CO₂-Äq. Es treten durch die Elektrifizierung Mehrmissionen im Stromsektor auf, die hier nicht mit dargestellt sind und im Stromsektor bilanziert werden.

Die verschiedenen CO₂-Vermeidungsstrategien tragen im Szenario KN2050 unterschiedlich stark zur Treibhausgasminderung im Verkehrssektor bei. Die Minderung zwischen 2016 und 2030 beträgt insgesamt 77 Mio. t CO₂-Äq. 22 Prozent davon werden über eine frühzeitige Mobilitätswende im Personenverkehr erbracht. Auch die Verlagerung von Gütern auf die Schiene trägt mit rund 7 Prozent zu einer Minderung bei. 55 Prozent der Minderung werden durch die schnelle Elektrifizierung (und Effizienzverbesserung) des Pkw-Bestandes erreicht. Ein Drittel elektrischer Fahrleistung von Lkw bringt dann weitere 16 Prozent. Das Bild setzt sich von 2030 bis zum Jahr 2050 fort. Knapp 40 Prozent der notwendigen Treibhausgasminderung hin zur Klimaneutralität des Verkehrs-

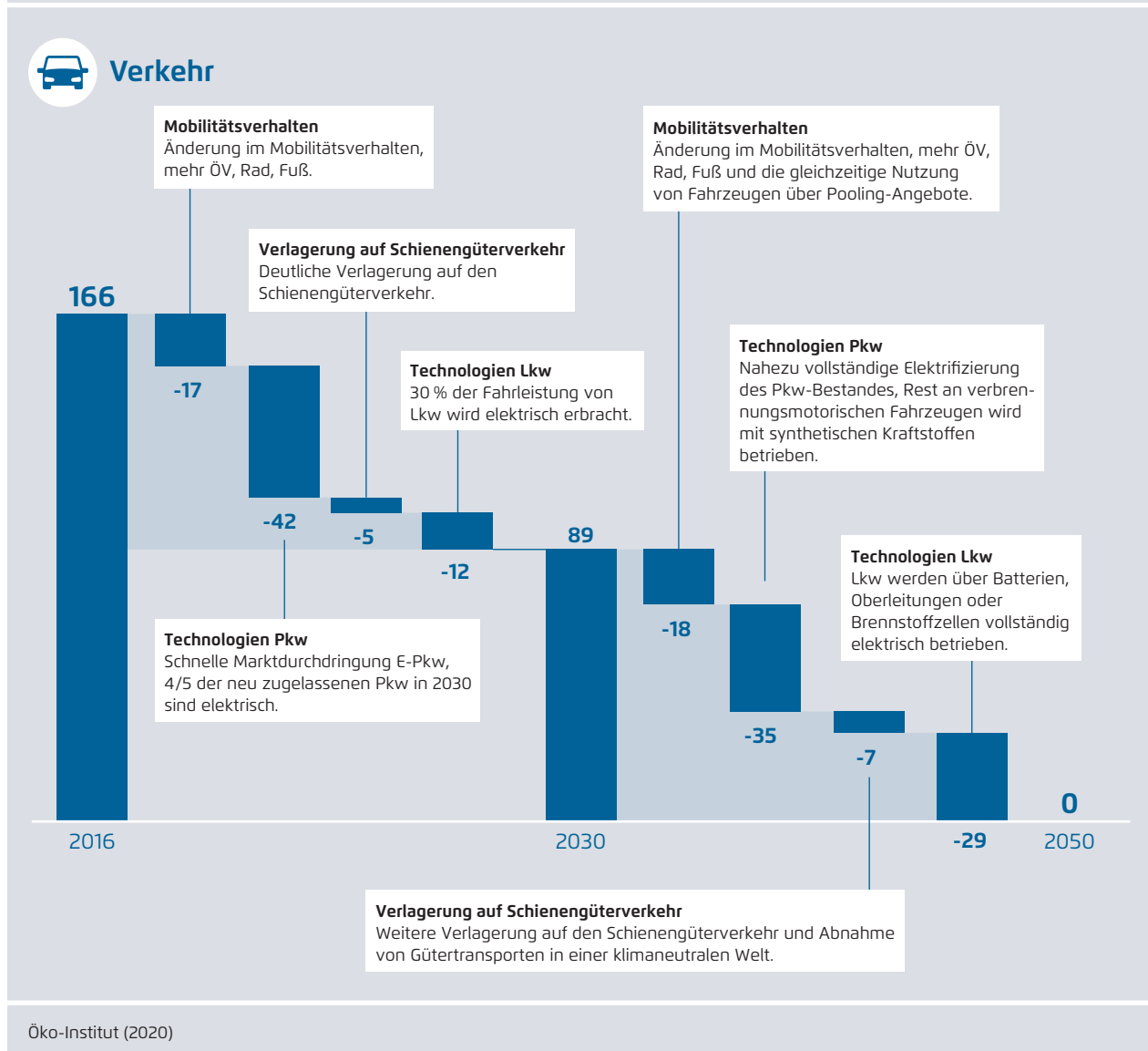
sektors im Jahr 2050 trägt in diesem Zeitraum die Elektrifizierung des Pkw-Bestandes bei; für einen geringen Restbestand an verbrennungsmotorisch betriebenen Pkw werden synthetische Kraftstoffe genutzt. Durch eine weitere Verlagerung auf umweltfreundlichere Verkehrsträger im Personenverkehr, aber auch durch eine Steigerung der Auslastung von Fahrzeugen – etwa durch *Pooling*-Angebote – können weitere 18 Mio. t (20 Prozent) reduziert werden. Der Beitrag einer weiteren Verlagerung auf den Schienengüterverkehr liegt bei 7 Mio. t CO₂-Äq und somit 8 Prozent. Ein Drittel der notwendigen THG-Minderung auf dem Weg zur Klimaneutralität erbringt die vollständige Elektrifizierung des Lkw-Bestandes über Oberleitungen, Batterien oder Brennstoffzellen.

Internationaler Verkehr

Da sowohl der Luftverkehr als auch der Transport von Gütern per Seeschifffahrt bis 2050 trotz einer leichten Dämpfung aufgrund steigender Energiepreise insgesamt stark zunimmt, führen Effizienzsteigerungen bis 2040 lediglich zu einem konstanten

Reduktion der Treibhausgasemissionen im Verkehr (Mio. t CO₂-Äq.)

Abbildung 52



Energiebedarf. Erst ab 2040 wird ein Rückgang des Energiebedarfs und damit auch der Treibhausgasemissionen erreicht.

Es werden ab 2040 zunehmend strombasierte Kraftstoffe eingesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass erst ab diesem Zeitpunkt die relevanten Mengen auf dem internationalen Markt vergleichsweise kostengünstig angeboten werden können. 2045 machen strombasierte Kraftstoffe dann bereits die Hälfte der eingesetzten Energiemenge aus und im

Jahr 2050 wird der Einsatz fossiler Kraftstoffe dann vollständig vermieden.

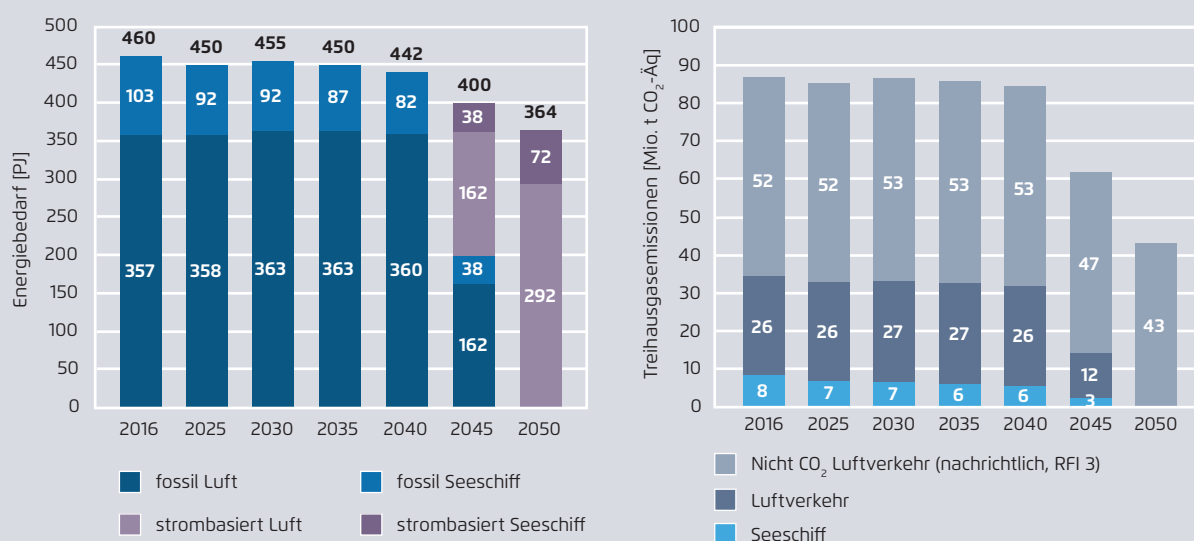
Die CO₂-Emissionen gehen durch den Einsatz strombasierter Kraftstoffe bis zum Jahr 2050 auf null. Es verbleiben jedoch auch bei dem Einsatz CO₂-freier Kraftstoffe die Nicht-CO₂-Effekte (Abbildung 53). Im Rahmen eines zukünftigen, umfassenderen internationalen Klimaschutzregimes müsste Deutschland weitere negative Emissionen erreichen, um die Nicht-CO₂-Effekte seines internationalen Luftver-

Klimawirksamkeit Luftverkehr

Beim Luftverkehr gibt es hinsichtlich der Klimaschutzanstrengungen eine Besonderheit: die sogenannten Nicht-CO₂-Effekte. Über die Treibhausgasemissionen und ihre Klimawirkung hinaus gibt es noch weitere Effekte, die in großer Flughöhe wirksam werden und das Klima negativ belasten. Dazu zählen die Emissionen von Stickoxiden, Rußpartikeln und Wasserdampf ebenso wie die teilweise damit verbundene verstärkte Zirkuswolken- und Kondensstreifenbildung. Die Klimawirkung hängt von vielen Faktoren ab, etwa die Hintergrundkonzentration, die Temperatur in Flughöhe, geografische Länge und Breite. Die Berechnung der Klimawirkung des Luftverkehrs beziehungsweise die Festlegung auf pauschale Faktoren stellt damit eine besondere Herausforderung dar. Die wissenschaftliche Diskussion zu diesem Thema ist noch nicht abgeschlossen, und der Strahlungsantriebsindex (*Radiative Forcing Index*, RFI), mit dem die Klimawirksamkeit dargestellt werden kann und der die aus dem Flugverkehr entstehenden CO₂- und Nicht-CO₂-Effekte aus der Verbrennung der Kraftstoffe in großer Höhe gegenüber dem CO₂-Effekt am Bodengewichtet, liegt zwischen 1,9 und 4,7 (IPCC 2007). Grewe (2019) geht davon aus, dass die Nicht-CO₂-Auswirkungen mindestens 50 Prozent der gesamten Klimaauswirkungen des Luftverkehrs ausmachen, sodass die gesamten Klimaauswirkungen des Luftverkehrs mindestens zweimal größer wären als seine CO₂-Auswirkungen. Gemäß dem Vorsorgeprinzip sollten diese Emissionen – trotz verbleibender Unsicherheiten – nicht ignoriert werden. Mehrere Organisationen haben daher einen Multiplikator von 3 für die Berücksichtigung der Nicht-CO₂-Wirkungen des Luftverkehrs festgelegt oder empfohlen (atmosfair 2020; UBA 2019b).²⁵ Hervorzuheben ist, dass auch wenn CO₂-freie Kraftstoffe eingesetzt werden, dieser Klimaeffekt bestehen bleibt. Für vollständige Klimaneutralität müssen diese Nicht-CO₂-Effekte entsprechend über Senken ausgeglichen werden.

Entwicklung Endenergiebedarf und Treibhausgasemissionen inklusive der Nicht-CO₂-Effekte, internationaler Verkehr

Abbildung 53



Öko-Institut (2020)

kehrs auszugleichen. Bei einem RFI von 3 wären das 43 Mio. t.

3.5.5 Sensitivität Markthochlauf Elektrofahrzeuge

Ziel der Sensitivität war es, ein alternatives Szenario aufzuzeigen, in dem sich das Mobilitätsverhalten etwas langsamer anpasst und gleichzeitig der Markthochlauf von Elektrofahrzeugen etwas schneller stattfindet. In der Sensitivität wird die Dynamik beim Hochlauf der Elektrofahrzeuge verstärkt und bereits im Jahr 2030 werden keine rein verbrennungsmotorischen Pkw mehr zugelassen. Der Ausstieg aus den PHEV erfolgt im Jahr 2035, der Anteil der PHEV an den Neuzulassungen sinkt bereits zwischen 2030 und 2035 deutlich.

Werden mehr Elektrofahrzeuge zugelassen als im Szenario KN2050, können an anderer Stelle die Veränderungen etwas langsamer von statuten gehen – bei gleicher sektorübergreifenden Treibhausgasmindernde. Da es sich gerade bei der Änderung des Mobilitätsverhaltens mit einem Rückgang der Pkw-Fahrleistung um 13 Prozent innerhalb von 14 Jahren um einen ambitionierten Pfad handelt, wurde für die Sensitivität eine geringere Reduktion der Pkw-Fahrleistung um 11 Prozent bis 2030 gegenüber 2016 angenommen. Die Verkehrsnachfrage Pkw liegt im Jahr 2030 bei 853 Mrd. Pkm, statt bei 833 Mrd. Pkm.

Pkw-Neuzulassungen und Bestand

Das 2030er-Ziel der EU-Pkw-Flottengrenzwerte (minus 37,5 Prozent gegenüber 2021) wird bereits im KN2050 mit 75 Prozent deutlich übertroffen. In der Sensitivität wird sogar eine Emissionsminderung um 93 Prozent erreicht, da keine rein verbrennungsmotorisch betriebenen Pkw mehr zugelassen werden.

Der frühere Ausstieg aus konventionellen Pkw führt entsprechend zu einer schnelleren Zunahme des

Bestands an Elektrofahrzeugen. Im Szenario KN2050 werden im Jahr 2030 rund 14 Millionen Elektrofahrzeuge erreicht, in der Sensitivität sind zu diesem Zeitpunkt bereits rund 17 Millionen Elektrofahrzeuge im Bestand.

Um einen solchen Bestand im Jahr 2030 zu erreichen, ist ein gleichmäßiger Markthochlauf elektrischer Pkw notwendig. Eine Schwäche der EU-Flottengrenzwerte – unabhängig von ihrer Höhe – in dieser Hinsicht ist, dass sie nur für die Stützjahre 2025 und 2030 festgelegt wurden. Die Entwicklung der vergangenen Jahre hat gezeigt, dass die Emissionsziele in den Stützjahren erreicht werden, der Verlauf in den Zwischenjahren jedoch nicht linear ist, sondern die Emissionswerte tendenziell sprunghaft zu den Stützjahren abnehmen. Aufgrund der Pkw-Haltedauern hat der Markthochlauf in den Zwischenjahren einen sehr großen Einfluss auf die Bestandszahlen im Jahr 2030. Durch einen angepassten Instrumentenmix wird in den Szenarien daher ein linearer Hochlauf der Elektrofahrzeug-Zulassungen bis 2030 gewährleistet. Dies kann beispielsweise durch flankierende fiskalische Instrumente auf nationaler Ebene oder aber durch verschärfte Pkw-Grenzwerte bzw. eine Quotenregelung bewirkt werden, die jeweils auch Vorgaben für die Zwischenjahre machen.

Klimavorteil durch Elektrifizierung im Verkehr versus Mehrmissionen im Stromsektor

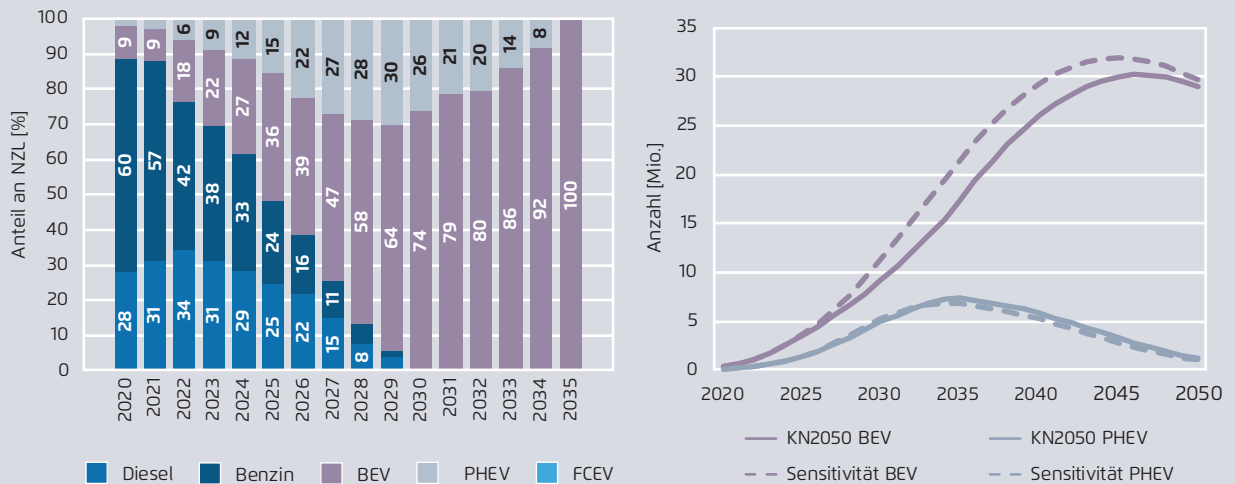
Ziel des Szenarios KN2050 ist, sektorenübergreifend bis 2030 eine Minderung der THG-Emissionen um 65 Prozent zu erreichen. Werden zur THG-Minderung im Verkehrssektor Technologien eingesetzt, die als Energieträger Strom benötigen, so müssen die Wechselwirkung mit dem Stromsektor und mögliche zusätzliche Emissionen durch einen höheren Strombedarf mitgedacht werden.

Der „Netto-Klimavorteil“ elektrischer Fahrzeuge hängt also nur zu einem Teil von der Effizienz der Antriebsalternativen ab, denn zusätzlich spielt die Art der Stromerzeugung eine wesentliche Rolle. Je nachdem, ob der zusätzlich benötigte Strom durch

25 Weder im Übereinkommen von Paris noch im Rahmen der EU-Klimapolitik werden die Nicht-CO₂-Effekte bereits im Rahmen von Regulierungen berücksichtigt.

Entwicklung Antriebstechnologien Neuzulassungen (NZL) und Bestand Pkw in der Sensitivität

Abbildung 54



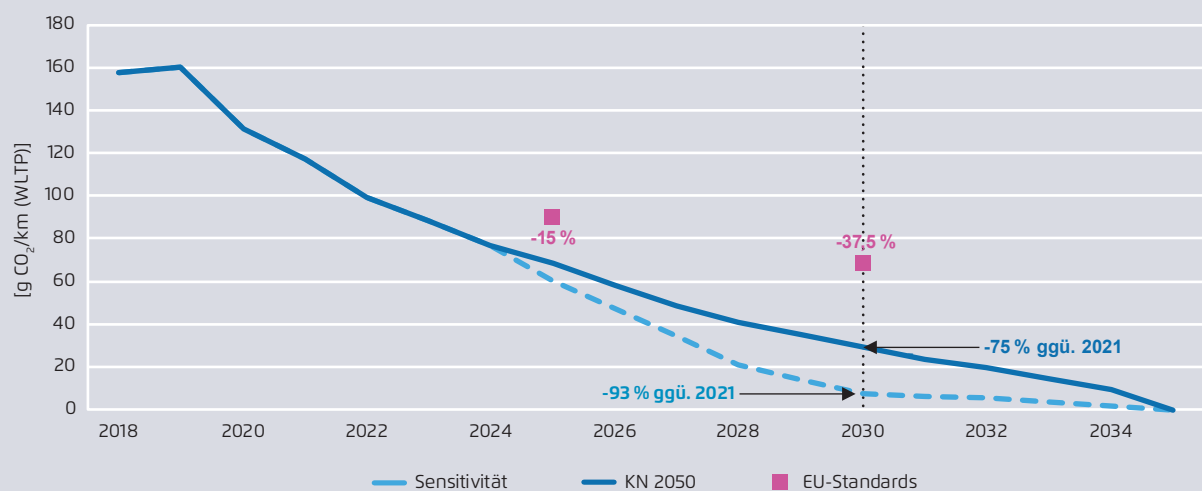
Öko-Institut (2020)

Erneuerbare Energien, Gaskraftwerke oder durch CO₂-intensive Kohlekraftwerke bereitgestellt wird, verändert sich der Emissionsfaktor für den eingesetzten Strom und damit die tatsächliche Einsparung über alle Sektoren hinweg. In der hier betrachteten

Sensitivität wird davon ausgegangen, dass keine zusätzlichen Erneuerbaren Energien ausgebaut werden, weil das Ambitionsniveau bereits hoch ist. Kohlekraftwerke kommen nicht zum Einsatz, weil sie über den EU-ETS-Preis aus dem Markt gedrängt

Entwicklung durchschnittliche CO₂-Emissionen neu zugelassener Pkw im Szenario KN2050 und in der Sensitivität

Abbildung 55



Öko-Institut (2020)

werden. Importe werden hier ebenso nicht betrachtet, weil sie das Problem der zusätzlichen Emissionen lediglich ins Ausland verlagern und damit keinen echten Vergleich der Treibhausgaswirksamkeit beider Antriebstechniken erlauben. Der Strom wird in der Vergleichsanalyse hier deshalb über Erdgas erzeugt. Je nachdem, ob man hier eine effiziente GuD mit einem Wirkungsgrad von mehr als 55 Prozent oder eine Gasturbine von heute 42 Prozent Wirkungsgrad ansetzt, variiert der Strom-Emissionsfaktor zwischen rund 450 und 367 g CO₂/kWh_{el}. In der hier betrachteten Sensitivität wird davon ausgegangen, dass die Strombereitstellung über GuDs erfolgt. Gasturbinen sind in der Regel nur für wenige Peak-Stunden mit hohem Strombedarf ausgelegt. Aufgrund der vorhandenen Flexibilität beim Laden, werden solche Stunden tendenziell eher vermieden. Vergleicht man den Emissionsfaktor von 367 g/kWh_{el} mit dem Emissionsfaktor für Diesel in Höhe von 266 g CO₂/kWh, so liegt dieser deutlich darüber. Das wird jedoch dadurch überkompensiert, dass Elektromotoren wesentlich effizienter sind als Dieselmotoren. Bereits wenn der Energieverbrauch des elektrischen Fahrzeugs um ein Drittel niedriger liegt als der Verbrauch des Dieselfahrzeugs, ergibt sich ein Klimavorteil (im Betrieb).

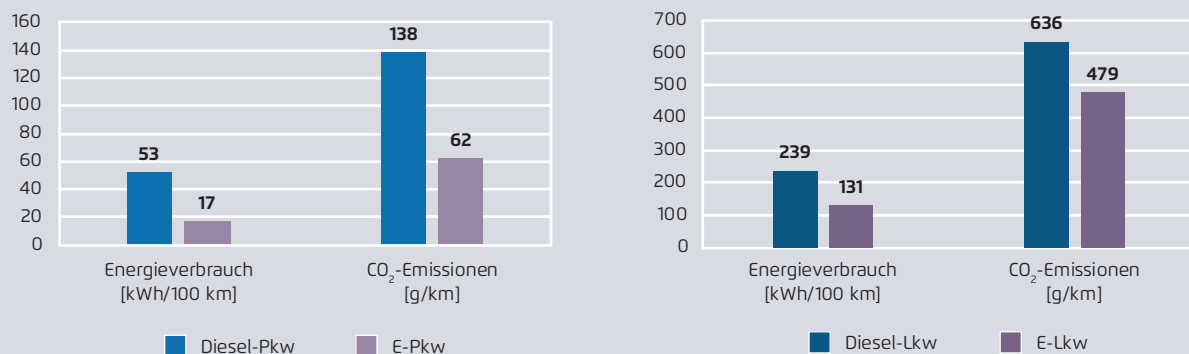
Der Stromverbrauch eines elektrischen Last- und Sattelzuges ist etwa halb so hoch wie der Energieverbrauch eines vergleichbaren Dieselfahrzeugs. Im Szenario sind daher die CO₂-Emissionen des Elektro-Lkw bei Berücksichtigung des Stromsektors im Jahr 2030 etwa 20 Prozent niedriger als beim Diesel. Elektro-Pkw verbrauchen hingegen nur ein Drittel der Endenergie ihres Diesel-Pendants. Daher sparen sie sektorenübergreifend 50 Prozent CO₂-Emissionen ein. Die zwei Beispiele zeigen, dass das sektorenübergreifende Minderungspotenzial von der Effizienz der eingesetzten Technologien in beiden Sektoren abhängt. Durch die Elektrifizierung der Pkw kann eine höhere prozentuale Minderung der CO₂-Emissionen je Kilometer erzielt werden als durch die Elektrifizierung der Lkw, da Pkw den Strom im Antriebsvergleich effizienter einsetzen. Steigt der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromproduktion weiter, so nimmt der Klimavorteil im Betrieb sowohl von Elektro-Pkw als auch von Elektro-Lkw zu.

Endenergiebedarf und THG-Emissionen

Im Verkehrssektor selbst resultieren die zusätzlichen Elektrofahrzeuge trotz leicht erhöhter Fahrleistung, die teilweise auch noch durch Verbrenner erbracht wird, in einer weiteren Minderung der THG-Emissionen um 2 Mio. t. Sie liegen 2030 bei 87 Mio. t statt

Vergleich der CO₂-Emissionen von elektrischen Fahrzeugen und Dieselfahrzeugen bei Stromerzeugung aus GuD (367 g CO₂/kWh_{el})

Abbildung 56



Öko-Institut (2020)

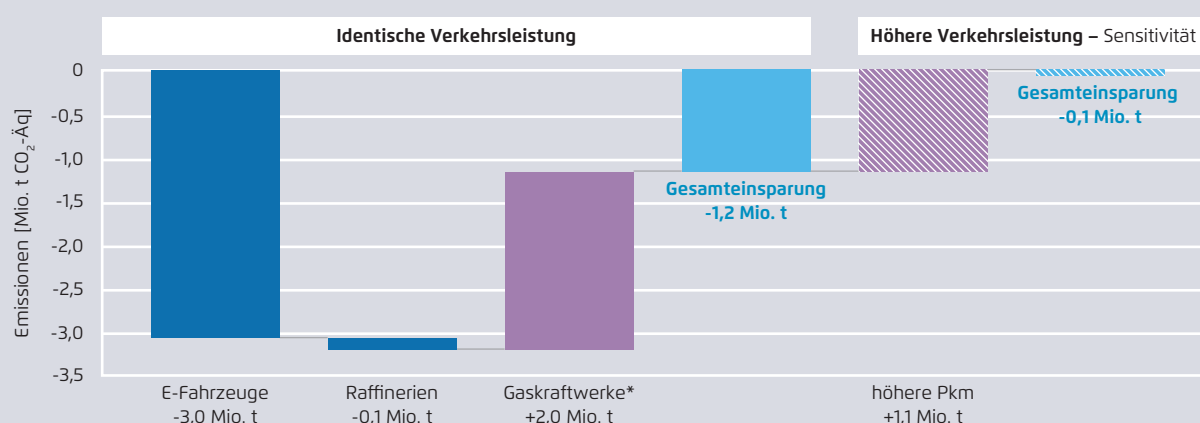
wie im KN2050 bei 89 Mio. t. Diese zusätzliche Minderung setzt sich entsprechend der Bestandsentwicklung Pkw auch in den Jahren 2035 und 2040 fort. Im Jahr 2045 nähern sich die CO₂-Emissionen innerhalb der Sektorenabgrenzung Verkehr nahezu an. Die höhere Anzahl an Elektrofahrzeugen führt zwar zu sinkenden THG-Emissionen im Verkehrssektor und zu leicht sinkenden Emissionen in den Mineralö Raffinerien, aber ebenfalls zu einem erhöhten Strombedarf und damit zu Mehremissionen im Stromsektor. Insgesamt gleichen sich die Effekte in der Sensitivitätsbetrachtung nahezu aus. In der

Detailbetrachtung des Jahres 2030 zeigen sich leichte Minderemissionen von 0,1 Mio. t CO₂-Äq (vgl. Abbildung 57).

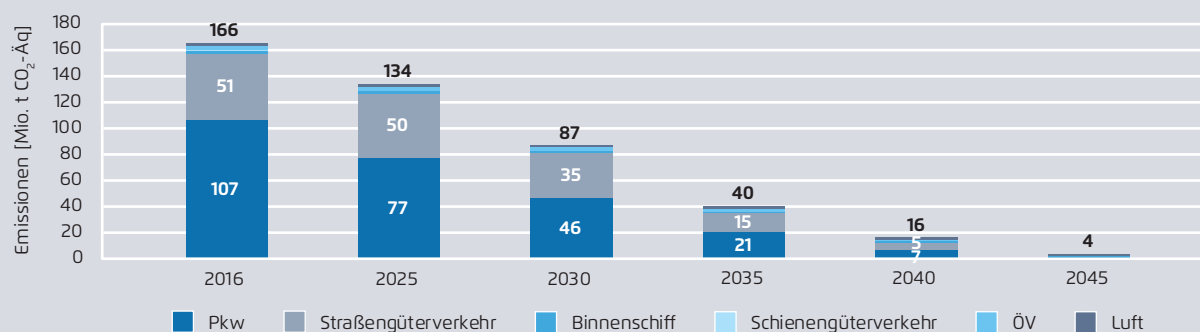
Entwicklung der Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors und sektorenübergreifend in der Sensitivität

Abbildung 57

1) Sektorübergreifende Treibhausgasemissionen bei identischer und höherer Verkehrsleistung



2) Treibhausgasemissionen Verkehr in der Sensitivität



* Deckung der zusätzlichen Stromnachfrage in Höhe von 5,6 TWh durch den Einsatz von Gaskraftwerken. Annahme Wirkungsgrad GuD 55 %. Dies entspricht einem Stromemissionsfaktor des Stroms von 367 g CO₂/kWh_{el}.
 Öko-Institut, Prognos (2020)

3.6 Landwirtschaft, Abfall und LULUCF

3.6.1 Landwirtschaft

Zielbild und Ausgangslage

Im Jahr 2018 lagen die Emissionen aus dem Landwirtschaftssektor inklusive der energiebedingten Emissionen bei 69,8 Mio. t CO₂-Äq. Die Hälfte der Emissionen entsteht durch die Verdauung der Wiederkäuer und die Lagerung des anfallenden Wirtschaftsdüngers. Etwas mehr als ein Drittel der Emissionen entsteht durch den Stickstoffeintrag in die Böden für den Anbau von Tierfutter, Marktfrüchten und Energiepflanzen. Die restlichen 15 Prozent der Emissionen lassen sich auf die Vergärung von Energiepflanzen, sonstige Düngereinsatz (zum Beispiel Kalkung) und den Energieeinsatz (Erdgas, Mineralöleinsatz etc.) der Landwirtschaft zurückführen.²⁶

Bis zum Jahr 2030 sollen die Emissionen nach dem aktuellen Klimaschutzgesetz auf 58 Mio. t CO₂-Äq sinken. Im Landwirtschaftssektor überwiegen die Methan- und Lachgasemissionen, welche durch biologische Prozesse in den Böden und in der Tierhaltung entstehen. Technische Optionen zur Reduktion der Treibhausgase sind in diesem Sektor daher begrenzt und eine vollständige Klimaneutralität der Landwirtschaft ist letztlich nicht möglich. Den mengenmäßig wichtigsten Emissionsminderungshebel bildet die Entwicklung der Nutztierbestände.

In Verbindung mit einer Reduktion des Konsums tierischer Produkte ist dieser bis zum Jahr 2050 für die Emissionsentwicklung des Sektors entscheidend. Im Rahmen des KN2050-Szenarios werden gesellschaftliche Trends im Bereich der Ernährung fortgeschrieben, so unter anderem ein moderater Rückgang des Milchkonsums und eine Verschiebung des Fleisch-

konsums hin zu mehr Geflügel.²⁷ Um bis 2050 dennoch Klimaneutralität für Deutschland zu erreichen, müssen die verbliebenen Restemissionen mit vergleichsweise kostenintensiven Negativ-Emissionen ausgeglichen werden. Daher sind Änderungen in der landwirtschaftlichen Produktion und Produktionsweise aus heutiger Sicht sowohl aus Klimaschutz- wie auch aus volkswirtschaftlichen Gründen unvermeidbar.

Die Reduktion der Treibhausgasemissionen aus der Landwirtschaft lassen sich in drei Minderungsmechanismen einteilen:

1. Optimierung: Hierzu gehören technische Vermeidungsoptionen wie Effizienzverbesserungen und der Einsatz von technischen Emissionsminderungstechnologien. Die Strukturen in der landwirtschaftlichen Produktion bleiben davon zunächst unberührt.
2. Minimierung von Emissionen: Hierzu zählen die Veränderungen durch die Extensivierung der landwirtschaftlichen Produktion sowie strukturelle Veränderungen der Produktionsweise. Diese Maßnahmen verändern die landwirtschaftlichen Produktionsstrukturen (Produkte und Erträge) und die entsprechenden Emissionen.
3. Eliminierung von Emissionen: Zu diesem Emissionsminderungshebel zählen alle Maßnahmen, die auf eine Rückführung der Produktion und die damit verbundenen Emissionsvermeidungen abzielen.²⁸

Im Kontext des Klimaneutralitätsziels für die gesamte Volkswirtschaft sind bis zum Jahr 2050 Maßnahmen

²⁶ Nach dem Sektorenziel des Klimaschutzgesetzes fallen die Emissionen aus dem Wärmeverbrauch in Gewächshäusern, Stallungen, und Trocknungen unter den Landwirtschaftssektor. Ebenso werden die Emissionen aus dem Kraftstoffeinsatz in landwirtschaftlichen Nutzmanmaschinen für Ernte etc. bilanziert.

²⁷ Durch eine Ernährung, in der weniger tierische Produkten verzehrt werden, können die Emissionen aus dem Landwirtschaftssektor zusätzlich verringert werden.

²⁸ Eine strikte Trennung zwischen den beiden letztgenannten Hebeln der Minimierung und der Eliminierung ist dabei nicht immer möglich beziehungsweise nötig. Hierbei handelt es sich vor allem um solche Maßnahmen, die vorrangig aus Klimaschutzgründen umgesetzt werden.

aus allen genannten Minderungsoptionen für die Landwirtschaft notwendig. Nur so können die Emissionen des Sektors deutlich beziehungsweise im notwendigen Umfang reduziert werden.

Szenarioannahmen

Die Treiber im Landwirtschaftssektor bilden die Entwicklung der Tierbestände, die Flächenentwicklung von Grünland und Ackerland in Rückkopplung mit der Landnutzung, die angebauten Kulturarten als Rückschluss auf die Nachfrage nach Tierfutter, Bioenergie und Marktfrüchten sowie die Deckung des Stickstoffbedarfs der angebauten Kulturen.

Im Bereich der Emissionen aus der Tierhaltung bildet die Nachfrageentwicklung des Konsums den Startpunkt. Das Szenario schreibt aktuelle Konsumtrends für den Verzehr von Schweinefleisch, Geflügelfleisch sowie Milch, Käse und Butter bis ins Jahr 2050 fort. Aufgrund der eng verzahnten Produktionssysteme von Milchwirtschaft und Rindfleischproduktion wird die Produktion von Rindfleisch an die Entwicklung der Milchproduktion gekoppelt. Auf diese Weise nimmt im Szenario auch die Produktion von Rindfleisch ab.²⁹ Die Selbstversorgungsgrade Deutschlands für die entsprechenden Produkte bleiben über den gesamten Szenariozeitraum konstant.³⁰ In Kombination mit der Leistungsentwicklung (zum Beispiel Milchleistung) werden die Tierzahlen berechnet.

Im Bereich der Pflanzenproduktion wird zunächst ausgehend vom Nutztierbestand der Futterbedarf ermittelt. Den zweiten Nachfragestrom bildet die Nachfrage der Sektoren nach Bioenergie: Die danach verbleibende Fläche kann anschließend dem Marktfruchtanbau zugeordnet werden oder auch für Extensivierungen zur Schaffung ökologischer Vorrangflächen oder der Ausweitung extensiver Grünlandflächen verwendet werden. Durch die rückläufige Fläche infolge von Infrastrukturmaßnahmen und die angepasste Nutzung von Moorstandorten (Paludikulturen) nimmt auch die Marktfruchtfläche ab. In Kombination mit den Annahmen zur Ertragsentwicklung wird schließlich für alle Anbauflächen der Stickstoffbedarf für die Düngung ermittelt.

29 Die Entwicklung des Rinderbestandes ist damit nicht an die aktuelle Konsumententwicklung für Rindfleisch geknüpft. Die aktuelle Konsumententwicklung für Rindfleisch wird vor allem durch den starken Rückgang während der BSE-Krise im Jahr 2001 beeinflusst und eignet sich nur bedingt zur Fortschreibung. Damit zeigt sich aber auch, dass Verbraucher auch kurzfristig durch eine Verschiebung des Fleischkonsums zwischen den Tierarten reagieren können.

30 Das heißt, sie entwickeln sich wegen der engen Verschränkung der unterschiedlichen Produktbereiche (unterschiedliche Fleisch- und Milchprodukte etc.) im selben Verhältnis wie der Konsum. Nimmt der einheimische Konsum ab, sinken auch die Exporte entsprechend.

Die nachfolgende Tabelle 4 beschreibt die detaillierten Szenarioannahmen und ordnet sie den drei oben genannten Emissionsminderungshebeln zu:

Beschreibung der Annahmen für die Landwirtschaft		Tabelle 4
Minderungsmechanismus	Szenarioannahmen	
Optimierung (technische Vermeidungsoptionen)	→ Strengere Umwelanforderungen führen zu verbesserter Lagerung und Ausbringungstechnik von Gülle und Gärresten und die Stickstoffausbringung verringert sich. Insgesamt erhöht sich die Effizienz der Stickstoffnutzung. → Steigerung der Wirtschaftsdüngervergärung von heute circa 20 Prozent auf 50 Prozent im Jahr 2030 und 70 Prozent beziehungsweise 90 Prozent (je nach Tierart) bis 2050 → gasdichte Lagerung der anfallenden Wirtschaftsdünger und Gärreste → Erhöhung der Energieeffizienz in der Landwirtschaft und im Gartenbau	
Minimierung (Reduktion von Betriebsmitteln)	→ Ausweitung des Ökolandbaus auf 20 Prozent der Fläche 2030 und 25 Prozent der Fläche 2050 → Ausweitung des Anbaus von Kulturarten mit geringerem beziehungsweise keinem Stickstoffbedarf: • Ausweitung des Anbaus stickstoffbindender Pflanzen (Leguminosen) • Verschiebung zu Kurzumtriebsplantagen statt Mais bei Energiepflanzen • Nutzung wiedervernässter Moorflächen für Paludikulturen³¹ → stickstoffoptimierte Fütterung in der Rinder-, Schweine und Geflügelhaltung → Umstieg auf Erneuerbare Energien in der Landwirtschaft und im Gartenbau	
Eliminierung (Reduktion des Produktionsniveaus)	→ Wiedervernässung der organischen Böden (Moore) unter Acker- und Grün-land, Ausweitung der unproduktiven Flächen (Brachen) → Umbau der Tierbestände (auf der Basis fortgeschriebener Konsumtrends) – wobei auf den Ackerfutterflächen weiterhin eine pflanzenbauliche Nutzung unterstellt wird. → Zusätzlich wirkt der Ausbau von Flächen für Infrastruktur und Siedlungen. Hierdurch nimmt die landwirtschaftlich genutzte und damit auch die gedüngte Fläche ab.	
Öko-Institut (2020)		

31 Paludikultur bezeichnet die land- und forstwirtschaftliche Nutzung nasser Hoch- und Niedermoore, dabei werden neue Produkte wie Röhrichte oder Schilf geerntet, die für die Stoff- oder Energienutzung verwendet werden können.

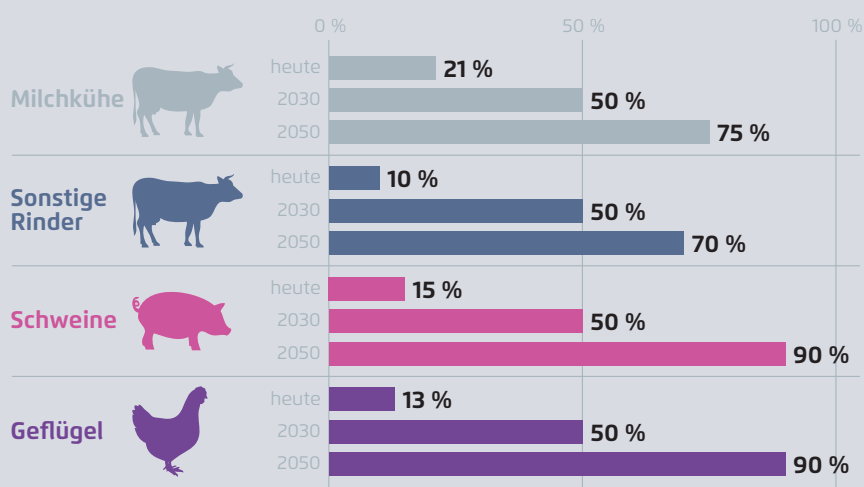
Weitere Annahmen werden in der folgenden Abbildung dargestellt.

Wesentliche Treiber in der Landwirtschaft

Abbildung 58

Wirtschaftsdüngervergärung

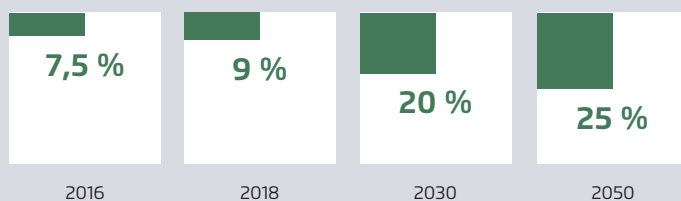
Anteil des vergorenen Wirtschaftsdüngers am gesamten Wirtschaftsdüngeraufkommen.



Heute entweichen aus Mist und Gülle **9,3 Mio. t** Treibhausgase in die Atmosphäre. Über Vergärung und gasdichte Abdeckung der Lager können ein großer Teil der Emissionen vermieden werden.

Ökolandbau

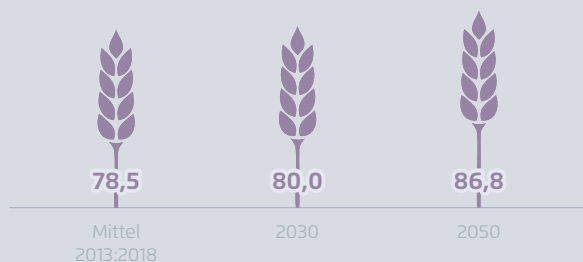
Anteil des **Ökolandbaus** an der gesamten landwirtschaftlichen Nutzfläche.



Ökolandbau verzichtet auf Mineraldünger und setzt daher weniger Stickstoff pro Hektar ein. Damit reduzieren sich die **Lachgasemissionen aus den Böden** und die **Emissionen aus der Mineraldüngerherstellung in der Industrie**.

Entwicklung der Weizenerträge

Dezitonnen pro Hektar



Entwicklung der Milchleistung

Liter pro Kuh und Jahr



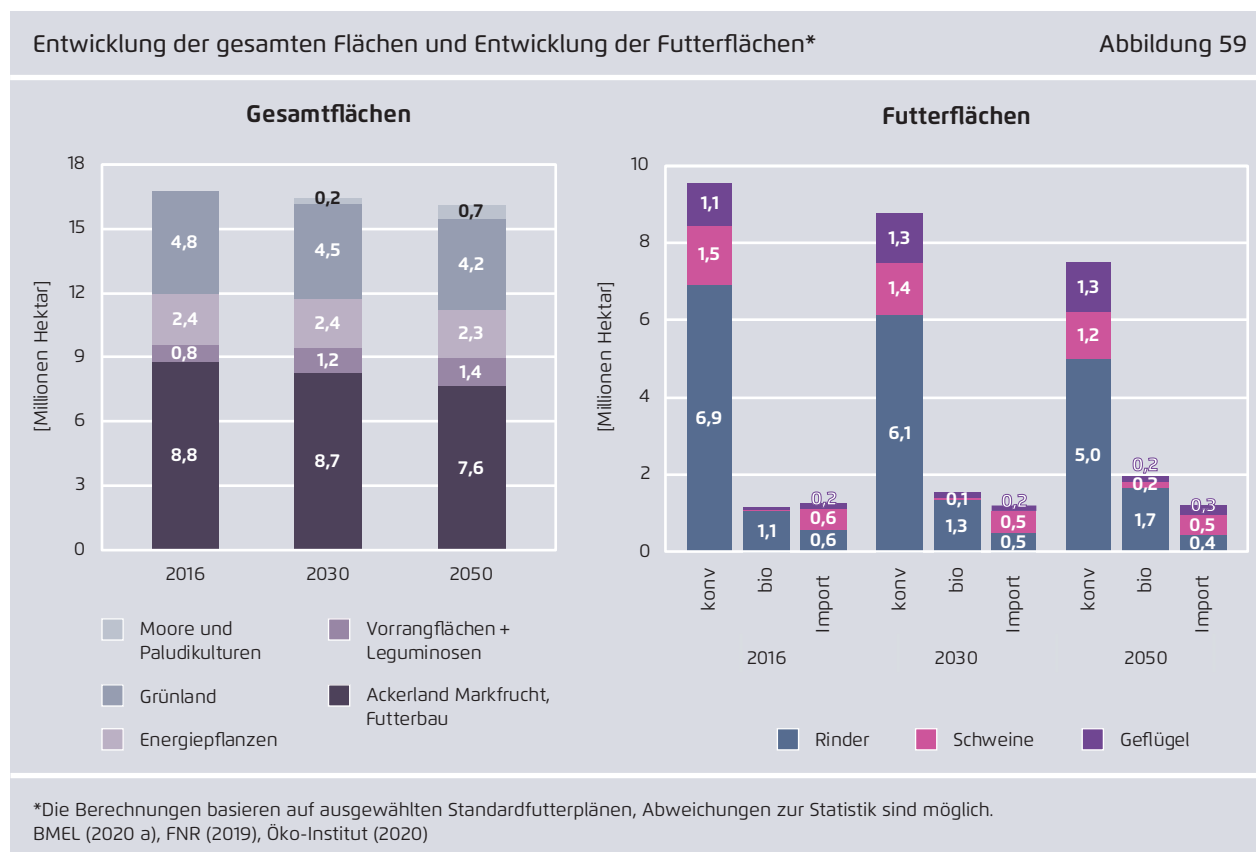
BMEL 2020 a, Haehnel et. al. 2020, Öko-Institut (2020)

Ergebnisse

Ein Großteil der Minderungsoptionen führt zu einem wachsenden Flächenbedarf. Dies gilt sowohl für die Erhöhung der Ökolandbaufläche als auch für die Wiedervernässung der Moore. Gleichzeitig sinkt die verfügbare landwirtschaftliche Nutzfläche durch eine Ausweitung der Flächen für Infrastrukturmaßnahmen, wie den Bau von Straßen und Bahntrassen und die Ausweitung von Siedlungen. Ohne eine geänderte Nachfrage nach Futterflächen, Marktfrüchten und Bioenergie steigt damit der Flächendruck zukünftig stark an. Durch den nur moderaten Rückgang der Tierbestände und die damit freiwerdende Futterfläche entsteht in diesem Szenario lediglich ein minimaler Spielraum für neue Flächennutzungen. Dieser wird mit der Ausweitung der Infrastrukturmaßnahmen und der Wiedervernässung der landwirtschaftlich genutzten Moore bereits aufgezehrt.

Die Ausweitung des Ökolandbaus erfolgt durch die Umstellung bestehender konventioneller Betriebe beziehungsweise Flächen. Sie orientiert sich an den politischen Zielstellungen des Klimaschutzplans und des *European Green Deals*. Die damit einhergehende Reduktion der Produktionsmengen kann durch eine Änderung der Nachfrage nach Marktfrüchten und eine Reduktion der Lebensmittelabfälle ausgeglichen werden.

Abbildung 59 zeigt die Entwicklung der landwirtschaftlichen Nutzfläche bis zum Jahr 2050. Durch Infrastrukturmaßnahmen und eine Wiedervernässung der organischen Böden sinkt bis dahin die reine Acker- und Grünlandfläche um 7 Prozent (circa 1,2 Mio. Hektar) im Vergleich zum Jahr 2016. Ein Teil der wiedervernässten Böden wird aber weiterhin als Paludikultur zum Anbau von Energiepflanzen (Schilf, Erle) genutzt. Ohne Einbezug der Paludikulturen sinkt die Anbaufläche für Energiepflanzen um 0,1 Mio. Hektar.



tar gegenüber 2016. Die Fläche der wiedervernässten Moore inklusive der genutzten Paludikulturen steigt bis zum Jahr 2050 auf 0,7 Mio. Hektar an (etwa 4 Prozent der heutigen landwirtschaftlichen Nutzfläche). Gleichzeitig findet eine Ausweitung der ökologischen Vorrangflächen und eine Ausweitung des Leguminosenanbaus statt.

Im Bereich der Lachgasemissionen aus landwirtschaftlichen Böden lassen sich wesentliche Minderungen über eine Reduktion der Stickstoffeinträge aus Wirtschaftsdünger und Mineraldünger erreichen.³² Abbildung 60 zeigt die Entwicklung der Stickstoffeinträge in den Boden, differenziert in Mineral- und Wirtschaftsdünger. Links ist der Stickstoffeintrag aus Wirtschaftsdüngern und Mineraldüngern in Kilogramm pro Hektar dargestellt, rechts die Summe über die gesamte landwirtschaftliche Nutzfläche. Mineraldünger kommt nur in der konventionellen Landwirtschaft zum Einsatz, da der ökologische Landbau diese Düngemittel nicht verwenden darf.

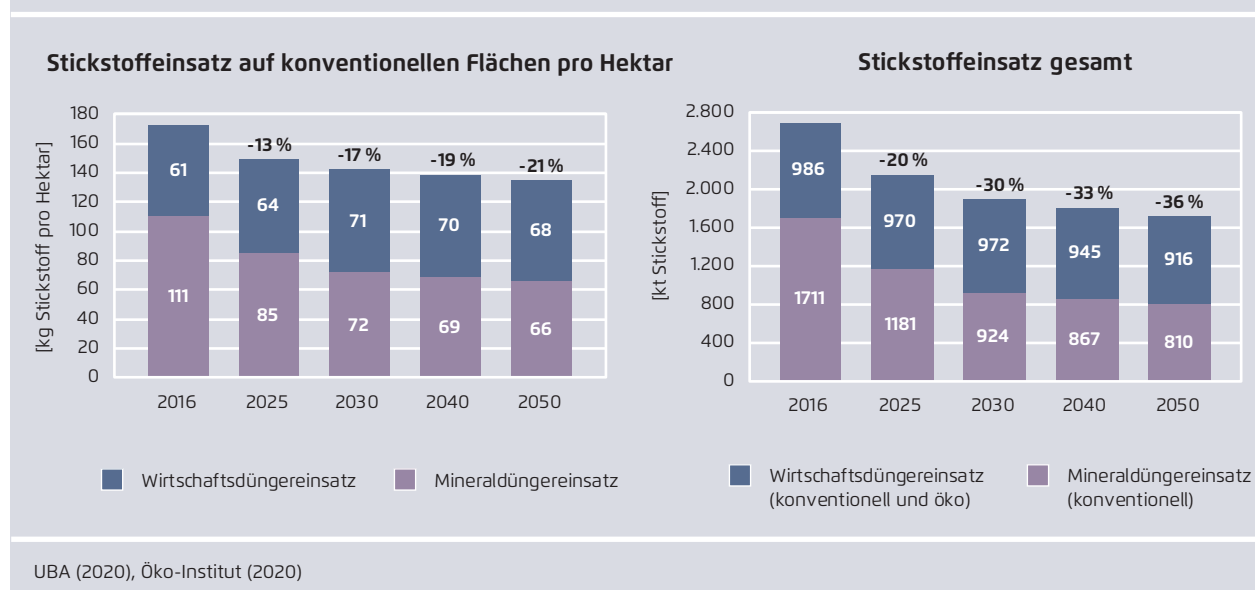
32 Weitere Stickstoffeinträge gelangen über Erntereste, Weidegang und den Anbau von Leguminosen in die Böden.

Bis zum Jahr 2050 lassen sich gegenüber 2016 etwa 36 Prozent des Stickstoffeintrages aus Mineraldünger und Wirtschaftsdünger reduzieren. Die Minderungen gehen auf den effizienteren Wirtschaftsdüngereinsatz und die Ausweitung der Kulturen mit geringerem Stickstoffbedarf zurück. Pro Hektar fällt die Minderung des Stickstoffeintrages auf der konventionellen Fläche mit circa 21 Prozent geringer aus. Dies ist vor allem mit der Ertragsdifferenz zwischen beiden Anbauformen zu erklären. Bis zum Jahr 2050 sinken die Stickstoffüberschüsse von 93 Kilogramm Stickstoff (Mittel der Jahre 2016 bis 2018) auf 48 Kilogramm Stickstoffüberschuss pro Hektar (siehe Abbildung 62). Dies ist das Ergebnis einer verbesserten Stickstoffnutzung (reduzierter Düngemittelintrag bei gleichzeitig moderater Steigerung der Erträge).

Die Entwicklung des Tierbestandes folgt der Trendfortschreibung für den Konsum der tierischen Produkte bis ins Jahr 2050 (siehe Abbildung 62). Schon in den Jahren 2017 bis 2019 ergab sich als Folge der Dürre, gestiegener Umwelтанforderungen und geringerer Marktpreise ein Rückgang bei den Beständen von Milchkühen, Rindern und Schweinen,

Stickstoffeinträge in die Böden in kg N/ha konventioneller Fläche und kt N gesamt

Abbildung 60



während der Geflügelbestand seit Jahren kontinuierlich ansteigt. Vor allem die geringere Zahl der Milchkühe und Rinder führt zu einer Emissionsreduktion. Dies liegt daran, dass Rinder als Wiederkäuer bei der Pansenverdauung das Treibhausgas Methan in großer Menge ausstoßen.

Aus diesem Grund sind vor allem die produzierten Mengen an Milch und Rindfleisch für die Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft eine maßgebliche Größe. Der Austausch von Rindfleisch durch Schweine- oder Geflügelfleisch wäre als Klimaschutzmaßnahme jedoch zu kurz gegriffen, da Rindfleisch und Milch im heutigen Produktions-

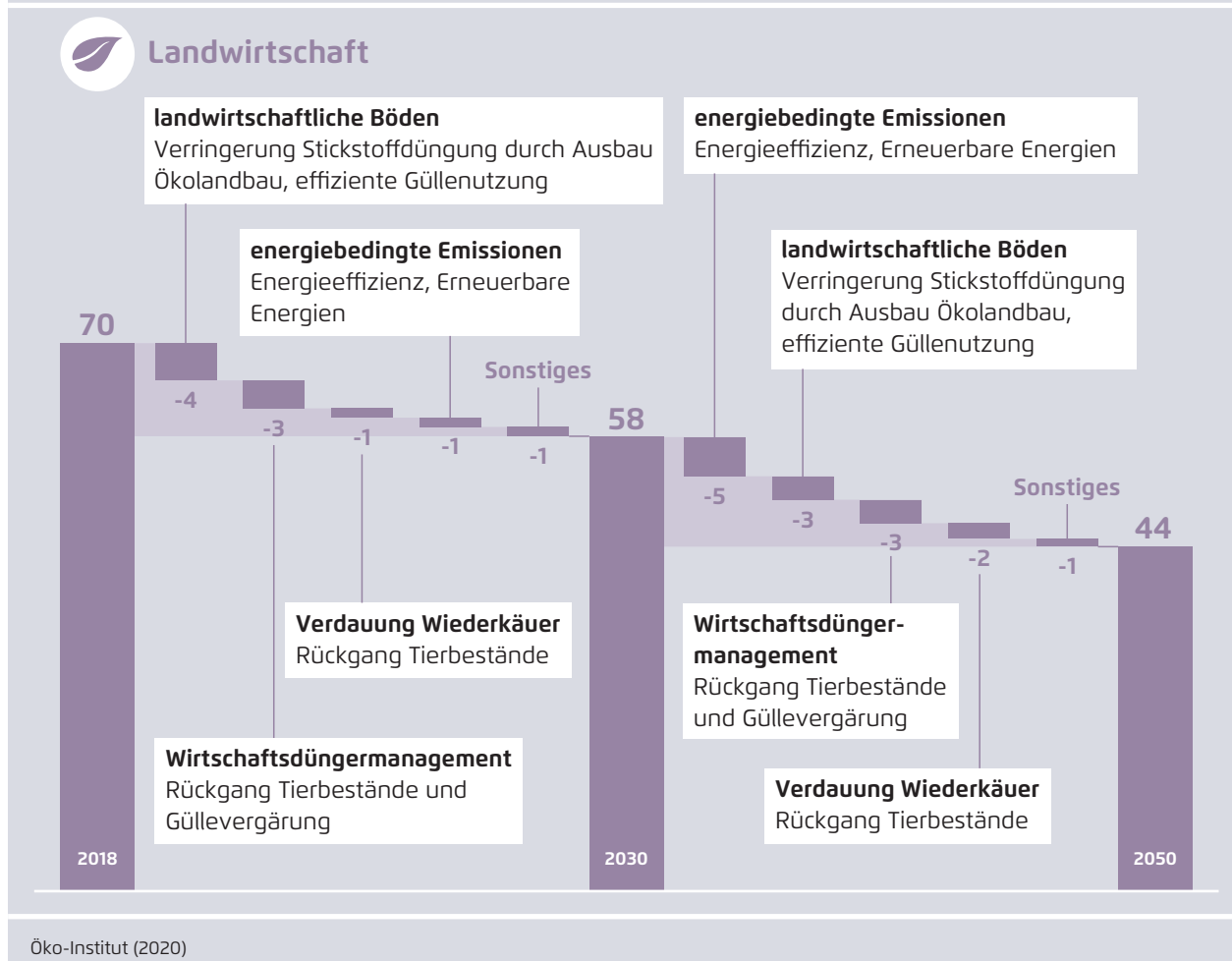
system gekoppelte Produkte sind (eine Kuh gibt nur Milch, wenn ein Kalb geboren wird).

Die Anpassung des Rindfleischkonsums an die konsumierte Milchmenge führt zu einer Reduktion der Treibhausgase aus der Tierhaltung, da keine zusätzlichen Fleischrinder in Mutterkuhhaltung gehalten werden müssen. Der Rückgang der Milchkuhbestände erfolgt durch den Rückgang des Konsums von Milchprodukten³³, in Verbindung mit

33 Hier wirkt sich besonders ein geringerer Verzehr von Butter, Käse und Sahne aus, da für die Herstellung eines Kilogramms dieser Produkte besonders viele Liter gemolkener Milch notwendig sind.

Emissionen aus der Landwirtschaft (Treibhausgas-Emissionen in Mio. t CO₂-Äq)

Abbildung 61

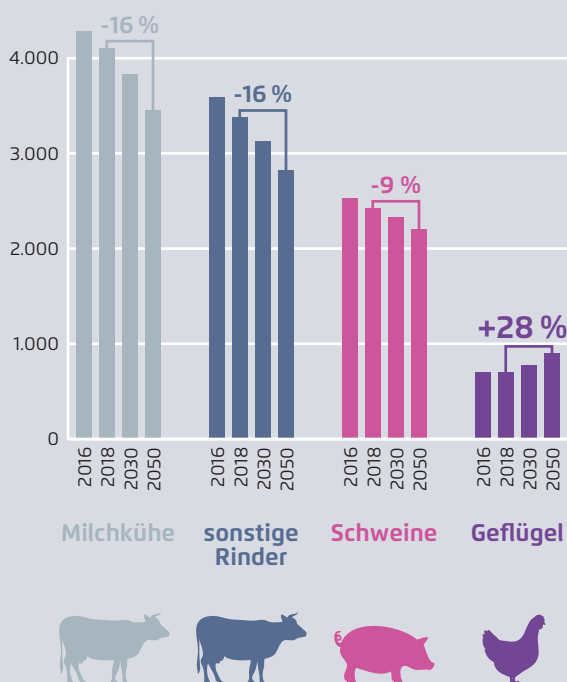


Wesentliche Effekte des Szenarios auf den Landwirtschaftssektor

Abbildung 62

1 | Tierbestände

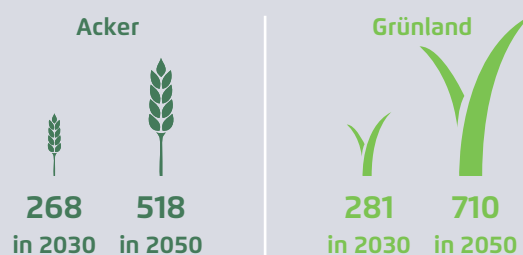
in Großvieheinheiten (GVE*). Fortführung des aktuellen Ernährungstrends: Zunahme des Verzehrs von Geflügelfleisch



THG-Reduktion durch sinkende Methanemissionen aus der Verdauung der Wiederkäuer und geringeren Gülleanfall

2 | Flächenspielräume

aus dem Rückgang der Tierbestände und aus dem sinkenden Flächenbedarf für Futteranbau, in 1.000 Hektar

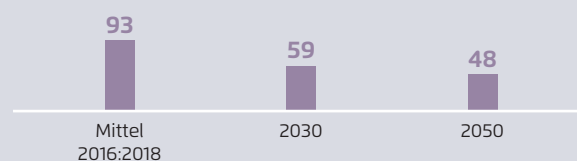


THG-Reduktion durch Einsatz der Flächen für Wiedervernässung von Mooren und Extensivierung

3 | Reduktion der Stickstoffüberschüsse

Durch einen effizienteren Düngemiteleinsatz sinkt der Stickstoffüberschuss und damit sinken die Lachgasemissionen aus den Böden.

Kilogramm Stickstoff pro Hektar



THG-Reduktion durch Ausweitung des Ökolandbaus, Anbau von Kulturarten mit geringem Stickstoffbedarf, effizientere Wirtschaftsdüngernutzung

* 1 GVE entspricht 1 Milchkuh oder 2 Rindern oder 9 Schweinen oder 250 Geflügel
eigene Berechnungen Öko-Institut auf Basis des Modells LiSE (2020)

einer Milchleistungssteigerung. In der Folge reduzieren sich auch die sonstigen Rinderbestände, da weniger Kälber geboren werden, die zu Kühen aufgezogen beziehungsweise zu Schlachtrindern ausgemästet werden.

Bis zum Jahr 2050 sinken in diesem Szenario die Emissionen aus dem Landwirtschaftssektor inklusive der energiebedingten Emissionen gegenüber 2018 um 25,8 Mio. t CO₂-Äq (siehe Abbildung 61). Die größten Minderungen gegenüber 2018 ergeben sich im Bereich der landwirtschaftlichen Böden durch

eine Reduktion der Stickstoffeinträge (rund 8 Mio. t CO₂-Äq). Ein ähnlicher Minderungseffekt lässt sich durch eine Reduktion der energiebedingten Emissionen durch die Steigerung der Energieeffizienz und den Brennstoffwechsel und im Bereich des Wirtschaftsdüngermanagements infolge einer verbesserten Lagerung und Ausweitung der Vergärung erzielen (jeweils 6 Mio. t CO₂-Äq). Der Umbau der Tierbestände (Rückgang der Rinder- und Schweinebestände, Ausweitung der Geflügelbestände) führt gegenüber 2018 zu einer Minderung von knapp 4 Mio. t CO₂-Äq.

3.6.2 Abfallsektor

Zielbild und Ausgangslage

Im Jahr 2018 lagen die Emissionen des Abfallsektors bei 9,7 Mio. t CO₂-Äq. Die Emissionen des Abfallsektors werden von den Methanemissionen aus der Deponierung dominiert (78 Prozent). Auch bei der biologischen Abfallbehandlung und bei der Abwasserbehandlung dominieren die Methanemissionen, allerdings treten bei diesen Prozessen auch Lachgasemissionen auf. CO₂-Emissionen bei der Abfallbehandlung stammen hauptsächlich aus dem organischen Abfall und werden daher als biogene CO₂-Emissionen im Inventar nicht berücksichtigt.

Nach dem Klimaschutzgesetz sollen die Emissionen des Abfallsektors bis zum Jahr 2030 auf 5 Mio. t CO₂-Äq reduziert werden. Für die Erreichung der Klimaziele des Klimaschutzgesetzes und des Klimaschutzplans 2050 sind auch im Abfallsektor weitere Treibhausgasinderungen notwendig, die bereits im Maßnahmenprogramm 2030 angelegt sind. Vor allem durch die Ausweitung der Deponiebelüftung kann weiteres Minderungspotenzial in diesem Sektor erschlossen werden.³⁴ Für die biologische Abfallbehandlung wird neben steigenden Abfallmengen pro Person durch die Ausweitung der getrennten Erfassung auch technisches Potenzial zur Reduktion der Emissionen berücksichtigt. Dazu zählen unter anderem die Reduktion von CH₄-Leckage-Raten, aber auch die aktive Belüftung bei der Kompostierung. Bis zum Jahr 2050 reduzieren sich die getrennt erfassten biologischen Abfälle pro Person infolge einer Reduktion der Lebensmittelabfälle. Im Abwasserbereich gibt es noch ein geringes Minderungspotenzial durch den Anschluss an die öffentliche

Kanalisation und eine Optimierung der Kläranlagen und der Faulschlammbehandlung.

Ergebnisse

Bis zum Jahr 2050 sinken die Emissionen aus dem Abfallsektor von 9,7 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2018 auf 2,0 Mio. t CO₂-Äq (siehe Abbildung 63). Der Großteil der Minderungen entfällt auf den Bereich der Deponierung. Durch das Deponierungsverbot für organische Abfälle seit dem Jahr 2005 sinken die Emissionen aus der Deponierung seit Jahren. Zudem führt die Ausweitung der Deponiebelüftung zu einer schnelleren Reduktion der Methanemissionen. Insgesamt sinken die Emissionen aus der Deponierung zwischen 2018 und 2050 um 6,9 Mio. t CO₂-Äq. Im Bereich der biologischen Abfallbehandlung führen der Bevölkerungsrückgang, die Reduktion der Lebensmittelabfälle und eine Verbesserung der Biogas- und Kompostierungsanlagen zu einer Reduktion der Emissionen gegenüber 2018 von 0,4 Mio. t CO₂-Äq. Im Bereich der Abwasserbehandlung führen der Bevölkerungsrückgang und die Optimierung des Abwassermanagements ebenfalls zu einem Emissionsrückgang.

3.6.3 LULUCF

Zielbild und Ausgangslage

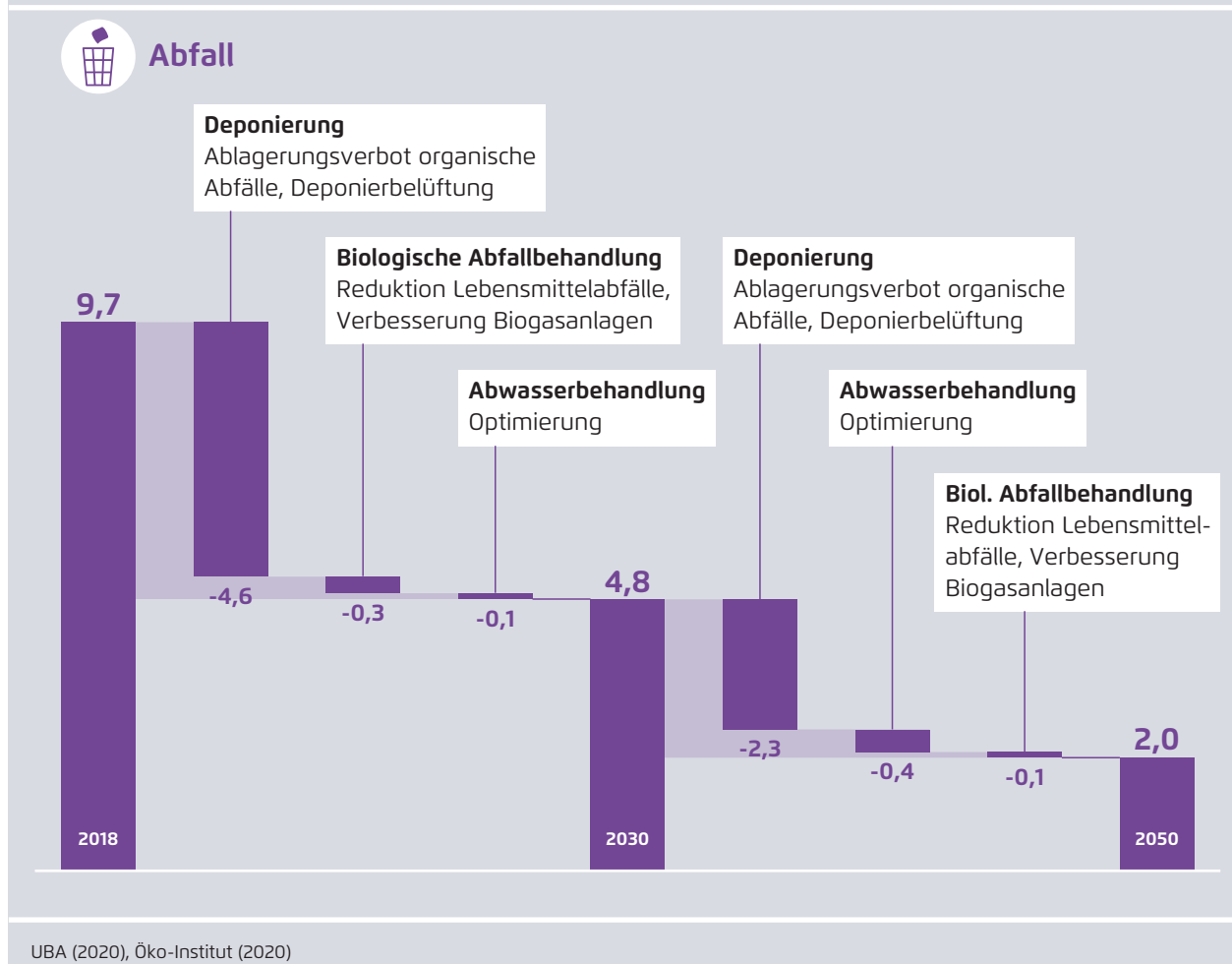
Im Sektor „Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft“ (LULUCF) werden flächenbezogene Emissionen für die Kategorien Wald, Ackerland, Grünland, Feuchtgebiete und Siedlungen bilanziert. Wird auf einer Fläche CO₂ eingelagert, so spricht man von einer Senke. Im Jahr 2018 wurden große Mengen an CO₂ in Wäldern gespeichert, da der Zuwachs der Bäume höher war als die Holzernte (Abbildung 64). Auch in Holzprodukten wurde mehr CO₂ gespeichert als emittiert. Auf Flächen können aber auch Treibhausgase freigesetzt werden. Als wichtige Quelle sind landwirtschaftlich genutzte Flächen auf Moorböden³⁵ zu

34 Die Berechnung der Minderungswirkung der Deponiebelüftung erfolgt nach einer derzeit ermittelten Methodik der Ingenieurgruppe RUK GmbH für das UBA zur Berechnung der aeroben In-Situ-Stabilisierung von Deponien.

35 In diesem Bericht werden Moorböden synonym zu organischen Böden (Moore, Moorfolgeböden, Anmoore) verwendet.

Entwicklung der Emissionen des Abfallsektors (Treibhausgas-Emissionen in Mio. t CO₂-Äq)

Abbildung 63



nennen, auf denen Torf im Boden zersetzt wird und so heute etwa zwei Drittel der Emissionen im LULUCF-Sektor entstehen. Auch durch Torfabbau wird CO₂ freigesetzt. Emissionen auf Siedlungsflächen entstehen vor allem durch die Bebauung von Wald und Grünland. Der Saldo aus Quellen und Senken im LULUCF-Sektor betrug in 2018 minus 27 Mio. t CO₂-Äq (Abbildung 64) und entsprach der Größenordnung von 1990 (minus 29 Mio. t CO₂-Äq). Nach dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung soll der LULUCF-Sektor auch langfristig eine Senke bleiben.

In Deutschland werden gut 1,3 Mio. ha an Moorböden landwirtschaftlich genutzt. Hinzu kommen 18.000 ha Torfabbaufächen. Bis 2030 werden knapp 20 Prozent und bis 2050 knapp 50 Prozent dieser Flächen wiedervernässt. Sie werden einer torfschonenden Nutzung zugeführt oder aus der Nutzung genommen. Die Waldbewirtschaftung wird verstärkt an naturschutzfachlichen Anforderungen ausgerichtet. So wird gegenüber der aktuell üblichen Waldbewirtschaftung weniger stark geerntet und durchforstet, um alte Bäume und Totholz als Lebensraum zu fördern. Zudem wird der Anbau von Laubbäumen stärker gefördert. Die

Flächeninanspruchnahme für Siedlungsflächen wird bis zum Jahr 2030 auf 30 ha/Tag und bis zum Jahr 2050 auf 20 ha/Tag reduziert.³⁶

- 36 Organische Böden: Ackerland und Grünland bis 2030 20 Prozent und bis 2050 50 Prozent wiedervernässt, verbliebenes Ackerland bis 2050 als Grünland genutzt; Torfabbau: bis 2030 eingestellt und Flächen wiedervernässt; Nutzung vernässter Flächen: 2030 40 Prozent extensive Weide/Mahd, 30 Prozent Paludikultur und 30 Prozent nicht genutzt, 2050 50 Prozent Paludikultur und 50 Prozent nicht genutzt; Erhalt von Dauergrünland fortgeschrieben; Waldbewirtschaftung und Holzprodukte: Ergebnisse aus dem WEHAM-Naturschutzpräferenzszenario (Oehmichen et al. 2018); Flächeninanspruchnahme für Siedlungsflächen: Abnahme bis 2030 auf 30 ha/Tag und bis Jahr 2050 auf 20 ha/Tag.

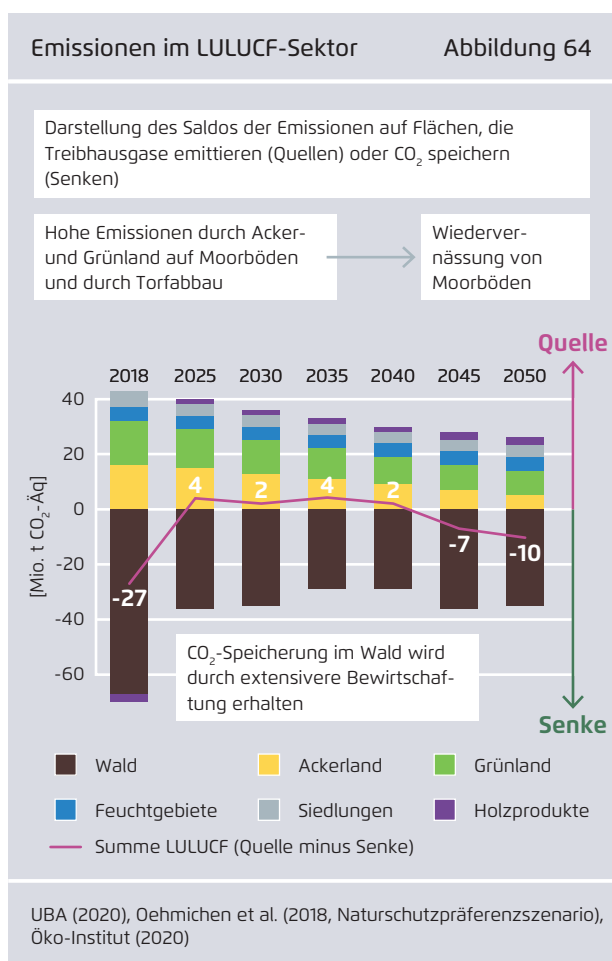
Ergebnisse

Die Emissionen im LULUCF-Sektor werden stark durch die Senkenleistung der Waldfläche beeinflusst. Die Senkenleistung der Waldfläche nimmt nach WEHAM-Naturschutzpräferenzszenario in den 2020er-Jahren deutlich ab, vor allem aufgrund der Altersstruktur der Wälder. Im Jahr 2050 werden minus 35 Mio. t CO₂-Äq auf der Waldfläche gespeichert (Abbildung 64). Deutliche THG-Minderungen werden auf Acker- und Grünlandflächen auf Moorböden durch Wiedervernässung hin zu Feuchtgebieten erzielt. Als Saldo aus Quellen und Senken wird der LULUCF-Sektor unter Maßgabe der modellierten Maßnahmen bis 2040 zu einer geringen Quelle und erreicht in 2050 eine Senkenleistung von minus 10 Mio. t CO₂-Äq (Abbildung 64).

3.7 Bioenergie

Der Biomasseeeinsatz trägt entscheidend zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 bei: Um im Jahr 2050 negative Emissionen zur Kompensation der nicht vermeidbaren Treibhausgase zu generieren, wird auch der Einsatz von Biomasse über BECCS³⁷ genutzt. Hierfür wird die Biomasse als Brennstoff vor allem in der Industrie in zentralen Anlagen genutzt. Auf diese Weise kann der CO₂-reiche Abgasstrom aufgefangen werden und bildet die Basis für dessen Speicherung.

Das nachhaltig zur Verfügung stehende Biomasseangebot ist ohne zusätzliche Importe sehr deutlich begrenzt. Die Szenarioannahmen in den Sektoren Landwirtschaft, LULUCF und Abfall bilden den Rahmen für die modellgestützte Analyse des nachhaltigen Biomassepotenzial. Dieses umfasst Abfall- und Reststoffe, den Energiepflanzenanbau und die Forstwirtschaft. Für die Modellierung wurde ein mehrstufiger Abgleich mit der Nachfrageseite durchgeführt. Dabei wurde die Nachfrage der



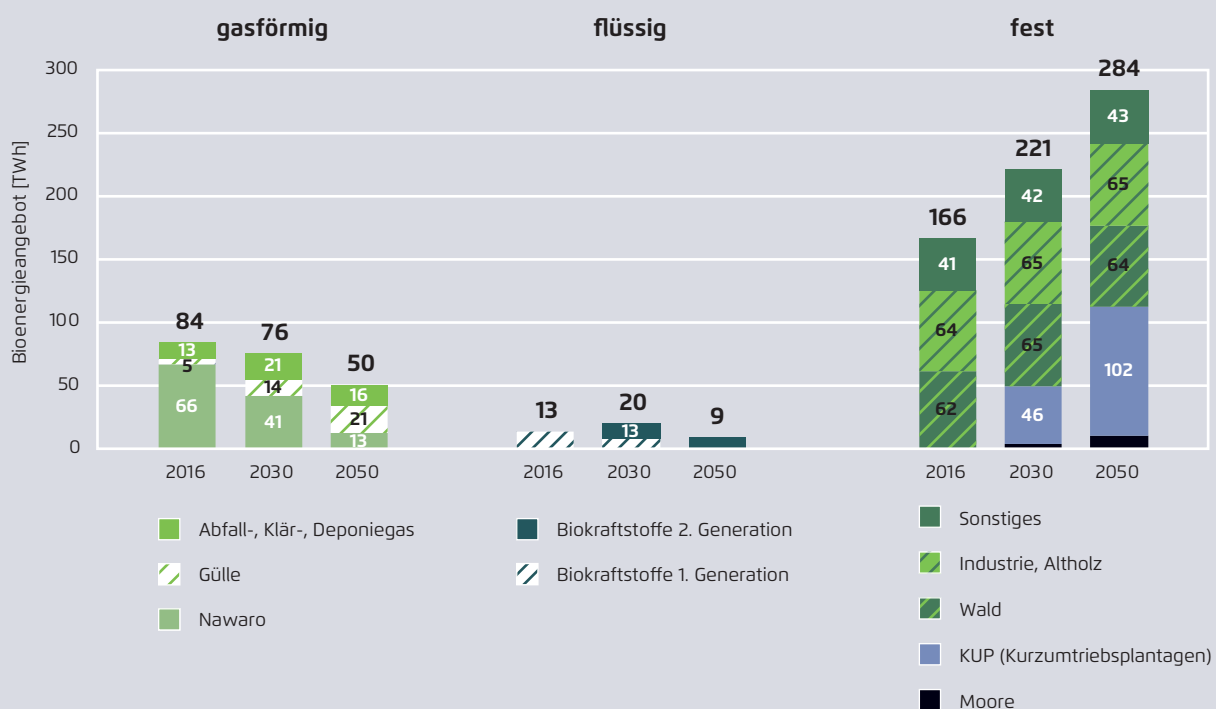
37 für das englische *Bio-Energy with Carbon Capture and Storage*, abgekürzt BECCS

Sektoren nach fester, flüssiger und gasförmiger Bioenergie gegenübergestellt, und es wurden Alternativen zur Biomasse geprüft, um am Ende die begrenzte, aber begehrte Ressource möglichst optimal zu verteilen. Für die Nachfrageentwicklung der Biomasse spielten folgende Vorüberlegungen eine Rolle:

- Die Bedeutung der dezentralen Biogasanlagen nimmt für die Stromerzeugung zukünftig ab. Stattdessen wird Biogas zukünftig in einzelnen Regionen zentral zur Deckung der Nachfrage der Industrie für Hochtemperaturwärme und ansonsten dezentral für die Wärmeversorgung der Landwirtschaft und für kleine Nahwärmenetze benötigt. Eine Netzeinspeisung findet nicht mehr statt, da die infrastrukturellen Voraussetzungen dafür zunehmend fehlen werden (rapider Abbau der Erdgasnutzungen).
- Für den Einsatz von Biomasse für BECCS muss die verfügbare Biomasse zentral zur Verfügung stehen. Dazu eignet sich überwiegend feste Biomasse, da hier die Transportwürdigkeit höher ist. Bei Bedarf kann für punktuelle, größere Nachfrageströme nach gasförmiger Biomasse auch eine Feststoffvergasung erfolgen (ergänzend zur Vergärung aus dem vorherigen Punkt).
- Infolge der verstärkten Nachfrage nach fester Biomasse sinkt die Anbaufläche von Biogas-Ko-Substraten (wie zum Beispiel Mais). Diese Flächen werden für die Deckung des Bedarfs an fester Biomasse durch die Umstellung auf Agroforstsysteme, Hecken- beziehungsweise Kurzumtriebsplantagen verwendet. Dadurch entsteht keine zusätzliche Gefährdung der Waldsenke und auch aus Sicht der Landwirtschaft hat die Umstellung von Mais auf holzig Anbaubiomasse aus Klimasicht Vorteile. Hier sind insbesondere die Reduktion des

Inländisches Biomasseangebot für die energetische Nutzung in TWh

Abbildung 65



FNR (2019), Öko-Institut (2020)

Düngemiteinsatzes, ein zusätzlicher Humusaufbau und eine bessere Anpassungsfähigkeit an den Klimawandel als Vorteile zu nennen.

Angebot

Die getroffenen Vorüberlegungen spiegeln sich in der Verfügbarkeit des inländischen Biomasseangebotes wider. Während sich das Angebot an gasförmiger Biomasse bis zum Jahr 2050 gegenüber 2016 in etwa halbiert, steigt der Anteil der festen Biomasse kontinuierlich an. Bis zum Jahr 2050 wird Biogas überwiegend aus Reststoffen wie Gülle, vergorene Bioabfälle und nur noch zu einem kleinen Anteil aus Energiepflanzen zur Verfügung gestellt. Im Bereich der festen Biomasse trägt vor allem der Anbau von fester Biomasse in Agroforstsystemen, Heckenbeziehungsweise Kurzumtriebsplantagen zur Ausweitung des inländischen Angebots bei. Bis zum Jahr 2050 wird zusätzlich ein weiterer Anteil an fester Biomasse aus Paludikulturen auf den wiedervernässten Mooren gewonnen. Im Bereich der Biokraftstoffe übersteigt die Nachfrage im Jahr 2030 noch das inländische Angebot und ein Anteil an

Biokraftstoffimporten bleibt weiterhin bestehen. Im Jahr 2050 kann die Biokraftstoffnachfrage, die zum großen Teil aus den schweren landwirtschaftlichen Nutzfahrzeugen stammt, aus Reststoffen (vor allem Stroh) gedeckt werden.

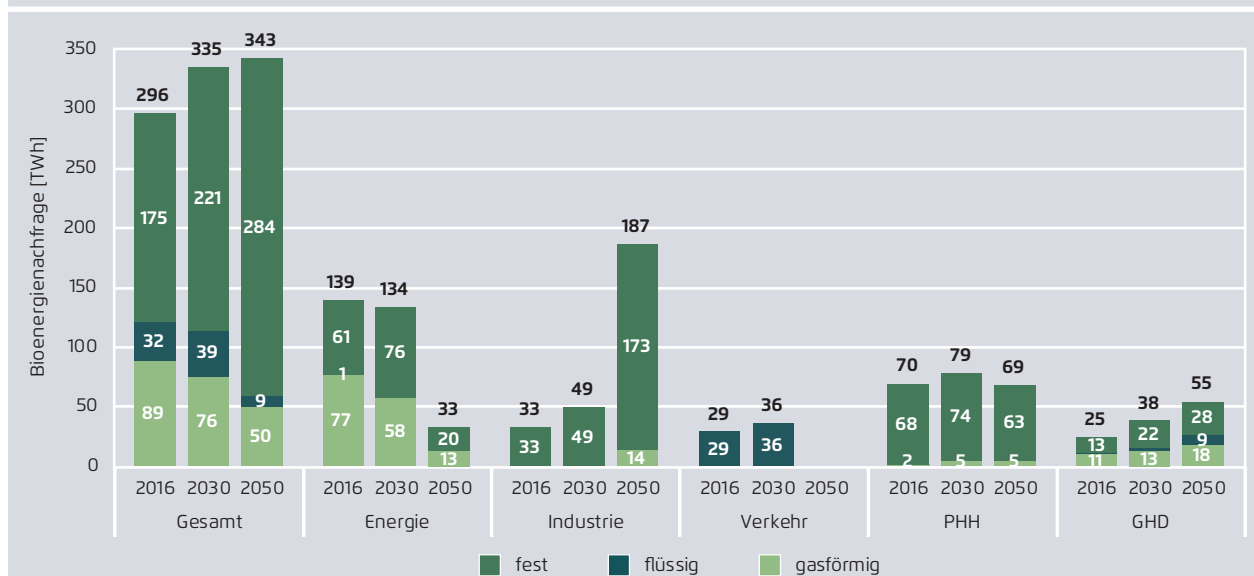
Nachfrage

Im Jahr 2016 betrug die energetische Biomassenutzung 296 TWh. Bis zum Jahr 2050 steigt die Nachfrage nach Biomasse an. Gegenüber 2016 werden im Jahr 2030 40 TWh (plus 13 Prozent) mehr Biomasse für die energetische Nutzung nachgefragt, während es im Jahr 2050 47 TWh (plus 16 Prozent) mehr sind.

Aufgrund der Nutzungskonkurrenz zwischen den Sektoren und den unterschiedlichen Möglichkeiten von alternativen Nutzungen verschiebt sich die Biomassenachfrage der Sektoren. Während im Jahr 2016 gut die Hälfte der Biomassenachfrage aus dem Energiesektor kam, reduziert sich die Nachfrage des Energiesektors im Jahr 2050 auf 9 Prozent der gesamten Bioenergie. Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien stehen dem Energiesektor geeignete

Energetischer Biomasseeeinsatz in den einzelnen Sektoren in TWh

Abbildung 66



Industrie: inkl. Brennstoffeinsatz für Stromerzeugung in industriellen KWK-Anlagen.
Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2020)

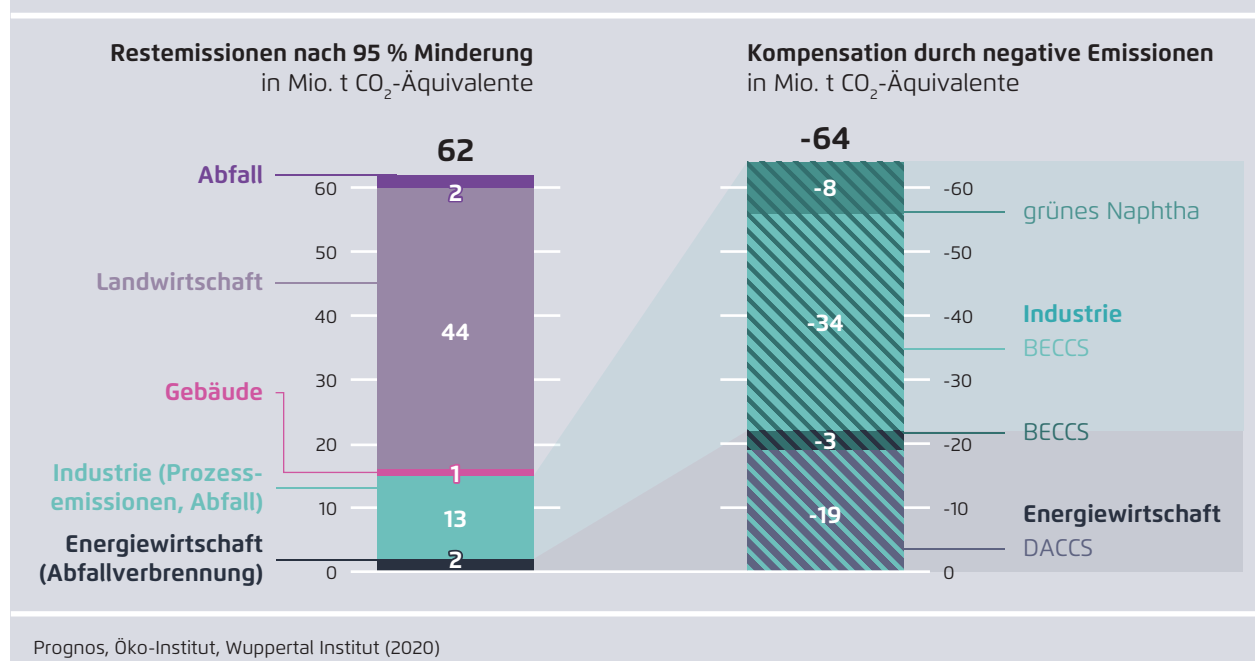
Alternativen zur Verfügung. Dagegen steigt vor allem die Nachfrage nach Bioenergie aus dem Industriesektor, in dem für einige Anwendungen keine adäquaten Alternativen zur Verfügung stehen. Von 11 Prozent im Jahr 2016 steigt die Nachfrage auf über 50 Prozent des gesamten Bioenergieangebots. Im Gebäudesektor bleibt die Nachfrage nach Bioenergie gegenüber 2016 konstant, während für die Erfüllung der Sektorenziele im Jahr 2030 etwas mehr Biomasse benötigt wird. Der GHD-Sektor verdoppelt bis ins Jahr 2050 seinen Biomasseeinsatz, vor allem bedingt durch die Ausweitung der Bioenergienachfrage des Landwirtschaftssektors, der bis ins Jahr 2050 auf hofeigene Lösungen setzt und beispielsweise Biogas aus Gülle zur Deckung des eigenen Wärmebedarfs nutzt. Im Verkehrssektor sinkt die Nachfrage nach Bioenergie bis zum Jahr 2050 auf null, da hier geeignete Alternativen zur Verfügung stehen. Bis zum Jahr 2030 kommt es weiterhin zu Importen von Biokraftstoffen, die aber in den Jahren nach 2030 aufgrund der Nachfragerückgänge aus dem Verkehrssektor auf null reduziert werden können.

3.8 Negative Emissionen und CCS

Im Jahr 2050 verbleiben im Szenario KN2050 62 Mio. t CO₂-Äq als residuale, nicht anderweitig vermeidbare Emissionen, die mit negativen Emissionen aus dem Einsatz von Methoden zur CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre kompensiert werden (vgl. Abbildung 67). Durch Abscheidung und geologische Speicherung von biogenem CO₂ aus der Nutzung biogener Energieträger (BECCS) werden negative Emissionen im Umfang von 37 Mio. t CO₂-Äq erreicht. Hiervon entfallen 34 Mio. t CO₂-Äq auf den Industrie- und 3 Mio. t CO₂-Äq auf den Energiesektor. Durch Abscheidung von CO₂ direkt aus der Umgebungsluft und dessen permanenter geologischer Speicherung (DACCS) werden 19 Mio. t CO₂-Äq aus der Atmosphäre entfernt. Zudem werden durch die Bindung von zuvor aus der Atmosphäre entnommenem Kohlenstoff in Kunststoffen („grüne Polymere“) negative Emissionen in Höhe von 8 Mio. t CO₂-Äq erzielt.

Residuale Treibhausgasemissionen und deren Kompensation im Jahr 2050

Abbildung 67



Von den genannten CO₂-Mengen werden 56 Mio. t CO₂-Äq geologisch gespeichert. Zusätzlich werden im Szenario 18 Mio. t CO₂-Äq aus prozessbedingten Emissionen, bei der thermischen Verwertung von Abfällen (ohne biogene Anteile) und Restchemikalien sowie an den *Steamcrackern* der chemischen Industrie abgeschieden und geologisch gespeichert. Insgesamt werden somit im Jahr 2050 73 Mio. t CO₂-Äq abgeschieden und einer geologischen Einspeicherung zugeführt.

3.8.1 CO₂-Abscheidung

CO₂-Abscheidung aus Punktquellen

Kohlendioxid kann aus energiewirtschaftlichen oder industriellen Punktquellen (zum Beispiel Kraftwerksrauchgas) mithilfe verschiedener Technologien wie Absorption, Adsorption, chemischem *Looping*, Membran-Gastreinnung oder mittels Gashydrat-Technologien abgeschieden werden. Eine Übersicht über verschiedene CO₂-Abscheidungsverfahren bietet IEAGHG (2019) oder der Spezialbericht des IPCC (2005). Die bisher erprobten Technologien lassen sich in drei prinzipiell unterschiedliche Prozesswege unterteilen.

- *Post-Combustion*: CO₂-Abtrennung erfolgt aus dem Rauchgas nach der Verbrennung beziehungsweise nach dem Industrieprozess. Deshalb kann diese Technologie prinzipiell an bestehenden Anlagen nachgerüstet werden.
- *Pre-Combustion*: Im Vorfeld der Verbrennung wird aus dem kohlenstoffhaltigen Brennstoff durch Vergasung und Abtrennung von CO₂ ein kohlenstoffarmes beziehungsweise -freies Synthesegas erzeugt, welches dann für den Verbrennungsprozess eingesetzt wird. Mit dem Verfahren können keine prozessbedingten Emissionen abgeschieden werden, zudem sind Auswirkungen der veränderten Brenngaseigenschaften zu berücksichtigen.
- *Oxyfuel-Verfahren*: Der Verbrennungsprozess erfolgt statt mit Luft mit reinem Sauerstoff (sowie gegebenenfalls in den Prozess zurückgeführtem CO₂), der über eine Luftzerlegungsanlage gewonnen wird. Aufgrund des im Vergleich zur Ver-

brennung mit Luft erhöhten CO₂-Gehalts im Rauchgas kann das CO₂ einfacher aus dem Rauchgas abgetrennt werden.

Die Kosten für die CO₂-Abscheidung können je nach Größe, Art und Standort der damit ausgestatteten Anlage erheblich variieren. Generell gilt jedoch, dass die Kosten am niedrigsten bei Prozessen oder Anlagen sind, die Gasströme mit relativ hoher CO₂-Konzentration und hohen CO₂-Emissionsraten aufweisen und die mit hohen Auslastungsfaktoren arbeiten. Von daher liegt im KN2050-Szenario der Fokus bei der CO₂-Abscheidung auf Punktquellen mit möglichst reinen CO₂-Strömen sowie hohen CO₂-Emissionsmengen pro Jahr.

Im Szenario KN2050 wird einerseits das *Post-Combustion*-Verfahren (Aminwäsche) aufgrund seiner breiten Anwendbarkeit angenommen und zum anderen für die Zementindustrie und die Biomassefernhelzwerke aus dem Energiesektor auf das energieeffiziente *Oxyfuel*-Verfahren gesetzt. Beide Verfahren erlauben hohe Abscheideraten von (mindestens) 90 Prozent.

CO₂-Abscheidung direkt aus der Umgebungsluft

CO₂ kann auch direkt aus der Umgebungsluft abgeschieden werden. Mithilfe des sogenannten *Direct Air Carbon Capture* (DAC) wird zunächst mittels großer Ventilatoren die Umgebungsluft eingesaugt. Die darauffolgende CO₂-Bindung erfolgt dann über zwei mögliche Verfahren: CO₂-Bindung mittels absorbierendem oder adsorbierendem Sorptionsmittel:

Beim absorptionsbasiertem DAC mit Hochtemperaturen von 850 bis 1.000 Grad Celsius reagiert ein chemisches Sorptionsmittel mit dem CO₂ der angesaugten Luft. Beim adsorptionsbasiertem DAC mit Temperaturen von rund 100 Grad Celsius, das auf einem wiederholenden Zyklus von Adsorption und Regeneration basiert, wird als Sorptionsmittel in der Regel feststoffgestütztes Aminmaterial verwendet. Im dritten Schritt wird das CO₂ über den Einsatz von Strom und Wärme abgeschieden.

Im Szenario KN2050 wird mittels adsorptionsbasierter DAC-Anlagen CO₂ aus der Atmosphäre entfernt. Dieses Verfahren hat zum Vorteil, dass ein geringeres Temperaturniveau benötigt wird und somit ein geringerer Strom- und Wärmebedarf notwendig ist. Außerdem entsteht Wasser als Nebenprodukt und muss nicht wie beim absorptionsbasierten Verfahren kontinuierlich dem Prozess hinzugefügt werden.

3.8.2 CO₂-Infrastruktur

Prinzipiell kann CO₂ per Lkw, Güterzug, Schiff oder Pipeline transportiert werden. Der Transport per Lkw oder Bahn wird für die an den oben genannten Punktquellen anfallenden CO₂-Mengen sowie die bis zu den Speicherorten in der Nordsee (siehe unten) zu überwindenden Entfernungen als zu teuer betrachtet. Für den Transport kleiner Mengen im niedrigen einstelligen Millionen-Tonnen-Bereich bietet sich in der Frühphase der Errichtung einer CO₂-Infrastruktur für Punktquellen in der Nähe von Wasserstraßen der Transport per Binnenschiff an. Langfristig und für die gesamten oben genannten Mengen ist jedoch die Errichtung einer europäischen CO₂-Pipeline-Infrastruktur unumgänglich.

Mit Blick auf die im Szenario anvisierten geologischen Speicherstätten in der Nordsee könnte es eine Ausrichtung der zu errichtenden CO₂-Pipeline-Infrastruktur in Richtung Antwerpen, Rotterdam und Amsterdam sowie Hamburg als zentrale Seehäfen für eine Offshore-CO₂-Infrastruktur geben. Die im Szenario hinterlegte CO₂-Pipeline-Infrastruktur stellt dabei eine effiziente Verbindung von großen CO₂-Punktquellen mit den Speicherstätten beziehungsweise CO₂-offshore-Hubs her. Unter Berücksichtigung der mit der Errichtung einer CO₂-Pipeline zu erwartenden Kosten sowie möglicher Akzeptanzprobleme erstreckt sich die CO₂-Infrastruktur dabei jedoch nicht auf von den Speicherstätten weit entfernte, nur vereinzelt auftretende, große Punktquellen im Süden Deutschlands.

Eine Einschränkung der Infrastruktur und CO₂-Abscheidung auf eine kleinere Auswahl von CO₂-Punktquellen wäre auch denkbar. Die dann nicht abgeschiedenen CO₂-Mengen aus industriellen und energiewirtschaftlichen CO₂-Quellen müssten jedoch für das Erreichen der Klimaneutralität über einen verstärkten Einsatz von DAC mit anschließender dauerhafter Speicherung des CO₂ kompensiert werden. Hierbei gilt es zwischen den mit einem Pipelinebau verbundenen Kosten und Herausforderungen einerseits sowie dem Energiebedarf und Flächenverbrauch von DAC-Anlagen andererseits abzuwägen.

3.8.3 Dauerhafte CO₂-Speicherung

Um eine Emission der abgeschiedenen CO₂-Mengen in die Atmosphäre auch langfristig zu vermeiden, müssen die abgeschiedenen CO₂-Mengen dauerhaft gebunden beziehungsweise gespeichert werden. Hierfür gibt es prinzipiell die Möglichkeit, CO₂ in geeigneten geologischen Formationen zu speichern. Zudem kann CO₂ langfristig auch in langlebigen industriellen Produkten gebunden werden.

Geologische Speicherung

Eine geologische Speicherung von CO₂ ist prinzipiell in salinen Aquiferen (tiefe, salzwasserführende Grundwasserleiter), entleerten Erdöl- und Erdgaslagerstätten, Kohleflözen sowie Basalten möglich. In Deutschland kommen aufgrund der geologischen Gegebenheiten insbesondere entleerte Erdgaslagerstätten und saline Aquifere als CO₂-Speicher infrage. Aus europäischer Perspektive sind insbesondere große Speicher in Form von salinen Aquiferen und entleerten Erdgas- und Erdölfeldern unterhalb der Nordsee und der norwegischen See mit einer Gesamtspeicherkapazität von circa 200 Gigatonnen CO₂ von Interesse (GCCSI, 2019). Sowohl die Niederlande (Port of Rotterdam) als auch Norwegen (Northern Lights) unterstützen Vorhaben zur Erschließung dieser Speicher für die Verbringung von CO₂.

CO₂-Mineralisierung im Betonbau

Bei der CO₂-Mineralisierung (oder auch CO₂-Karbonatisierung) reagiert CO₂ mit Mineralien und bildet Karbonate, die CO₂ dauerhaft speichern. Im Betonbau gibt es basierend auf diesem prinzipiellen chemischen Vorgang verschiedene Ansätze zur dauerhaften Speicherung von CO₂ durch dessen Bindung im Beton. Dies umfasst zum einen die CO₂-Bindung in Transportbeton und spezielle Verfahren zur Herstellung von Beton-Fertigbauteilen, die eine Aushärtung der Fertigbauteile unter CO₂-Atmosphäre beinhalten. Zum anderen können die verschiedenen Fraktionen (Grobfraktion, Feinfraktion) von recyceltem Beton in einer CO₂-reichen Atmosphäre rekarbonatisiert und dann in verschiedenen Stufen der Zementbeziehungswise Betonherstellung als Grundstoff eingesetzt werden. Die Verfahren befinden sich jedoch zu großen Teilen noch in der Entwicklung und das Marktpotenzial aller Verfahren sowie ihre mögliche Einbettung in (regionale) CO₂-Kreisläufe sind noch weitgehend unklar. Aufgrund dieser Unsicherheiten werden im Szenario die möglichen Potenziale der CO₂-Mineralisierung als CO₂-Senke nicht quantifiziert.

Mineralisierung von Beton ist zudem ein Vorgang, der natürlicherweise an den Oberflächen bestehender Betonbauten erfolgt. Seine CO₂-Speicherwirkung im Jahr 2050 werden basierend auf Stripple et al. (2018) auf etwa 2 Mio. t CO₂ pro Jahr geschätzt. Diese Speicherung wird von der bestehenden Systematik des Treibhausgasinventars jedoch nicht berücksichtigt und fließt daher zur Berechnung für das Erreichen der Klimaneutralität nicht mit ein.

Stoffliche Nutzung von Holz

Durch eine Entnahme von Holz aus dem Wald und dessen Schutz vor Zersetzung während einer stofflichen Nutzung wird der im Holz gespeicherte Kohlenstoff in der Nutzungsphase der Holzprodukte aus der Atmosphäre ferngehalten. Prinzipiell lassen sich so große Mengen von Kohlenstoff speichern (Churkina et al., 2020). Für eine umfassende Bewertung der Klimawirkung und der Nachhaltigkeit

einer (erhöhten) stofflichen Nutzung von Holz ist jedoch auch die Auswirkung auf den Wald und dessen Fähigkeit zur Kohlenstoffspeicherung zu berücksichtigen. Für den Fall einer stofflichen Nutzung von Holz in langlebigen Produkten, durch die gleichzeitig CO₂-intensive Stoffe wie zum Beispiel Stahl und Zement substituiert werden können, ist der wissenschaftliche Konsens in Bezug auf die Klimafreundlichkeit sehr groß (Oliver et al. 2014). Dies ist insbesondere beim Holzbau der Fall.

Der deutsche Wald birgt noch Potenzial für eine Ausweitung des Holzbaus (Wissenschaftlicher Beirat Waldpolitik 2018). Von daher wird im Szenario KN2050 eine moderate Steigerung der Holzbaquote im Wohnungs- und Nichtwohnungsbau angenommen. Aufgrund der teilweise komplexen Substitutionseffekte von Baumaterialien bei verschiedenen Gebäudekonstruktionen sowie der oben erwähnten möglichen Rückwirkungen auf die Kohlenstoffspeicherung des Waldes wird die in zusätzlich verwendetem Bauholz gespeicherte CO-Menge jedoch nicht quantifiziert. Jedoch wurden die Auswirkungen des verstärkten Holzbaus auf die Zementproduktion abgeschätzt (vgl. 3.2 Industrie).

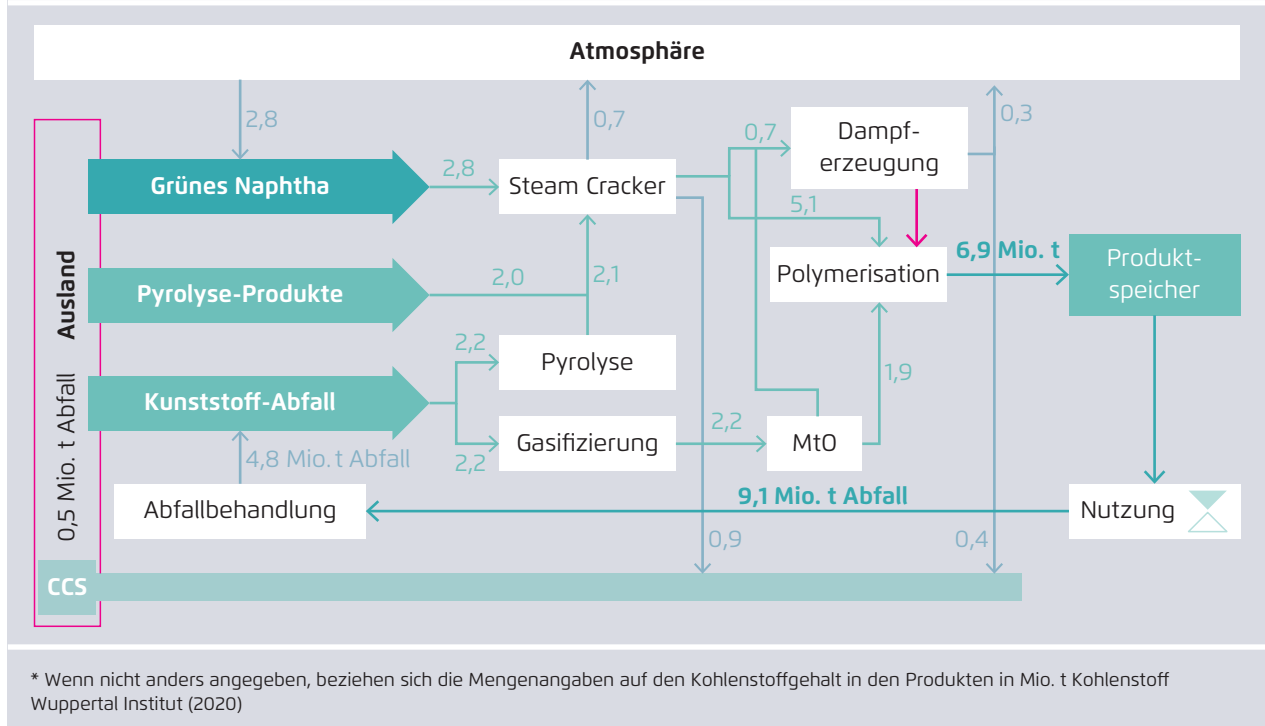
Bindung von CO₂ in Produkten der chemischen Industrie

Im Szenario KN2050 verwendet die chemische Industrie im Jahr 2050 in Deutschland 14 Millionen Tonnen Kohlenwasserstoffe, die als *Feedstock* in verschiedene Prozesse zur Weiterverarbeitung eingehen. Abbildung 68 zeigt, dass es sich hierbei zum einen um importiertes „grünes“ Naphtha und importierte Pyrolyseprodukte handelt. Zum anderen sind es Produkte aus der inländischen Pyrolyse von Kunststoffabfällen (Naphtha, Ethan und Gasöl) sowie Methanol, die der Gasifizierung von Kunststoffabfällen entstammen und in den Methanol-to-Olefine (MtO)-Prozess eingehen. Insgesamt gelangen so rund 9 Mio. t Kohlenstoff in die Produktion.

Sowohl die Pyrolyseprodukte als auch das Methanol werden aus Kunststoffabfällen gewonnen, die im

Kohlenstoffkreislauf³⁸ bei Produktion, Speicherung und Recycling von Polymeren in Mio. t*

Abbildung 68



Szenario im Jahr 2050 zu großen Teilen (4,8 Mio. t Kunststoffabfälle) ins chemische Recycling gehen. Der verbleibende Teil (4,3 Mio. t) der Kunststoffabfälle wird auch zukünftig mechanisch recycelt beziehungsweise thermisch verwertet. Das „grüne“ Naphtha wird über *Power-to-Liquid*-Verfahren gewonnen und im Umfang von 3 Mio. t importiert. Während es sich beim chemischen Recycling von Kunststoffabfällen um ein Recycling von Kohlenstoff handelt, gelangt durch die Verwendung von „grünem“ Naphtha auch Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre (in reduzierter Form als Kohlenstoff) in die Produkte der chemischen Industrie. Der in die Produkte übergegangene Kohlenstoff bleibt je nach Produktlebensdauer unterschiedlich lange in den Produkten (zwischen-)gespeichert. Dies wird im Szenario als Brutto-Negativ-Emission verbucht (siehe unten).

Dieser Speicherung von Kohlenstoff in Produkten stehen Kohlenstoffverluste im System gegenüber, zum Beispiel an den *Steamcrackern*. Die dem Szenario zugrunde liegenden Simulationsrechnungen haben

ergeben, dass eine Elektrifizierung der *Cracker* zur Erzeugung der benötigten Prozesswärme selbst unter der Nebenbedingung der Treibhausgasneutralität unwirtschaftlich ist, weshalb im Szenario keine Elektrifizierung von *Steamcrackern* angenommen wird. Daher entstehen im Szenario auch zukünftig CO₂-Emissionen aus der Verbrennung der Nebenprodukte des *Crackers* im *Cracker* selbst. Die *Cracker* bleiben daher als CO₂-Punktquellen erhalten. Bis auf einen *Cracker* in Bayern werden jedoch alle im Szenario KN2050 im Jahr 2050 verbleibenden *Cracker* mit *Carbon Capture* (Aminwäsche) ausgerüstet und an das CO₂-Netz angeschlossen.

Ein Teil der Abfälle wird auch 2050 noch ohne CCS in Müllverbrennungsanlagen verbrannt, ein anderer Teil

38 Der dargestellte Kohlenstoffkreislauf ist insofern unvollständig, als dass die Abfallverwertung nicht vollständig mit ihren Emissionen beziehungsweise CCS-Mengen dargestellt ist. Diese sind jedoch in der Gesamt-Treibhausgasbilanz berücksichtigt.

geht in Müllverbrennungsanlagen mit CCS oder als Alternativbrennstoffe in die Zementindustrie, wo ebenfalls überwiegend CCS angewendet wird.

Die Emissionen aus Abfall werden stets wie Emissionen aus fossilen Brennstoffen bewertet (selbst falls der Kunststoff aus einem „grünen“ *Feedstock* hergestellt wurde). Daher findet keine Doppelbilanzierung mit der zuvor angenommenen Anrechnung der Speicherung von Kohlenstoff in Kunststoffprodukten als negative Emission statt. Netto-Negativ-Emissionen ergeben sich gegebenenfalls durch eine Zufuhr von Kunststoffen in den Bestand die aus „grünem“ *Feedstock* hergestellt wurden (negative Emission) in Kombination mit CCS bei der Verbrennung von Kunststoffabfällen (Null-Emission).

3.8.4 Negative Emissionen

Um die für das Erreichen der Klimaneutralität erforderlichen negativen Emissionen zu erzielen, wird auf geeignete Weise die Abscheidung von CO₂ mit dessen dauerhafter Speicherung kombiniert.

BECCS: Abscheidung und Speicherung von biogenem CO₂

Pflanzen entziehen der Atmosphäre bei ihrem Wachstum CO₂. Wird dieses biogene CO₂ bei einer energetischen Nutzung der Pflanzen nicht wieder in die Atmosphäre entlassen, sondern dauerhaft gespeichert, können negative Emissionen erzielt werden. Im Szenario werden verschiedene biogene Brennstoffe – Biomethan, Biogas sowie feste Biomasse in Form von Holzhackschnitzeln – je nach ihrer Eignung in den verschiedenen energiewirtschaftlichen und industriellen Anlagen sowie je nach ihrer regionalen Verfügbarkeit an den industriellen Standorten verwendet (siehe Kapitel 3.7 Bioenergie). Teilweise werden die Brennstoffe wie in Kapitel 3.3 beschrieben an den industriellen Standorten noch aufbereitet (Aufreinigung von Biogas, Gasifizierung von fester Biomasse). Die an mit CO₂-Abscheidetechnologie ausgestatteten Standorten abgeschiedenen (biogenen) CO₂-Mengen werden anschließend einer geologischen Speicherung zugeführt.

Zentrale Pfeiler für die Erzielung von negativen Emissionen sind der Einsatz fester Biomasse und CO₂-Abscheidung an Heizkesseln für die Bereitstellung von Hochtemperaturwärme in der Stahlindustrie (minus 13 Mio. t CO₂ im Jahr 2050) sowie für die Dampfbereitstellung in der chemischen Industrie (minus 19 Mio. t CO₂ im Jahr 2050). Durch Einsatz von biogenen Brennstoffen und Alternativbrennstoffen mit biogenen Kohlenstoffanteilen in mit CO₂-Abscheidetechnologien ausgestatteten Anlagen der Zement-, Kalk- und Glasindustrie werden weitere negative Emissionen (minus 2 Mio. t CO₂ im Jahr 2050) erzielt. Zusätzlich werden in Biomassefernh Heizwerken zur Wärmeproduktion weitere 3 Mio. t negative CO₂-Emissionen erzeugt.

DACCS: Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus der Umgebungsluft

Durch den Einsatz von adsorptionsbasierten DAC-Anlagen werden im Szenario KN2050 im Jahr 2050 19 Mio. t CO₂ aus der Atmosphäre entfernt und der permanenten geologischen Speicherung zugeführt. Für die CO₂-Abscheidung aus der Umgebungsluft im Jahr 2050 wird ein Energiebedarf von rund 0,4 TWh elektrischer und 1,6 TWh thermischer Energie pro abgeschiedene Mio. t CO₂ angenommen. Daraus ergibt sich für 2050 ein Gesamtenergiebedarf für DAC von 38 TWh, wobei der Energiebedarf für den CO₂-Transport und für die CO₂-Speicherung noch nicht miteinberechnet wurde. Der thermische Energiebedarf für die CO₂-Abscheidung wird durch den Einsatz von Hochtemperaturwärmepumpen gedeckt, die die benötigten Temperaturen für den Abscheidungsprozess von 100 Grad Celsius erreichen. Um den hohen Strombedarf zu decken, bieten sich für die Errichtung von DAC-Anlagen küstennahe Standorte an, an denen einerseits große Mengen an erneuerbarem Strom vorhanden sind und andererseits die Nähe zu den geologischen Speicherstätten in der Nordsee gegeben ist.

Überblick CO₂-Entnahme-Methoden zur Erzeugung von negativen Emissionen

Tabelle 5

Bioenergienutzung mit CO₂-Abscheidung und Speicherung (BECCS) Pflanzen entziehen der Atmosphäre durch Photosynthese CO₂. Das bei energetischer Nutzung entstehende biogene CO₂ wird abgefangen und dauerhaft gespeichert. + Erzeugung von Strom und Wärme als Zusatznutzen – Hoher Bedarf an Landfläche und Wasser	Direkte CO₂-Abscheidung aus der Umgebungsluft (DACCS) CO₂ wird direkt aus der Umgebungsluft mittels chemischer Prozesse abgeschieden und dauerhaft gespeichert. + Variabel in Standortwahl – Potenzial theoretisch nur beschränkt durch Flächenverfügbarkeit und Zugang zu CO₂-Speichermöglichkeiten – Hohe Kosten und hoher Energiebedarf
Aufforstung und Wiederaufforstung Bäume entziehen der Atmosphäre durch Photosynthese CO₂. Dieses kann in Bäumen, Böden und langlebigen Holzprodukten (siehe rechts) gespeichert werden. + Geringe Kosten und sofort umsetzbar – CO₂-Senke beeinflussbar durch Umwelteinflüsse (Waldbrände)	Kohlenstoffspeicherung in langlebigen Produkten CO₂ wird der Atmosphäre durch Pflanzenwachstum oder Direktabscheidung aus der Umgebungsluft entzogen und in langlebigen Holzprodukten oder "grünen" Polymeren (Naphtha) (zwischen-)gespeichert. + Substitution von fossilen Rohstoffen (Rohbenzin) bzw. CO₂-intensiven Materialien (Zement, Stahl) + Holzprodukte: Geringe Kosten und sofort umsetzbar – Führt nur dauerhaft zu negativen Emissionen insofern Emissionen, die am Ende des Produktlebenszyklus entstehen, abgeschieden und dauerhaft gespeichert werden
Pflanzenkohle Herstellung von Pflanzenkohle durch sauerstoffarme Verbrennung. Diese wird auf landwirtschaftlichen Flächen verteilt oder in den Boden eingebracht und absorbiert zusätzlich CO₂. + Steigerung der Bodenfruchtbarkeit – Hoher Bedarf an Landfläche und Wasser > Nutzungskonflikt des nachhaltigen Biomassepotenzials (keine energetische Nutzung der Bioenergie)	Bodenmanagement Erhöhung der Kohlenstoffspeicherung im Boden durch Veränderung der Bodenbewirtschaftung (z. B. Organische Düngung, minimale Bodenbearbeitung). + Erhöhte Widerstandsfähigkeit des Bodens und verbesserte Bodenqualität – Möglicher Anstieg der N₂O-Emissionen und der N- und P-Verluste im Wasser
Beschleunigte Verwitterung Zerkleinerte Mineralien wie Basalt werden auf Böden und Ozeanen verteilt, um CO₂ chemisch zu binden. + Höhere Ernteerträge bei Verteilung auf Landflächen + Entgegenwirken der Versauerung der Meere bei Verteilung auf Ozeanen – Hoher Energie- und Wasserbedarf für den Abbau, die Zerkleinerung und den Transport von Gesteinen	Ozeandüngung Der Ozean wird mit Eisen, Phosphat oder Stickstoff „gedüngt“, um die CO₂-Aufnahme durch Algenwachstum zu erhöhen. – Störung von Meeresökosystemen – Rückgang der Biomasseproduktion in nachgelagerten Gebieten – Gefahr der Versauerung der Ozeane

Fuss et al. (2018); EASAC (2018); IPCC (2018). Verfahren aus den roten Textfeldern wurden im Szenario nicht berücksichtigt

Grüne Polymere: Bindung von CO₂ in Produkten der chemischen Industrie

In der chemischen Industrie werden im Jahr 2050 noch etwa 3,4 Mio. t Naphtha über Pipelines importiert (vgl. 3.2.6). Dieser *Feedstock* wird im Jahr 2050 synthetisch hergestellt. Der darin enthaltene Kohlenstoff (2,8 Mio. t) stammt aus biogenen Quellen oder aus einer CO₂-Abscheidung aus der Umgebungsluft (DAC). Bei Weiterverarbeitung dieses „grünen“ Naphthas zu Kunststoffen in Deutschland wird der darin gebundene Kohlenstoff je nach Verwendungszweck der Kunststoffe über einen Zeitraum von wenigen Wochen (bei Verpackungen) bis zu mehreren Jahrzehnten (im Baubereich) gespeichert (Abbildung 68). Für eine dauerhafte Entnahme des in den Kunststoffen gebundenen Kohlenstoffs aus der Atmosphäre ist sein Verbleib nach der Nutzungsphase (inklusive einer möglichen Wiederverwertung durch mechanisches oder chemisches Recycling) entscheidend. Bei einer thermischen Verwertung in mit CO₂-Abscheideanlagen ausgestatteten energiewirtschaftlichen oder industriellen Feuerungsanlagen mit anschließender geologischer Speicherung des bei der Verbrennung dieser Kunststoffe anfallenden CO₂ wird dieses der Atmosphäre dauerhaft entzogen. Durch den Einsatz von „grünem“ Naphtha und dessen Bindung in Kunststoffen werden im Szenario negative Emissionen in Höhe von 8 Mio. t CO₂ erzielt.

Weitere Optionen für negative Emissionen

Ein Teil der residualen Emissionen von 62 Mio. t CO₂-Äq könnte auch durch weitere CO₂-Entnahme-Methoden kompensiert werden, die aber in dieser Studie keine weitere Berücksichtigung finden. Dazu zählen die Verteilung von Pflanzkohle auf und in Böden, die beschleunigte Verwitterung oder das „Düngen“ des Ozeans. Tabelle 5 gibt einen Überblick über die Funktionsweise und die Vor- und Nachteile der CO₂-Entnahme-Methoden – neben den im Szenario verwendeten (blauer Hintergrund) auch die im Szenario nicht verwendeten (roter Hintergrund) –, die negative CO₂-Emissionen generieren.

3.9 Wasserstoff

Wasserstoff aus heute noch überwiegend fossilen Quellen wird bisher vor allem in Raffinerien und zur Herstellung von Ammoniak und Methanol eingesetzt. Zukünftig wird Wasserstoff auch in anderen Bereichen vielseitig eingesetzt werden. Gleichzeitig wird die Wasserstofferzeugung zukünftig treibhausgasfrei beziehungsweise treibhausgasarm erfolgen.

3.9.1 Wasserstoffbedarf und -infrastruktur

Der Verwendung von treibhausgasfrei (oder mittel- bis langfristig auch treibhausarm) erzeugtem Wasserstoff kommt im Szenario eine sehr zentrale Rolle zu. Um eine THG-Minderung um 65 Prozent gegenüber 1990 zu erreichen, wird Wasserstoff bereits 2030 in den drei Endverbrauchssektoren Verkehr, Industrie und Raffinerien eingesetzt.

Eine Substitution der endenergetischen Verwendung von Erdgas durch erneuerbar erzeugten Wasserstoff wie auch der Ersatz von fossil erzeugtem durch erneuerbaren Wasserstoff in der stofflichen Nutzung sind vergleichsweise teure Klimaschutzmaßnahmen. 2030 kommt Wasserstoff deshalb in solchen Anwendungen zum Einsatz, wo er einen deutlichen Effizienzvorteil bietet.

Im Straßengüterverkehr ist die technologische Entwicklung derzeit weniger absehbar als bei den Pkw, bei denen der Trend eindeutig Richtung batterieelektrischer Fahrzeuge geht. Der Antrieb über Brennstoffzellen steht neben der direkten Nutzung von Strom über Batterien oder Oberleitungen vor allem bei den Last- und Sattelzügen zur Diskussion. Er wird als Option gesehen, lange Strecken ohne Unterbrechungen durch notwendige Ladevorgänge zu absolvieren. Entsprechend dem derzeitigen Stand der Diskussion wird im Szenario daher langfristig ein Technologiemix angenommen, bei dem rund ein Drittel der Fahrleistung durch Brennstoffzellenfahrzeuge erbracht wird.

Werden im Straßengüterverkehr alle Technologien gleichwertig adressiert, kommt es zu einem parallelen Aufbau von drei unterschiedlichen Energieversorgungsinfrastrukturen: Wasserstofftankstellen, Schnellladeinfrastruktur und Oberleitungssystem. Dieser parallele Aufbau ist einerseits mit höheren Kosten verbunden, andererseits ermöglicht er Nutzern eine gewisse Flexibilität bei der Fahrzeugwahl. Tatsächlich können auch Synergien entstehen: Mittelfristig sind beispielsweise auch Kombinationen von Brennstoffzellen und Oberleitung denkbar.

Fossil erzeugter Wasserstoff mit Kohlenstoffabscheidung oder (soweit verfügbar) auch erneuerbar erzeugter Wasserstoff verdrängt aber bereits 2030 auch Erdgas, zum Beispiel im Bereich der Dampfkessel und im Bereich der DRI-Anlagen der Stahlindustrie. Daneben wird ein Teil des stofflich benötigten Wasserstoffs in der chemischen Industrie und den Raffinerien durch fossil erzeugten Wasserstoff mit Kohlenstoffabscheidung und erneuerbar erzeugtem Wasserstoff bereitgestellt und ersetzt damit den heute verwendeten Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen (ohne Kohlenstoffabscheidung).

Die infrastruktureitige Versorgung dieser industriellen Anlagen ist weniger aufwändig und kann weitgehend als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen realisiert werden. Heute wird Wasserstoff bei den industriellen Großverbrauchern in der Regel vor Ort produziert. Die bestehenden regionalen Wasserstoffnetze zum Austausch zwischen Industriestandorten haben nur geringe Leitungsquerschnitte und können nicht als Rumpfnetze für ein leistungsfähiges Wasserstofftransportnetz angesehen werden. Die derzeitige Planung der Ferngasnetzbetreiber sieht den Aufbau eines ersten Transportnetzes bis 2030 vor. Dabei sollen heute beziehungsweise perspektivisch redundante Erdgastransportleitungen (zum Beispiel solche, die durch die Umstellung von L-Gas auf H-Gas freiwerden) in Wasserstoffleitungen umgewidmet werden. Eine flächendeckende Wasserstoffversorgung von Großverbrauchern in Deutschland ist hiermit noch nicht möglich.

Dagegen gehen wir nicht davon aus, dass bis 2030 bereits ein CO₂-Netz aufgebaut wird, das die bestehenden *Steam Reformer* im Binnenland erschließt. Entsprechend der derzeit geplanten Aktivitäten an den Hafenstandorten nehmen wir an, dass fossil erzeugter Wasserstoff mit Kohlenstoffabscheidung (wie auch erneuerbar erzeugter Wasserstoff) zwischen 2025 und 2040 an Küstenstandorten (oder an geeigneten Schnittstellen zwischen Strom- und Gasnetz im Binnenland) produziert wird und der Wasserstoff per Pipeline in das Binnenland gelangt.

Der Einsatz von fossil erzeugtem Wasserstoff mit Kohlenstoffabscheidung und erneuerbar erzeugtem Wasserstoff in der chemischen Industrie und den Raffinerien ist insoweit techno-ökonomisch im Szenario von zwei Seiten begrenzt: vom Stand des Wasserstoffnetzausbaus und auch von den Lebenszyklen der bestehenden *Steam Reformer* im Binnenland.

In der Stahlindustrie wird Wasserstoff heute nur in sehr geringen Mengen eingesetzt. Hier gelten für 2030 andere Randbedingungen für einen großskaligen Wasserstoffeinsatz. Taktgeber sind hier die Lebenszyklen der Hochöfen, die zunächst durch DRI-Anlagen ersetzt werden müssen, um einen Erdgas- oder Wasserstoffeinsatz zu ermöglichen (und damit Kohle zu verdrängen). Des Weiteren gehen wir mit heutigem Kenntnisstand für 2030 und gegebenenfalls auch langfristig davon aus, dass bestimmte Kohlenstoffanteile auch aus metallurgischen Gründen benötigt werden (siehe Kapitel 3.2), Wasserstoff also nicht den kompletten Reduktionsmittelbedarf stellen kann.

Bis 2050 dringt das Wasserstoffnetz weiter nach Süden und in die Fläche vor. Dadurch wird dieses Netz auch zur Versorgung des Verkehrs wertvoll, dessen Bedarf für den Straßengüterverkehr bis auf 40 TWh ansteigt. Die Netto-Wasserstoffabnahme der Industrie steigt bis 2040 auf 77 TWh an, und sinkt bis 2050 wieder auf 72 TWh. Um die Wasserstoffcluster der energieintensiven Industrie herum werden im Einzelfall Gasverteilnetze auf Wasserstoff umgestellt,

sodass auch die mittelständische energieintensive Industrie (wie etwa Gießereien oder Glashütten) auf diesen Energieträger umstellen können. Wir gehen jedoch davon aus, dass dies ein regionales Phänomen bleibt und, dass Wasserstoff nicht bis in die Ebene der Gebäudeversorgung vordringen wird.

Während das Wasserstoffnetz also wächst und neue Verbraucher hinzukommen, fallen zwischen 2040 und 2050 einzelne Verbraucher aus der Versorgung wieder heraus: Dies sind in erster Linie die Raffinerien. An den Standorten der chemischen Industrie wird die 2030 teilweise auf Wasserstoff umgestellte Dampferzeugung bis 2050 sehr weitgehend auf Biomasse umgestellt. Die entsprechenden Netzan-schlüsse müssen sich also in relativ kurzer Zeit amortisieren beziehungsweise umgenutzt werden. So wird ein Teil des Wegfalls des Wasserstoffeinsatzes für die Dampfbereitstellung (15 TWh in der Spitze im Jahr 2035) teilweise kompensiert durch einen Anstieg des stofflichen Bedarfs für Wasserstoff im Rahmen des chemischen Recyclings von Kunststoffabfällen. Weitere neue Wasserstoffbedarfe in Höhe von 156 TWh entstehen bis 2050 für die Strom- und Fernwärmeerzeugung.

3.9.2 Wasserstoffherzeugung

Abbildung 69 stellt die Wasserstoffnachfrage der Erzeugung gegenüber. Im Jahr 2030 liegt die Nachfrage nach treibhausgasfreiem Wasserstoff in Summe bei 63 TWh Heizwert (1,9 Mio. t). Bis 2050 wird sie auf 268 TWh (8 Mio. t) gesteigert. Es wird angenommen, dass 31 Prozent dieser Menge im Inland aus erneuerbarem Strom mittels Wasserelektrolyse erzeugt werden kann.

Der Wasserstoff wird zu Stunden mit günstigen Strompreisen produziert und in ein zukünftiges Wasserstoffleitungsnetz eingespeist. Für die Produktion bieten sich voraussichtlich norddeutsche Standorte an, die an Netzknoten beziehungsweise Einspeisepunkten ohne ausreichende Weiterleitungskapazität großer Mengen an Offshore-Windstrom zur netzseitigen Entlastung beitragen können. Es ist auch denkbar,

dass Windenergieanlagen ausschließlich mit Elektrolysekapazitäten verbunden werden und somit auf eine stromnetzseitige Anbindung verzichten. Stattdessen könnten diese Anlagen ihre Produktion indirekt in Form von Wasserstoff einspeisen.

Projekte und Machbarkeitsstudien in Nachbarländern wie den Niederlanden und Dänemark lassen eine gewisse Menge an Importen aus dem EU-Ausland, beispielsweise über umgewidmete L-Gas-Leitungen wie es der Vorschlag eines Wasserstoff-Backbone-Netzes der deutschen Gas-Fernleitungsnetzbetreiber vorsieht, erwarten. Ein weiterer Teil der Importe müsste über Pipelines oder die Schifffahrtswege aus Weltregionen mit günstigen Voraussetzungen für die Produktion von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff beziehungsweise fossil erzeugtem Wasserstoff mit Kohlenstoffabscheidung eingeführt werden.

Als treibhausgasarme Optionen zur Wasserstoffherzeugung (vgl. Abbildung 70) kommen aus heutiger Sicht zwei Optionen infrage: Wasserelektrolyse mit erneuerbar erzeugtem Strom und Wasserstoff aus fossilem Erdgas, bei dem die entstehenden Emissionen abgeschieden und dauerhaft endgelagert werden.

Aufgrund begrenzter CO₂-Abscheideraten und der Vorkettenemissionen von Erdgas wird der mit Dampfreformierung und CCS erzeugte Wasserstoff im Gegensatz zu erneuerbar erzeugtem Wasserstoff nicht 100 Prozent treibhausgasneutral sein können. Für eine Übergangszeit, bis die entsprechenden Kapazitäten erneuerbarer Stromerzeugung und flexibler Elektrolysekapazitäten vorhanden sind, könnte der fossil erzeugte Wasserstoff mit Kohlenstoffabscheidung, etwa aus Norwegen, eine entscheidende Rolle spielen. Eine inländische Produktion solchen Wasserstoffs setzt zum einen Standorte mit entsprechender Anbindung an Schifffahrtswege zum CO₂-Abtransport voraus. Zum anderen stellt sich die Frage, welche der bestehenden Dampfreformer mit CCS-Technologie nachgerüstet werden können und ob angesichts der hohen Anlagenalter der Dampfre-

former in Deutschland eine derartige Investitions-
option gegenüber der Neuerrichtung optimierter
Produktionsanlagen für fossilen Wasserstoff mit
Kohlenstoffabscheidung in günstiger Lage zu
CO₂-Endlagern gewinnt.

Die Spaltung von Methan (Methanpyrolyse) in seine
molekularen Bestandteile Wasserstoff und Kohlen-
stoff ist eine weitere Option zur Wasserstoffgewin-
nung aus fossilem Erdgas, jedoch technisch noch
nicht ausgereift und weder großskalig noch für den
Einsatz mit Erdgas verfügbar. Es ist aufgrund der
Abspaltung von elementarem (festem) Kohlenstoff
(Industrieruß, *Carbon Black*) interessant. Nach
bisherigen Überlegungen werden diese Verfahren
vor allem dann wirtschaftlich, wenn *Carbon Black*
als wertvoller Werkstoff verkauft werden kann. Für
treibhausgasarme Wasserstofferzeugung ist die
Nutzung des Kohlenstoffes aber keine Option, wenn

eine Nutzung wiederum zu Treibhausgasemissionen
führt. Vielmehr muss der abgeschiedene Kohlenstoff
dauerhaft endgelagert werden, beispielsweise in
Bergwerken. Der Vorteil liegt darin, dass fester
Kohlenstoff viel leichter zu deponieren ist als
abgeschiedenes CO₂.

3.9.3 Wasserstoffkosten

Die Kosten für erneuerbar erzeugten Wasserstoff sind
entscheidend abhängig von den Energiekosten für die
Elektrolyse. Möglichst niedrige Kosten des Strombe-
zuges und gleichzeitig hohe Vollbenutzungsstunden
der Elektrolyse sind jedoch zwei gegenläufige
Parameter. Die Investitionsausgaben für Elektrolyse-
anlagen, Wirkungsgrad und Lebensdauer sind
weitere entscheidende Kostenfaktoren. Je nach
Erzeugungsregion kommen auch noch relevante
Kostenanteile für den Transport hinzu.

CO₂-freie Wasserstofferzeugung und -nutzung in Deutschland

Abbildung 69

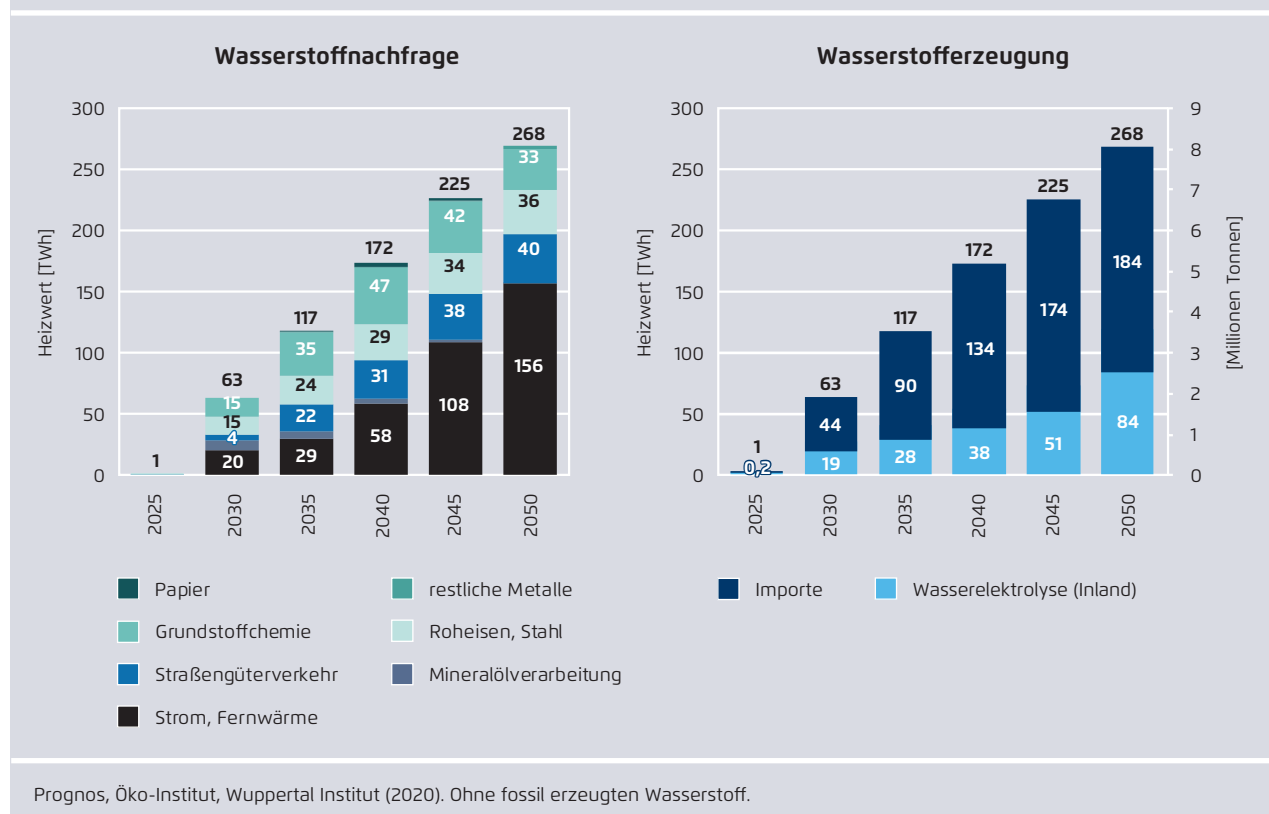
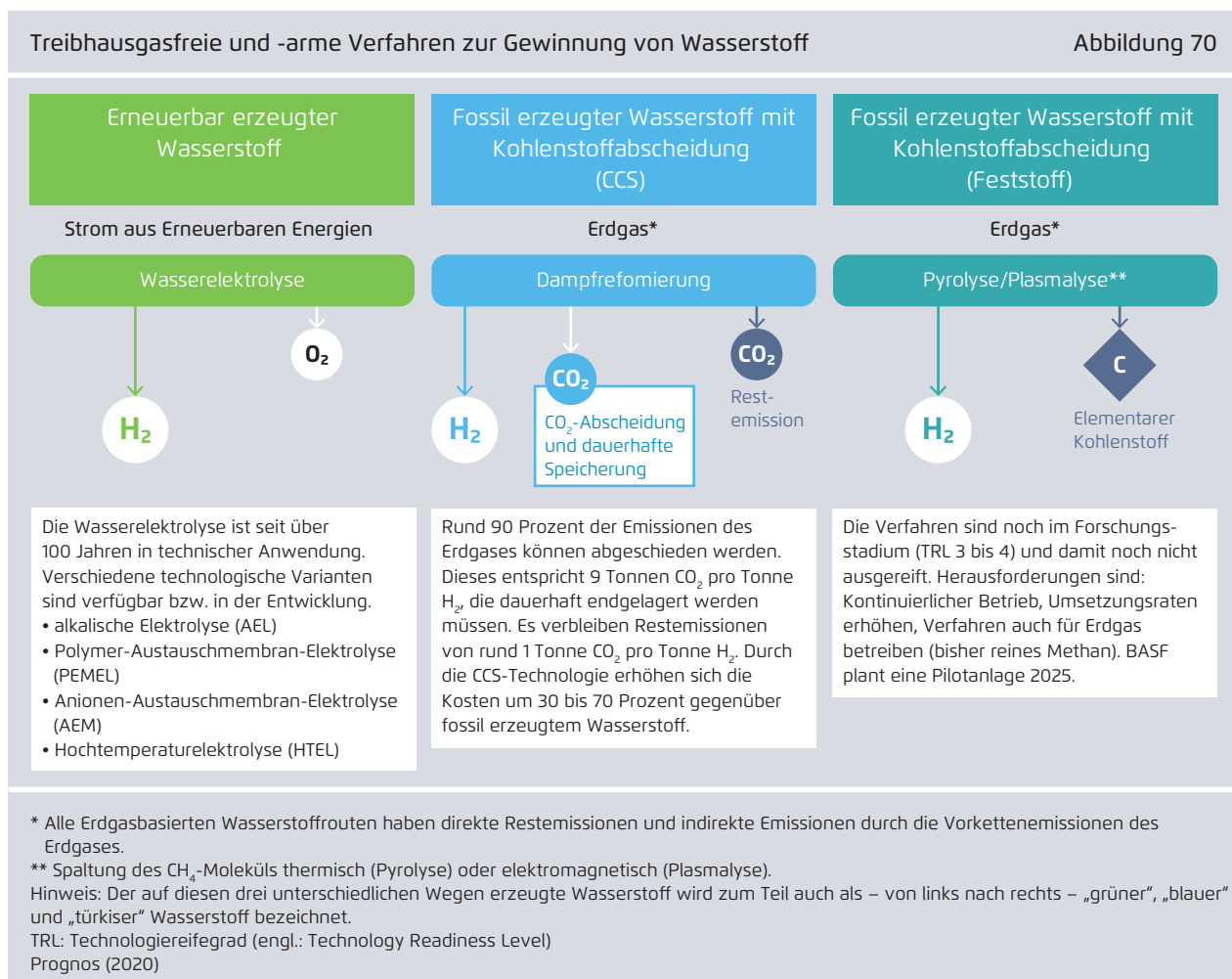


Abbildung 71 stellt Kostenannahmen für die Kostenentwicklung von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff dar: Entsprechend der Annahmen liegen die Bereitstellungskosten beim Endverbraucher (ohne Steuern/Marge) im Jahr 2020 bei rund 17,0 Cent/kWh Brennwert (6,6 Euro/kg) und können im Verlauf bis 2050 auf 11,0 Cent/kWh (4,3 Euro/kg). In diesem Beispiel wird eine Kostenreduktion der Elektrolyse ausgehend von 800 Euro/kW (elektrisch) für 2020 um 50 Prozent bis 2050 angenommen. Einzelne Veröffentlichungen zu möglichen zukünftigen Kostenentwicklungen bei Elektrolyseuren liegen heute bereits darunter. Der Kostenreduktion (erreichbar durch technische Lernraten, Skaleneffekte und automatisierte Fertigung) wirken jedoch kostenerhöhende Anforderungen an Elektrolyseure (für den Einsatz mit

fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung) entgegen: verbessertes Teil- und Überlastverhalten, höhere Wirkungsgrade, reduzierte Leistungsdegradation über eine höhere Lebensdauer.

3.9.4 Synthetische Energieträger

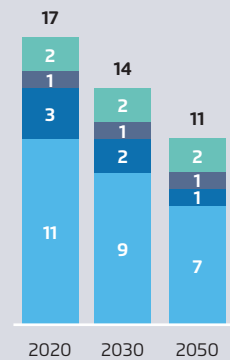
Zusätzlich zum Wasserstoff werden weitere auf erneuerbarem Strom basierende Energieträger in dem Szenario eingesetzt. Im nationalen und internationalen Schiffs- und Flugverkehr werden hinsichtlich der Herstellung und Verbrennung CO₂-neutrale flüssige Kraftstoffe (PtL) verwendet. Wie in Kapitel 3.5.4 erläutert ist der Einsatz dieser Brennstoffe im Flugverkehr durch Nicht-CO₂-Effekte (RFI) trotzdem mit einer Klimawirkung verbunden.



Kosten von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff

Abbildung 71

Wasserstoff Bereitstellungskosten beim Endverbraucher

(EUR₂₀₁₉ Cent/kWh Brennwert)

■ Transport/Verteilung ■ Investitionsausgaben
■ Betriebskosten ■ Strom

	2030	2050
Stromkosten (EUR/MWh)	62	55
Investition (EUR/kW_{el})	500	400
Zinssatz WACC (%)	6	6
Wirkungsgrad Elektrolyse (%)	72	75
Volllaststunden Elektrolyse	3.500	4.000
Lebensdauer in Jahren*	25	25

Kostenerhöhung durch

- Erhöhte Lebensdauer
- Reduzierte Degradation
- Verbessertes Teillast- und Überlastverhalten
- Höhere Verfügbarkeit
- Höherer Wirkungsgrad

Kostenreduktion durch

- Technische Lernraten
- Skaleneffekte
- Automatisierte Fertigung
- Geringeren Materialeinsatz

* Stackwechsel nach der Hälfte der Lebensdauer zu 35 % des Elektrolyseur-Invest.

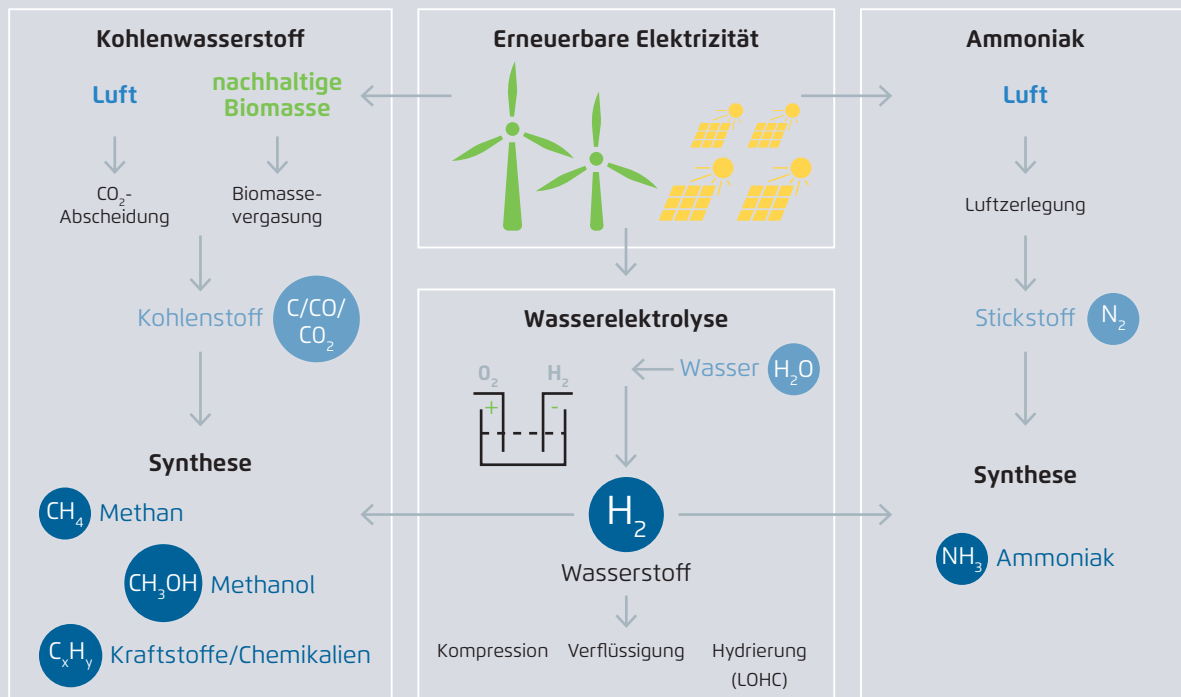
Hinweis: el = elektrisch, WACC = mittlere gewichtete Kapitalkosten | Transport = 500 km Pipeline Prognos (2020)

Zudem wird in der Industrie für die stoffliche Nutzung, die nicht durch die verstärkte Kreislaufwirtschaft abgedeckt werden kann, grünes Naphtha eingesetzt. Diese strombasierten Brennstoffe und grünes Naphtha werden nicht in Deutschland hergestellt, sondern importiert, in Summe etwa 120 TWh.

Insgesamt ergibt sich für 2050 ein Bedarf an Wasserstoff und sonstigen erneuerbar erzeugten Brennstoffen in Höhe von 391 TWh, von denen 307 TWh importiert werden.

Die folgende Abbildung zeigt im Überblick die Produktionsverfahren für strombasierte Energieträger sowie deren Merkmale.

Power-to-X (PtX) steht für verschiedene Produktionsverfahren für **strombasierte Brenn-, Kraft- und (chemische) Grundstoffe**. Der elektrische Strom sollte aus erneuerbaren Quellen stammen, um nahezu Treibhausgasneutrale Produkte zu erzeugen. Grundsätzlich können drei PtX-Kategorien unterschieden werden wie die Abbildung verdeutlicht: Wasserstoff (mittig), Kohlenwasserstoffe (links) und Ammoniak (rechts). Als Energiequelle sind zusätzliche EE-Parks mit möglichst hohen Volllaststunden erforderlich.



PtX-Kohlenwasserstoffe benötigen eine treibhausgas-neutrale Kohlenstoffquelle, denn Kohlenstoff ist mit rund 85 Massenprozent Hauptbestandteil. Unter Einsatz von Wasserstoff kann eine große Bandbreite an Kohlenwasserstoffen synthetisiert werden, Methan, Methanol, Kraftstoffe: Benzin, Diesel, Kerosin, Wachse, Naphtha für die Chemieindustrie.

Die Wasserelektrolyse ist der zentrale Schritt von Strom zum chemischen Energieträger. **Wasserstoff** kann direkt als Energieträger oder Chemiebaustein zum Einsatz kommen. Für Transport und Speicherung von Wasserstoff ist allerdings stets ein zusätzlicher Prozess zur Erhöhung der geringen volumenbezogenen Energiedichte notwendig (Verdichtung, Verflüssigung oder Hydrierung von Speicherflüssigkeiten, LOHC).

Für **Ammoniak** wird Stickstoff benötigt, der sehr viel leichter aus der Luft zu extrahieren ist als Kohlenstoff. Dieser wird mit Wasserstoff zu Ammoniak synthetisiert, einem Grundstoff der Düngemittelproduktion. Ammoniak ist bereits bei sehr geringen Drücken flüssig und wird bereits heute als Produkt verschifft.

- ++ Lager- und Transportfähigkeit
- + Anschlussfähigkeit heutige Infrastruktur
- Lange Prozesskette
- Nicht ausgereifte Prozesse (Direct-Air-Capture von CO₂, Synthesen auf CO₂-Basis)
- Kohlenstoffbeschaffung aus Luft aufwendig, biogen begrenzt
- Hohe Verluste
- Teuer

- ++ Lokal emissionsfreie Nutzung als Energieträger möglich
- + im Vergleich niedrigere Kosten als bei Kohlenwasserstoffen
- + Zentraler Stoff zur Dekarbonisierung in Industrie
- Infrastruktur nur teilweise vorhanden
- Geringe volumetrische Energiedichte
- Erhöhter Aufwand für Transport

- ++ Lager- und Transportfähigkeit
- + Bewährte Prozesse (Luftzerlegung, Haber-Bosch-Verfahren)
- + Stickstoffbeschaffung weniger aufwendig
- + günstig im Vergleich zu Kohlenwasserstoffen
- Einsatz als Energieträger im Forschungsstadium

4 Ergebnisse Klimaneutral Minimalvariante (KNmin)

4.1 Übersicht

Auch im Szenario KNmin erreicht Deutschland im Jahr 2050 die Klimaneutralität. Bis zum Jahr 2030 erfolgt im Vergleich zu 1990 allerdings nur eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 61 Prozent, statt von 65 Prozent wie im Szenario KN2050.

Außer in der Landwirtschaft und dem Abfallbereich ergeben sich in allen Sektoren geringere THG-Einsparungen als im KN2050-Szenario. Im Jahr 2030 liegen die Emissionen insbesondere in der Energiewirtschaft (25 Mio. t CO₂-Äq) und im Industriesektor (13 Mio. t CO₂-Äq) höher als im Szenario KN2050. Im Verkehr und bei Gebäuden liegen die Emissionen jeweils um 5 Mio. t CO₂-Äq höher.

Bis 2030 spielt treibhausgasneutraler Wasserstoff im Szenario KNmin eine kleinere Rolle (vgl. Abbildung 96): Die Nachfrage von 18 TWh ist um rund 45 TWh geringer als im Szenario KN2050. Dementsprechend läuft auch die inländische Wasserstoffproduktion deutlich langsamer an und liegt bis 2030 mit 11 TWh bei der halben Menge des KN2050-Szenarios.

Um Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 zu erreichen, wird die Transformationsgeschwindigkeit im KNmin-Szenario nach 2030 im Vergleich zum KN2050-Szenario erhöht. Es werden keine anderen Technologien und Strategien als im Szenario KN2050 angewendet, sodass sich die Szenarien im Zielbild 2050 nur marginal unterscheiden.

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der THG-Emissionen in den einzelnen Sektoren.

Langfristig betrachtet entwickeln sich der Endenergie- und Primärenergieverbrauch im Szenario KNmin sehr ähnlich wie im Szenario KN2050. Mittelfristig gibt es aber deutliche Unterschiede. So

liegt der Primärenergieverbrauch im Szenario KNmin 2030 um etwa 3 Prozent höher als im Szenario KN2050. Durch die höhere Kohleverstromung und den geringeren Einsatz von Wasserstoff (minus knapp 80 Prozent) insbesondere in der Stahlindustrie liegt der Einsatz von Kohle 2030 etwa 80 Prozent höher. Der Einsatz von Erdgas (plus 4 Prozent) und Erneuerbaren Energien (minus 5 Prozent) unterscheidet sich nur leicht.

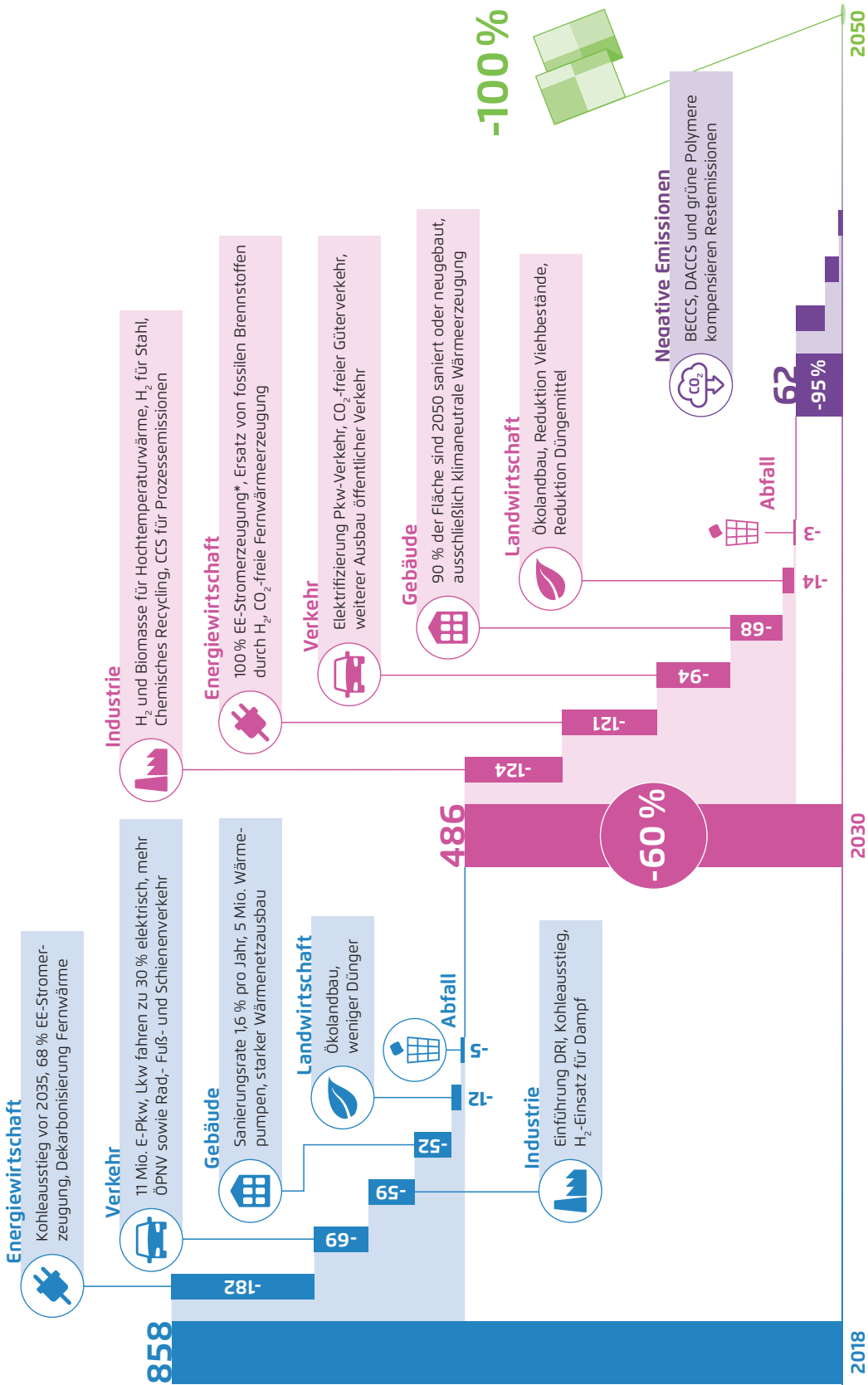
Im Zeitraum 2018 bis 2050 halbiert sich der Primärenergieverbrauch. Er geht von heute ungefähr 13.000 PJ auf etwa 6.650 PJ zurück. Der Endenergieverbrauch sinkt im Zeitraum 2018 bis 2030 von etwa 9.000 PJ um 17 Prozent auf etwa 7.500 PJ. Bis 2050 sinkt der Endenergieverbrauch im Vergleich zu 2018 um etwa 36 Prozent auf 5.700 PJ.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch steigt von 14 Prozent im Jahr 2018 auf 38 Prozent bis 2030 und dann weiter auf 80 Prozent bis 2050. Importe von synthetischen Energieträgern stellen 2050 etwa 17 Prozent der Primärenergie. Die restlichen 3 Prozent der Primärenergie entfallen 2050 auf sonstige Energieträger wie Abfall und geringe Mengen an importierten Strom.

In den folgenden Kapiteln werden die Annahmen und Ergebnisse der einzelnen Sektoren detailliert dargestellt. Im Anhang wird das Szenario KNmin anhand ausgewählter Indikatoren in die Bandbreiten bereits existierender Klimaschutzszenarien eingeordnet.

Maßnahmen im Szenario Klimaneutral Minimalvariante 2050 (KNmin)
(Treibhausgas-Emissionen in Mio. t CO₂-Äq.)

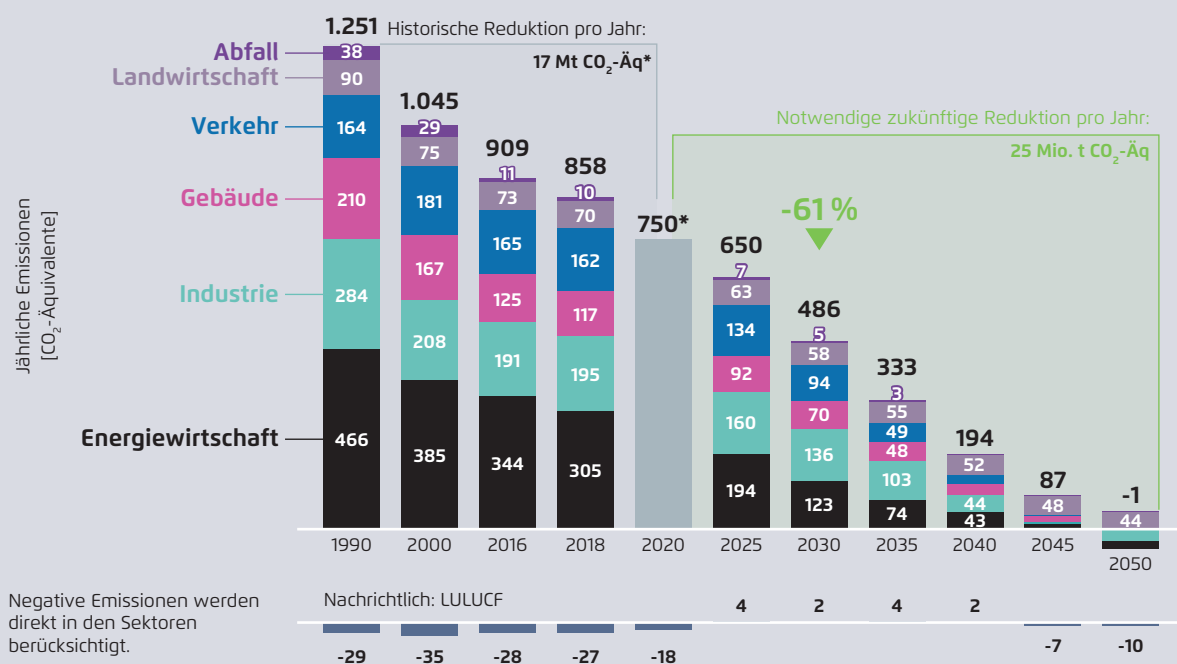
Abbildung 73



* inkl. Stromerzeugung aus erneuerbar erzeugtem Wasserstoff, zwischengespeichertem und importiertem erneuerbarem Strom.
Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2020)

Überblick Entwicklung THG-Emissionen nach Sektoren im Szenario KNmin

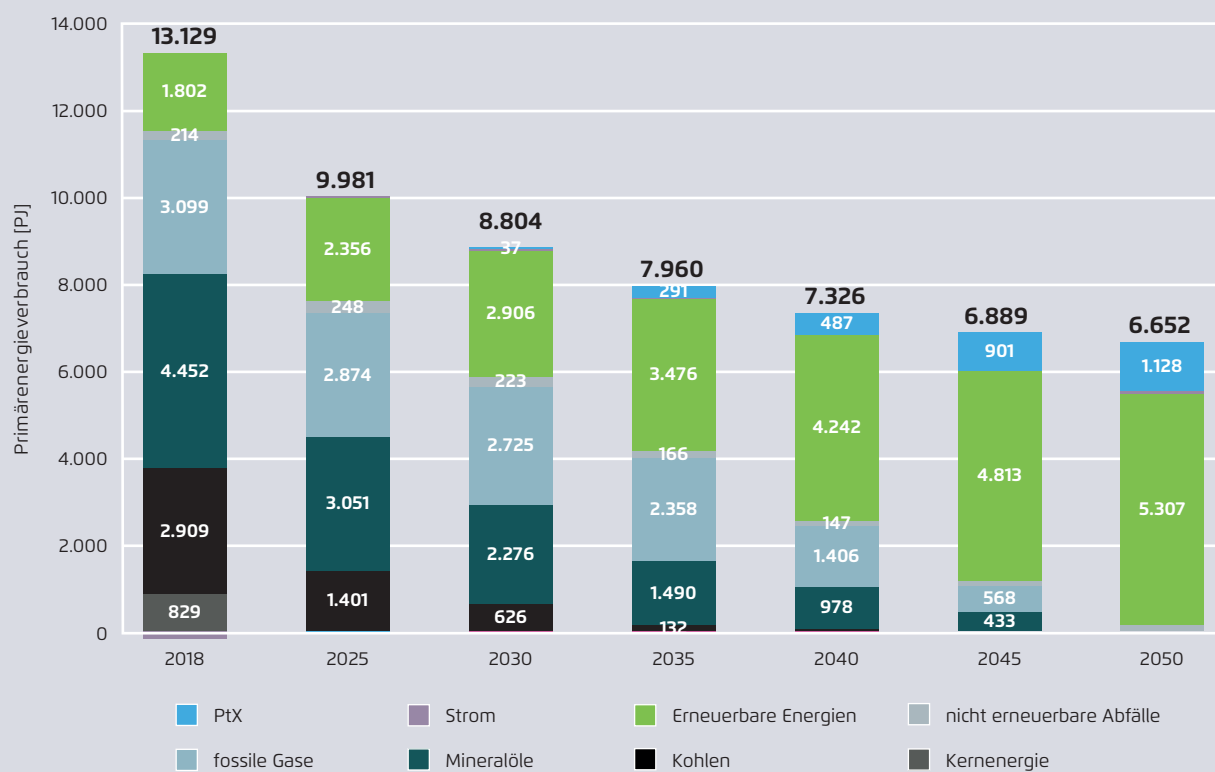
Abbildung 74



* Zielwert 2020: THG-Einsparung von 40 % im Vergleich zu 1990.
Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2020)

Primärenergieverbrauch im Szenario KNmin

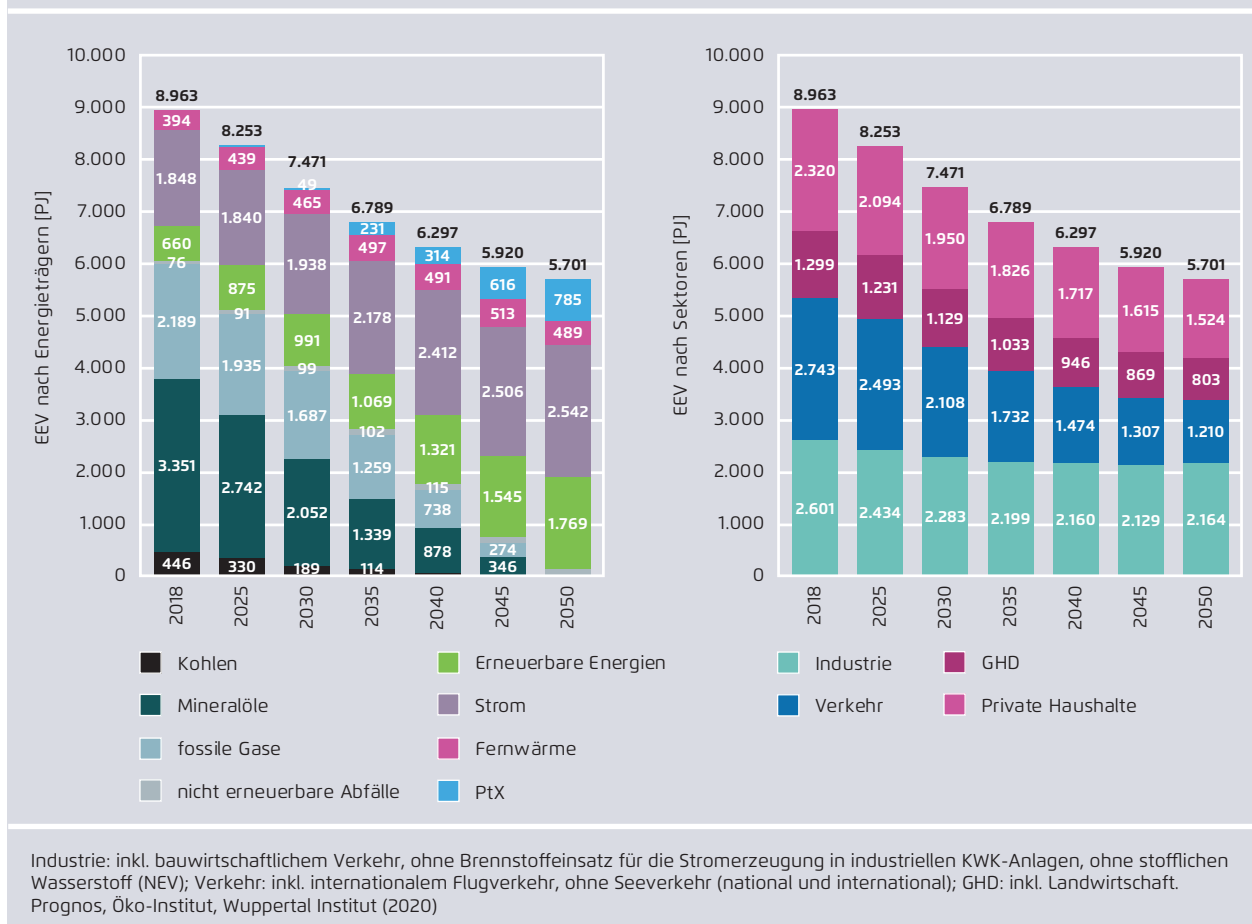
Abbildung 75



Prognos, Wuppertal Institut, Öko-Institut (2020). Ohne nicht-energetischen Verbrauch.

Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren in PJ im Szenario KNmin

Abbildung 76



4.2 Energiewirtschaft

4.2.1 Zielbild

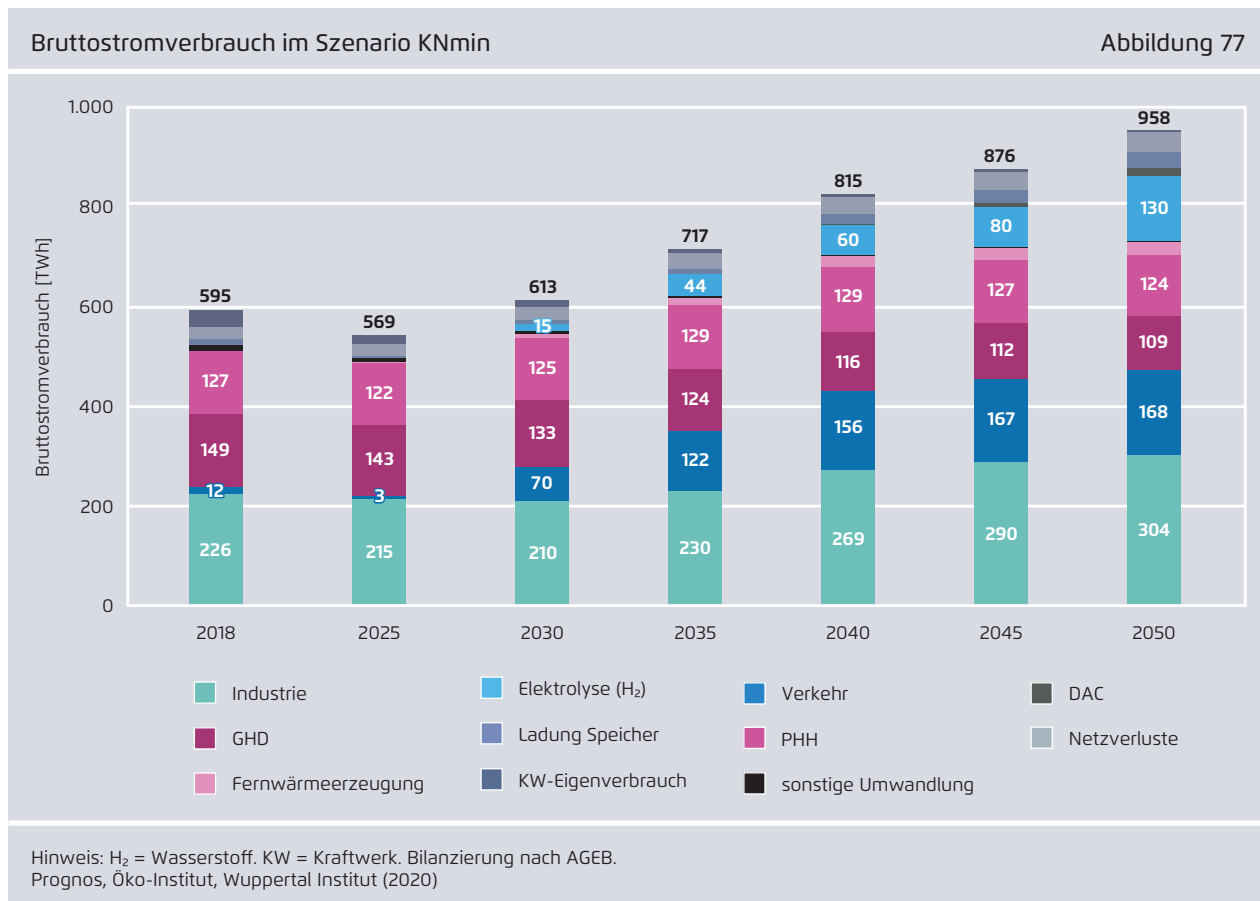
In der Minimalvariante wird das langfristige Ziel einer Dekarbonisierung bis 2050 beibehalten. Im Jahr 2030 ergeben sich größere Unterschiede zum Szenario KN2050, zum einen durch die niedrigeren Preise im EU ETS (siehe Rahmendaten) und den angenommenen langsameren Ausbau der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung. Insbesondere durch die höhere verbleibende Kohleverstromung im Jahr 2030 ergeben sich höhere THG-Emissionen.

4.2.2 Stromnachfrage

Im Szenario KNmin steigt der Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 613 TWh an (vgl. Abbildung 77) und

liegt damit 30 TWh unter dem Wert des Hauptszenarios. Der Anstieg bis 2030 ist maßgeblich durch die Zunahme der Stromnutzung im Verkehrssektor (70 TWh im Jahr 2030) und den Beginn der Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse (15 TWh im Jahr 2030) begründet, die beide jeweils niedriger ausfallen als im Hauptszenario.

Die Sektoren Industrie, Private Haushalte und GHD sowie die Fernwärmeerzeugung weisen bis 2030 einen leichten Rückgang des Stromverbrauchs auf, der im Wesentlichen durch effizientere Endverbrauchergeräte und einen effizienzbedingt geringeren Nutzenergiebedarf (zum Beispiel durch fortschreitende Gebäudesanierung) bedingt ist. Insgesamt fällt die Elektrifizierung gegenüber dem



KN2050-Szenario im KNmin-Szenario etwas geringer aus, jeder Sektor hat 2030 dadurch etwa 4 TWh weniger Stromverbrauch.

Bis 2050 nimmt der Strombedarf insgesamt um 60 Prozent gegenüber 2018 zu und steigt auf 958 TWh an. Treiber für diese Entwicklung sind, wie im KN2050-Szenario, der zunehmende elektrische Endenergieeinsatz in den Sektoren Verkehr und Industrie sowie die Herstellung von strombasiertem Wasserstoff.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird auch im KNmin-Szenario deutlich gesteigert, in den Jahren bis 2030 jedoch weniger stark als im KN2050-Szenario. Im Jahr 2030 stehen mit 250 GW installierter Leistung Erneuerbarer Energien 18 GW weniger zur Verfügung als im KN2050-Szenario (vgl. Abbildung 78). Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren

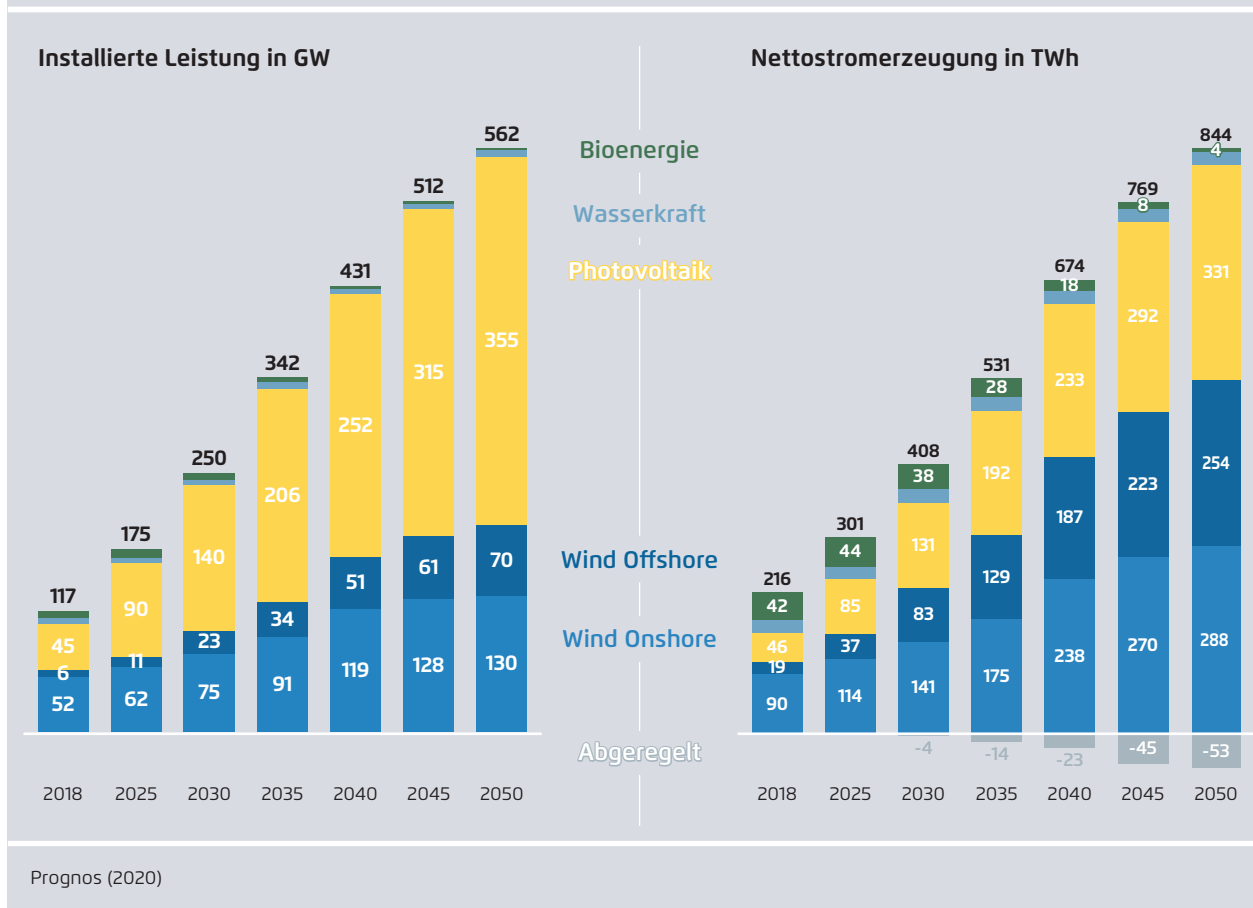
Energien beträgt dadurch 408 TWh im Jahr 2030, 27 TWh weniger als im KN2050-Szenario.

Da bis 2050 wie im KN2050-Szenario eine Leistung von 562 GW Erneuerbare Energien erreicht wird, muss der Zubau in den Jahren 2030 bis 2035 gegenüber dem KN2050-Szenario beschleunigt werden.

Im Jahr 2050 erzeugen 562 GW Erneuerbare Energien (130 GW Onshore-Windenergie, 70 GW Offshore-Windenergie, 355 GW Photovoltaik, 6 GW Wasserkraft und 1 GW Bioenergie) in Summe 844 TWh elektrische Energie.

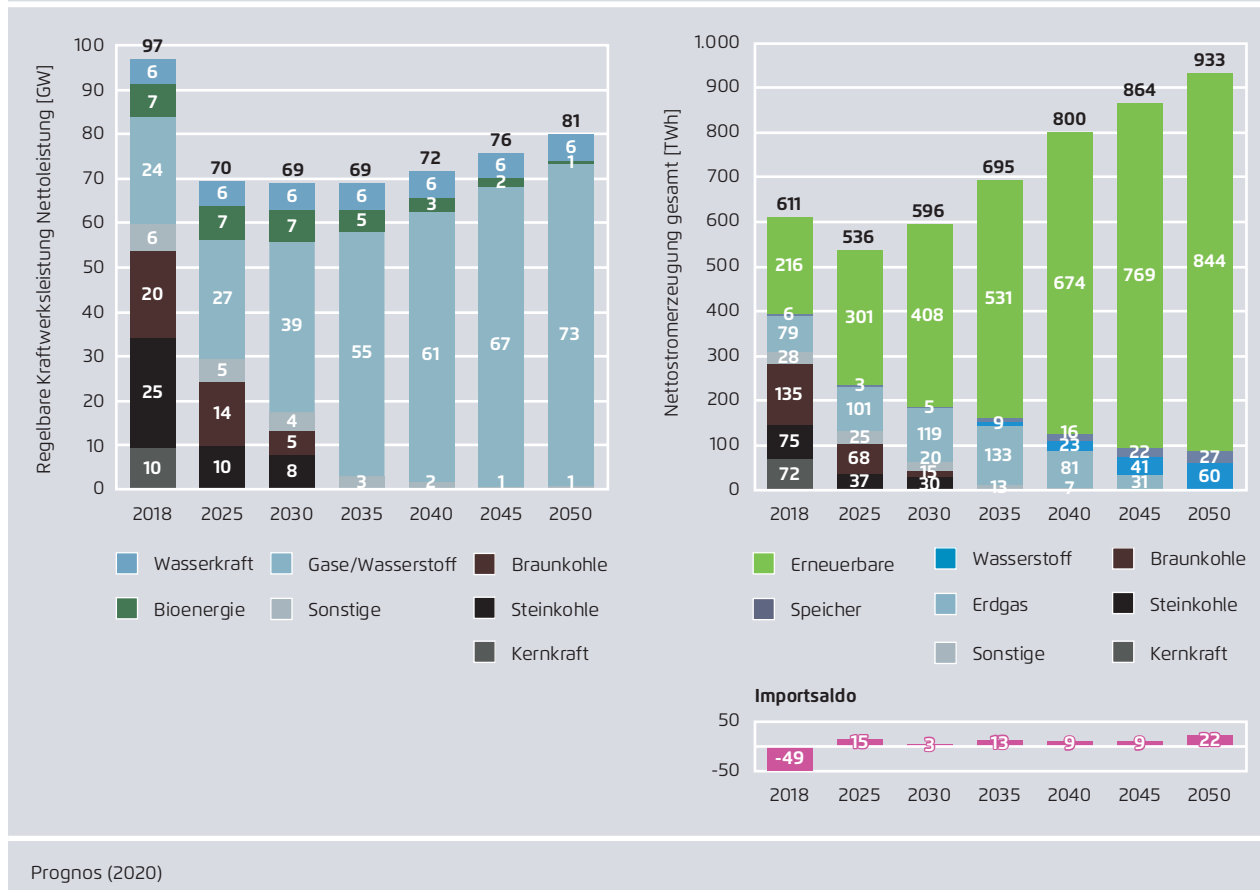
Installierte Leistung und Nettostromerzeugung Erneuerbare Energien im Szenario KNmin

Abbildung 78



Installierte regelbare Leistung und Nettostromerzeugung im Szenario KNmin

Abbildung 79



4.2.3 Installierte Leistung und Stromerzeugung

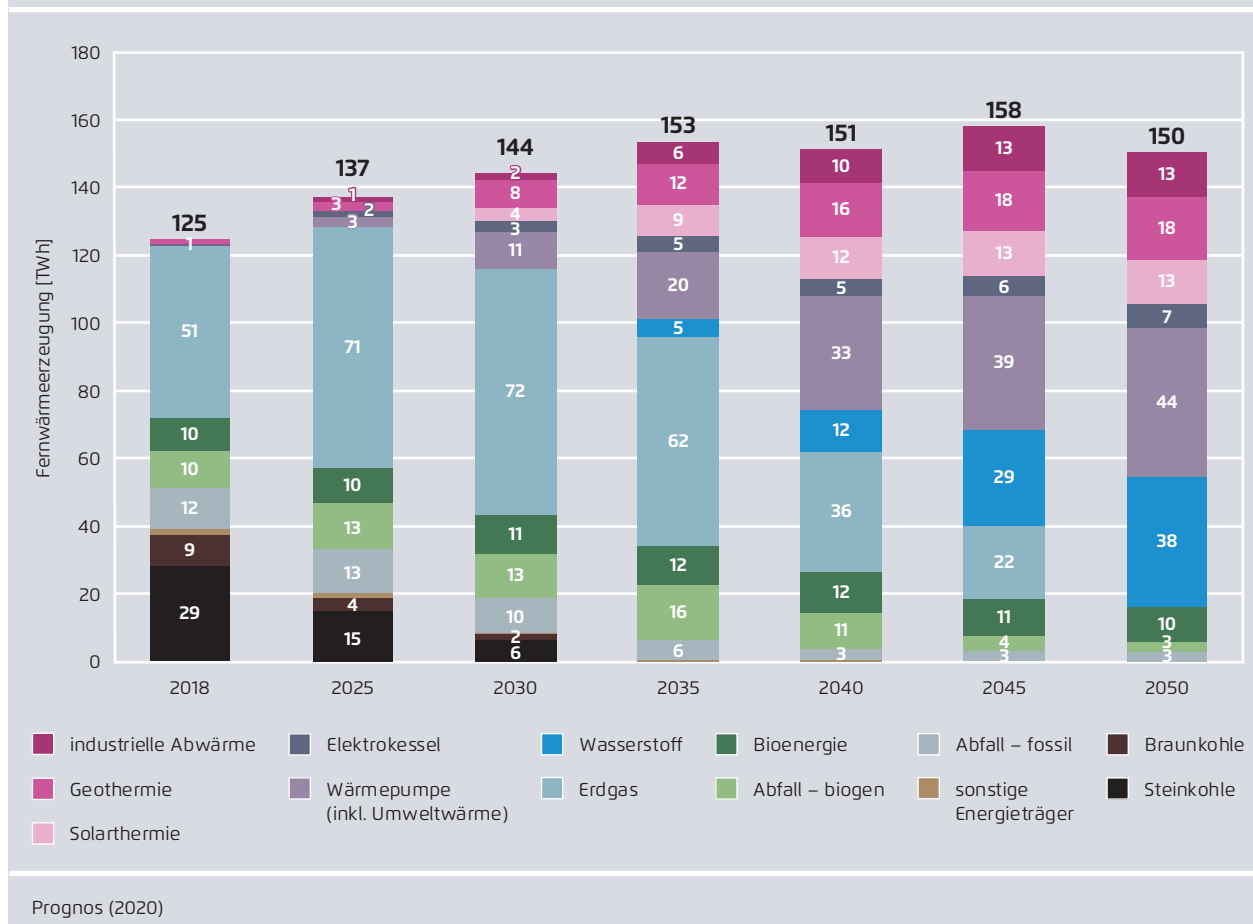
Die Entwicklung der regelbaren Kraftwerksleistung unterscheidet sich im KNmin-Szenario bis 2030 in einem langsameren Rückgang der Kohlekapazitäten. Mit 14 GW Leistung aus Braun- und Steinkohle werden im Jahr 2030 45 TWh aus Kohle erzeugt (32 TWh mehr als im KN2050-Szenario). Die Erzeugung aus Erdgas fällt um 15 TWh geringer aus, die Stromhandelsbilanz ist ausgeglichen und es kommt noch nicht zum Einsatz von Wasserstoff in der Stromerzeugung. Durch den, verglichen mit dem KN2050-Szenario, späteren Kohleausstieg erfolgt der Zubau neuer Gaskraftwerke etwas verzögert: Im Jahr 2030 sind 4 GW weniger Leistung an Gaskraftwerken nötig, bis 2035 gleicht sich die Leistung jedoch dem KN2050-Szenario an.

4.2.4 Fernwärmeerzeugung

Die Fernwärmeerzeugung entwickelt sich langfristig ähnlich wie im KN2050-Szenario, jedoch erfolgt der Energieträgerwechsel von Erdgas auf Wasserstoff mit deutlicher Verzögerung und im Jahr 2035 wird im KNmin-Szenario mit dem Einsatz von 5 TWh Wasserstoff erst das 2030er-Niveau vom KN2050-Szenario erreicht. Ebenso erfolgt der Ausbau der Geothermie und Solarthermie zunächst langsamer, erreicht in den 2040er-Jahren aber in etwa die gleiche Erzeugung wie im KN2050-Szenario. Im Jahr 2050 wird auch im Szenario KNmin der Fernwärmebedarf komplett durch Erneuerbare Energieträger gedeckt.

Fernwärmeerzeugung im Szenario KNmin

Abbildung 80



4.2.5 Mineralölraffinerien

Bis 2030 geht die Nachfrage nach Mineralölprodukten auf rund 59 Prozent des Wertes von 2018 zurück. Da die Raffinerien auf diesen Nachfragerückgang reagieren, sinkt die Produktion analog. Bis 2050 kommt die Mineralölverarbeitung analog zum KN2050-Szenario vollständig zum Erliegen. Der Grund hierfür ist der vollständige Rückgang der Nachfrage nach Mineralölprodukten sowohl bei der energetischen Verwendung als auch bei der Nachfrage der chemischen Industrie nach Naphtha. Ab 2045 kommt in der chemischen Industrie nur noch importiertes strombasiertes Naphtha zum Einsatz, welches aus erneuerbarem Strom und Kohlendioxid aus der Luft gewonnen wird. Bei der Produktion dieses „grünen“ Naphthas über Fischer-Tropsch-

Synthese fallen jedoch längere Produkte wie Bitumen oder Petrolkoks nicht an.

4.3 Industrie

4.3.1 Zielbild

Das Zielbild der Minimalvariante entspricht für den Industriesektor demjenigen des Hauptszenarios Klimaneutral 2050. Klimaneutralität wird durch Effizienzmaßnahmen, einen weitgehenden Umstieg auf erneuerbare Energieträger, innovative Produktionsrouten sowie den Einsatz von CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) erreicht. Langfristig, nach 2045, erreicht die Industrie durch den gezielten Einsatz von biogenen Energieträgern in Kombination mit CCS sogar negative Emissionen.

Ein Unterschied zum Hauptszenario Klimaneutral 2050 besteht in einem etwas langsameren Hochlauf des Wasserstoffeinsatzes sowie dem Einsatz von *Power-to-Heat*.

4.3.2 Entwicklung der Produktionsmengen

Auch in der Minimalvariante bleibt Deutschland ein bedeutender Standort für Grundstoffe wie Stahl, Grundstoffchemikalien und Zement. Die Entwicklung der Produktionsmengen sowie die zugrunde liegenden Treiber haben wir im Industriekapitel des Hauptszenarios Klimaneutral 2050 beschrieben und übernehmen diese für die Minimalvariante. Die Annahmen beinhalten eine auf dem Niveau von 2019 (vor der Corona-Krise) stabilisierte Rohstahlproduktion sowie eine langfristig stabile Produktionsmenge von Polymeren. Bezüglich der Plattformchemikalien (Olefine und Aromaten) verlieren die deutschen Chemie-Standorte jedoch bis 2030 Marktanteile an die europäischen Küstenstandorte, sodass die Produktion in Deutschland um 39 Prozent im Vergleich zum Basisjahr (2016) sinkt. Auch die Produktion von Ammoniak geht im Zuge der im Szenario angenommenen Veränderungen in der Landwirtschaft deutlich zurück und erreicht im Jahr 2050 noch circa 55 Prozent des Basisjahrs. Die Produktionsmenge von Zementklinker verringert sich im Szenario nach 2030 aufgrund von Effizienzgewinnen beim Materialeinsatz im Betonbau bis zum Jahr 2050 auf circa 78 Prozent des Werts im Basisjahr. Die Produktion von Zellstoff und Papier, Aluminium und Glas steigen im Szenario zukünftig an, während der Absatz in der Kalkindustrie aufgrund der sinkenden Nachfrage aus dem Kraftwerks- und dem Stahlsektor rückläufig ist.

4.3.3 Treibhausgasemissionen

Die Treibhausgasemissionen der Industrie sinken in der Minimalvariante bis 2030 um 29 Prozent gegenüber dem Basisjahr 2016 auf 136 Mio. t CO₂-Äq (siehe Abbildung 80). Das Sektorziel des Klimaschutzgesetzes (140 Mio. t CO₂-Äq) wird also auch in der Minimalvariante übererfüllt. Zentral hierfür sind der Einstieg in den Prozessroutenwechsel in der Stahlin-

dustrie sowie Effizienzsteigerungen, strombasierte Bereitstellung von Prozesswärme und der Einsatz von Biomasse in den weniger energieintensiven („sonstigen“) Industrien. Zudem vermindert der Produktionsrückgang in den *Steamcrackern* der chemischen Industrie die CO₂-Emissionen. Der Minderungsbeitrag der emissionsintensiven Zementindustrie ist bis 2030 hingegen noch gering.

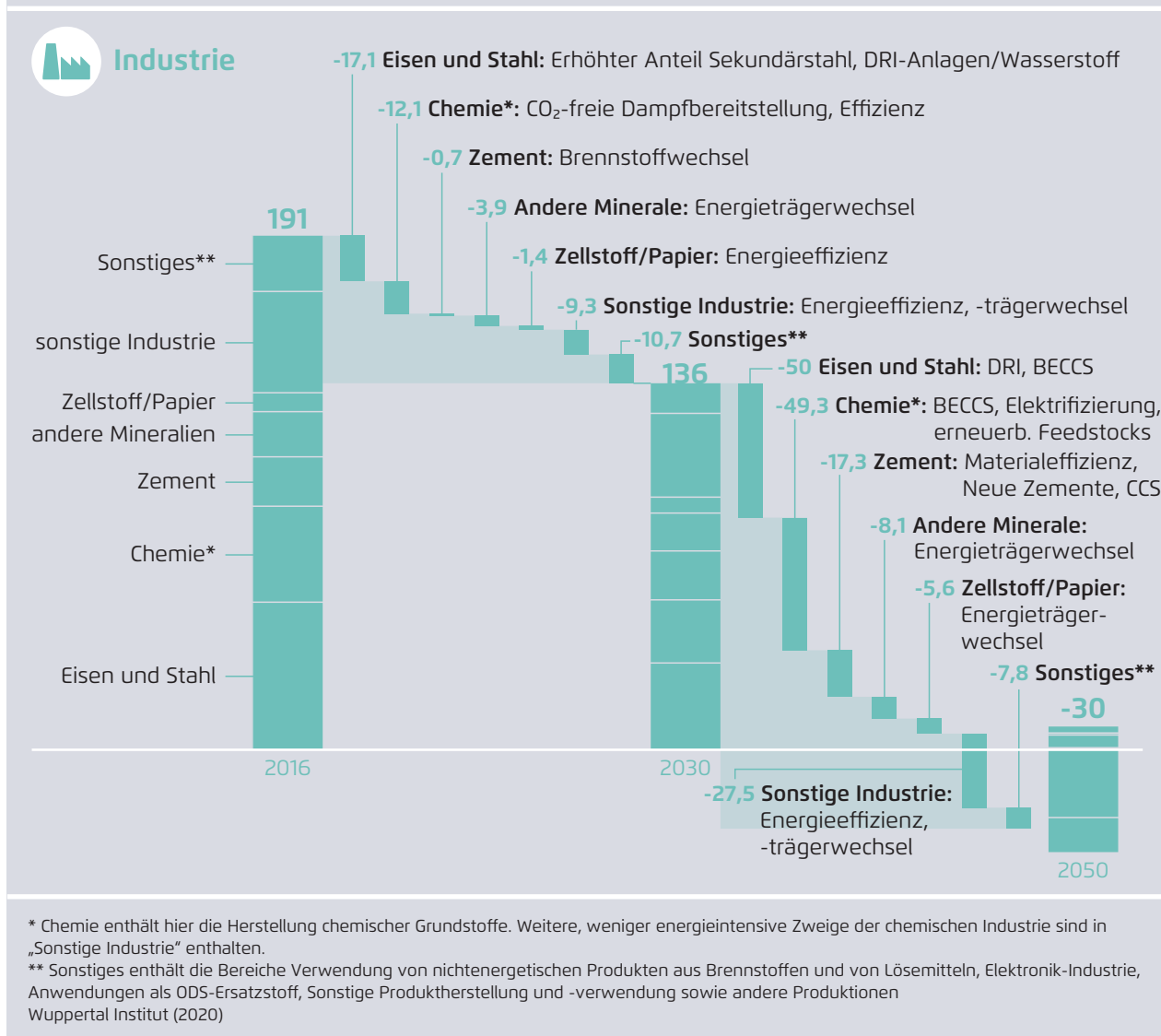
Im Zeitraum von 2030 bis 2050 können die CO₂-Emissionen aus dem Einsatz von fossilen Energieträgern nahezu vollständig vermieden werden, sodass in allen Sektoren deutliche Minderungen zu verzeichnen sind. Es verbleiben noch Restmengen aus dem Einsatz von Alternativbrennstoffen (Abfällen) (4 Mio. t CO₂), insbesondere in der Zement- und Kalkindustrie sowie aus der Verwertung von Restchemikalien und Kunststoffabfällen in der chemischen Industrie (7 Mio. t CO₂). Durch den Abschluss des Prozessroutenwechsels in der Stahlindustrie erfolgt die Stahlproduktion im Jahr 2050 (nahezu) ohne CO₂-Emissionen. Die mineralische Industrie (Zement, Kalk, Glas) sowie die chemische Industrie setzen CCS ein, um die prozessbedingten Emissionen dieser Industrien um 10 Mio. t CO₂ zu mindern. In diesem Zuge wird auch ein Teil (7 Mio. t CO₂) der oben genannten verbleibenden fossilen Emissionen abgeschieden und gespeichert. Es verbleiben jedoch noch prozessbedingte CO₂-Emissionen im Umfang von 6 Mio. t, die nicht abgeschieden werden. Durch den Einsatz von BECCS in den Heizkesseln der chemischen Industrie (minus 20 Mio. t CO₂) sowie der Stahlindustrie (minus 13 Mio. t CO₂) und dem Einsatz von „grünem“ Naphtha in der Polymerproduktion (minus 8 Mio. t CO₂) können die verbleibenden Treibhausgasemissionen der Industrie im Jahr 2050 jedoch deutlich überkompensiert werden, sodass der gesamte Sektor negative Emissionen im Umfang von 30 Mio. t CO₂ aufweist.

4.3.4 Energieeinsatz

Auf dem Weg in die Treibhausgasneutralität sinkt der Endenergiebedarf der Industrie (inklusive bauseitlicher Verkehr) infolge von Produktionsmen-

Treibhausgasminderungen in der Industrie nach Branchen im Szenario KNmin zwischen 2016 und 2030 sowie zwischen 2030 und 2050 (Mio. t CO₂-Äq.)

Abbildung 81

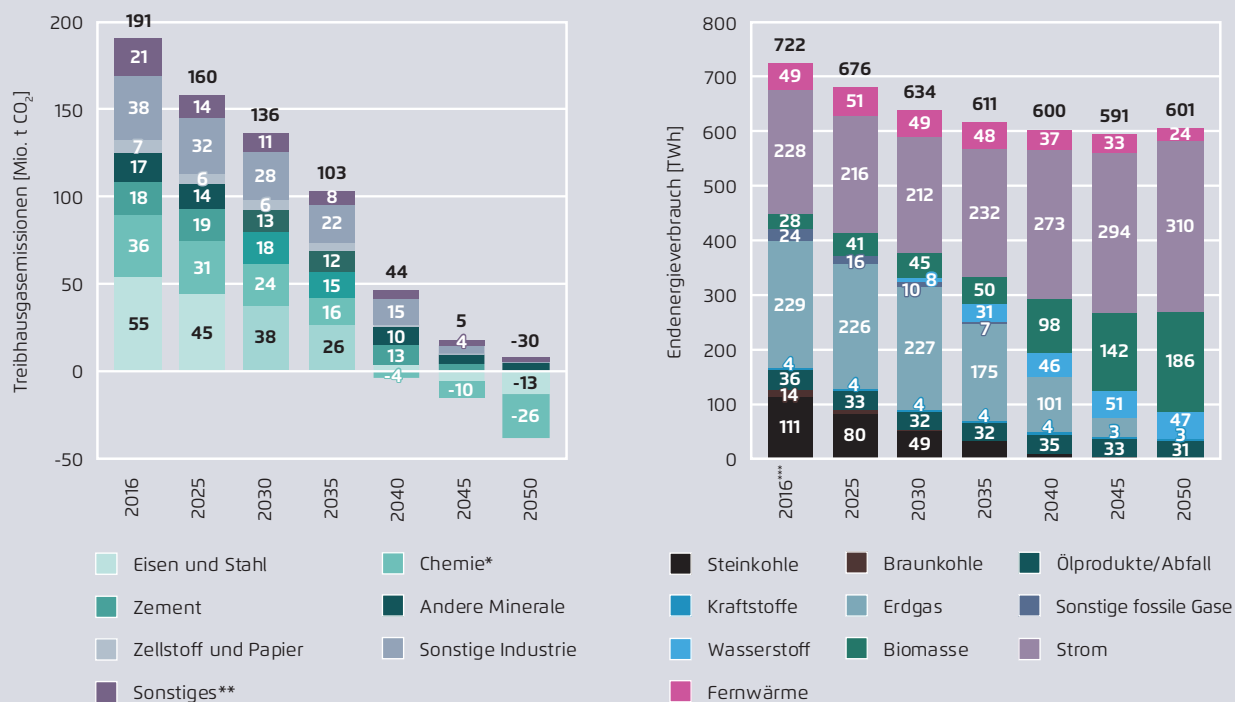


genveränderungen und Effizienzgewinnen bis 2030 um 12 Prozent. Anschließend sinkt er nur noch leicht um 5 Prozent. Der Mix der Energieträger verändert sich jedoch im Zeitverlauf deutlich. Bis zum Jahr 2030 erfolgt der Ausstieg aus der Nutzung der Braunkohle und der Einsatz von Steinkohle reduziert sich um etwa 60 Prozent (im Vergleich zum Basisjahr 2016). Die eingesetzte Menge Erdgas bleibt ebenso wie der Stromeinsatz bis zum Jahr 2030 auf gleichem Niveau, sodass sich der jeweilige Anteil dieser Energieträger im Energieträgermix aufgrund des

sinkenden Gesamtenergiebedarfs (zunächst) etwas erhöht. Nach dem Jahr 2030 verändert sich der Energieträgermix schneller und tiefgreifender. Der Ausstieg aus der Steinkohle wird vollzogen und der Erdgaseinsatz in den DRI-Anlagen der Stahlindustrie geht zugunsten von Wasserstoff rasch zurück. Zudem wird Erdgas als Lieferant von Wärme bis 100 Grad Celsius sowie als Energieträger für die Dampferzeugung insbesondere durch strombasierte Verfahren und den Einsatz von fester Biomasse ersetzt. Biome-
 than und Biogas ersetzen Erdgas für die Bereitstel-

Treibhausgasemissionen und Endenergiebedarf der Industrie im Szenario KNmin

Abbildung 82



* Chemie umfasst Herstellung chemischer Grundstoffe. Weitere, weniger energieintensive Zweige der chemischen Industrie sind in „Sonstige Industrie“ enthalten.

** Sonstiges: enthält Verwendung von nichtenergetischen Produkten aus Brennstoffen und von Lösemitteln, Elektronik-Industrie, Anwendungen als ODS-Ersatzstoff, Sonstige Produktherstellung und -verwendung sowie andere Produktionen

*** Für 2016 gibt es eine geringfügige Abweichung von den AG-Energiebilanz-Daten aufgrund der Modellierung der energieintensiven Industrien auf Prozessebene sowie des Einbezugs des bewirtschaftlichen Verkehrs.

Wuppertal Institut (2020)

lung von Prozesswärme bis zum Jahr 2050 dort, wo sie regional verfügbar sind. Die größten Mengen Biogas (10 TWh) werden im Jahr 2050 in der Glasindustrie eingesetzt, weil aus heutiger Sicht dort gasförmige kohlenstoffhaltige Energieträger weiterhin (anteilig) benötigt werden.

Im Jahr 2050 sind Strom, feste Biomasse und Wasserstoff die zentralen Energieträger in der Industrie. Abfälle werden auch zukünftig und in verstärktem Maß in der Zement- und Kalkindustrie eingesetzt. Für spezielle Anwendungen und an Standorten mit regionaler Verfügbarkeit spielen Biogas und Biomethan eine Rolle. Der Einsatz von Fernwärme erfolgt auch langfristig in der Papierindustrie sowie in den „sonstigen Industrien“. Diese Fernwärme wird jedoch anders

als heute nicht mehr durch Kraft-Wärme-Kopplung, sondern durch Heizwerke bereitgestellt.

4.3.5 Zugrunde liegende Entwicklungen in den Industriebranchen

Die beschriebenen Veränderungen beim Energieeinsatz und bei den Treibhausgasemissionen basieren auf Simulationsrechnungen, welche die oben beschriebene Produktionsmengenentwicklung, eine im Szenario unterstellte Entwicklung des industriellen Anlagenparks sowie die technischen Möglichkeiten für Energieträgerwechsel einbeziehen. Bei der Weiterentwicklung des Anlagenparks wurden Reinvestitionszyklen, technologische Entwicklungen sowie angenommene (zukünftige) Anschlüsse der Standorte an Wasserstoff- und CO₂-Infrastrukturen

berücksichtigt. Bei der Wahl der eingesetzten Energieträger spielt zudem auch die lokale Verfügbarkeit von biogenen Energieträgern eine Rolle.

Die Entwicklung des Anlagenparks im Szenario ist im Industriekapitel zum Hauptszenario Klimaneutral 2050 ausführlich dargestellt und begründet. Zentrale Eckpfeiler für die dort beschriebene Entwicklung des industriellen Anlagenparks sind die Reinvestitionszyklen der industriellen Prozessanlagen sowie die Ausrichtung auf das langfristige Ziel der Klimaneutralität. Da diese Faktoren unverändert auch für die hier beschriebene Minimalvariante ihre Gültigkeit behalten, übernehmen wir die Entwicklung des industriellen Anlagenparks grundsätzlich aus dem Hauptszenario Klimaneutral 2050. Entsprechend setzen wir auch in der Minimalvariante in der Stahlindustrie auf einen konsequenten Ausstieg aus der Hochofenroute ohne Neuzustellungen von Hochöfen. Wir unterstellen jedoch im Unterschied zum Hauptszenario Klimaneutral 2050, dass die Industrie die Hochöfen am Ende ihrer Lebensdauer „auf Verschleiß“ nutzt und damit noch einmal eine

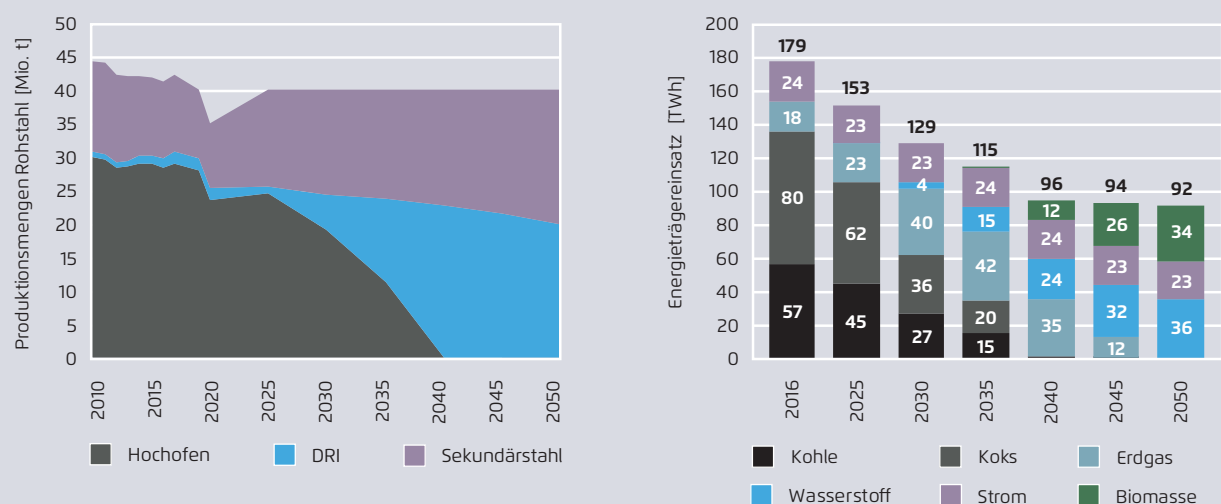
Lebenszeitverlängerung der heute bestehenden Hochöfen um 25 Prozent realisieren kann. Hierdurch kann sie die Geschwindigkeit des Prozessroutenwechsels etwas reduzieren.

Die Zementindustrie nimmt in diesem Szenario vor 2030 noch keine Investitionen in *Carbon Capture* vor. Entsprechend spielt CCS vor 2030 noch keine Rolle. Anstehende Reinvestitionen in Drehrohröfen werden stattdessen als *Carbon Capture Ready* ausgeführt. Eine Nachrüstung der CO₂-Abscheidung erfolgt an diesen Öfen dann erst nach 20 Betriebsjahren. Investitionen in *Carbon Capture* erfolgen in der Minimalvariante erst im Zuge eines Anschlusses der Standorte an ein CO₂-Pipeline-Netz. Ein Einsatz von Binnenschiffen für den Abtransport des CO₂ ist somit im frühen Stadium des CO₂-Infrastrukturaufbaus nicht vorgesehen.

Aufgrund der identischen Annahmen zu Produktionsmengenentwicklungen und den geringfügigen Abweichungen der Szenarien beim industriellen Anlagenpark ist der Energieträgereinsatz in der

Rohstahlproduktion nach Routen und Energieträgereinsatz in der Eisen- und Stahlindustrie im Szenario KNmin

Abbildung 83



Wuppertal Institut (2020). Die Berechnung des Energieträgereinsatzes erfolgt analog zu Abbildung 30 in Kapitel 3.3.4.

Industrie in beiden Szenarien ähnlich, sodass auch hier für die Beschreibung und Begründung im Wesentlichen auf das Kapitel zum Hauptszenario Klimaneutral 2050 verwiesen sei. In der Minimalvariante findet jedoch ein langsamerer Hochlauf des Wasserstoffeinsatzes (2030: 4 TWh) in den Anlagen zur DRI-Produktion in der Stahlindustrie statt. Zudem verringert sich in der chemischen Industrie der Einsatz von Wasserstoff in den Kesseln zur Dampfproduktion und umfasst im Zeitraum von circa 2035 bis 2045 je 7 TWh pro Jahr. Dadurch dass in der Minimalvariante bis zum Jahr 2030 in den Dampfkesseln kein Wasserstoff eingesetzt wird, verkürzt sich der Nutzungszeitraum für Wasserstoff in Dampfkesseln auf nur noch zehn Jahre. Insgesamt ist der Wasserstoffeinsatz in der Industrie im Szenario KNmin mit 8 TWh im Jahr 2030 deutlich niedriger als im Szenario KN2050 mit 27 TWh im Jahr 2030. Auch der Hochlauf der Dampfbereitstellung durch Elektrokessel in der Chemie- und Papierindustrie ab 2030 erfolgt in der Minimalvariante langsamer. Der so veränderte Einstieg in die Nutzung von Wasserstoff und *Power-to-Heat* impliziert eine im Vergleich zum Hauptszenario Klimaneutral 2050 verzögerte Reduktion des Erdgasbedarfs der Industrie. Um das Jahr 2030 steigt der Bedarf nach Erdgas aufgrund seines Einsatzes in den DRI-Anlagen der Stahlindustrie zeitweise sogar etwas an.

4.4 Gebäude

4.4.1 Zielbild

Die langfristige THG-Reduktionsvorgabe für den Gebäudesektor ist in beiden Szenarien identisch: Die THG-Emissionen sollen bis zum Jahr 2050 auf nahezu null verringert werden. Die Entwicklung bis zum Jahr 2030 verläuft in der Minimalvariante jedoch etwas weniger ambitioniert, bis dahin werden die THG-Emissionen auf maximal 70 Mio. t CO₂-Äq gesenkt (Szenario KN2050: 65 Mio. t CO₂-Äq). Die zentralen Maßnahmen sind wie im Hauptszenario die Umstellung der Wärmeversorgung sowie die Verbesserung der Effizienz bei Gebäudehüllen und Anlagen.

Der durch Effizienzsteigerungen bei Elektrogeräten niedrigere Strombedarf führt zu einer Emissionsminderung im Sektor der Energiewirtschaft.

Die beiden Szenarien basieren auf identischen Rahmenvorgaben bezüglich Bevölkerung, Zahl der Erwerbstätigen, Gebäudefläche und unterstellter Klimaerwärmung. Die Effizienzentwicklung von Anlagen, Geräten und Gebäuden verläuft ebenfalls in beiden Szenarien identisch. Entsprechend wird auch in der Minimalvariante die Effizienz stark forciert und erhöht. Dass in der Minimalvariante die THG-Emissionen im Jahr 2030 um 5 Mio. t CO₂-Äq höher ausfallen als im Szenario KN2050, ist auf die langsamere Veränderung der Beheizungsstruktur zurückzuführen. Im Szenario KNmin nimmt der Einbau fossiler Wärmeerzeuger ab 2021 kontinuierlich ab, nach 2030 werden keine fossilen Heizungen mehr eingebaut. Im Szenario KN2050 verläuft der Wandel schneller, hier werden im Jahr 2025 die letzten fossilen Wärmeerzeuger eingebaut. Bestehende Anlagen dürfen in beiden Szenarien weiter betrieben werden.

4.4.2 Effizienzentwicklung und Beheizungsstruktur

Die Effizienzentwicklung ist grundsätzlich in beiden Szenarien identisch. Auch in der Minimalvariante wird die Sanierungsrate deutlich angehoben. Die jährlichen Sanierungsraten steigen bei Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH) auf rund 1,5 Prozent, bei Mehrfamilienhäusern (MFH) und Nichtwohngebäuden (NWG) auf 1,7 Prozent, jeweils bezogen auf den Gesamtbestand. Damit einher geht eine Zunahme der jährlich energetisch sanierten Wohnfläche um rund 50 Prozent gegenüber 2018.

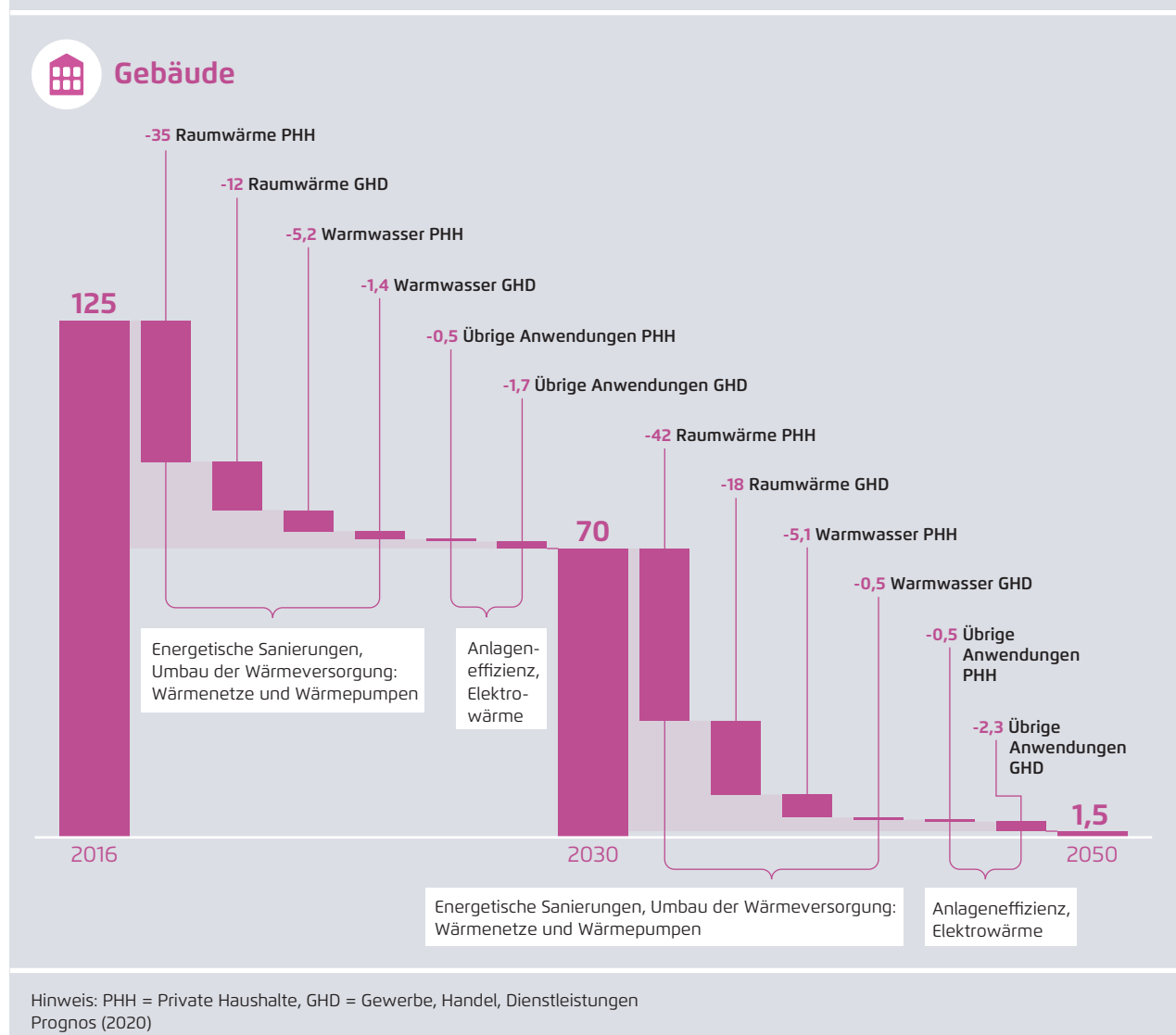
Der mittlere spezifische Heizwärmebedarf sinkt bei Gesamtanierungen bei EZFH auf etwa 60 kWh/m² (dies entspricht in etwa dem KfW-Effizienzhausstandard 70 oder besser), bei MFH auf 40 bis 45 kWh/m² (dies entspricht in etwa dem KfW-Effizienzhausstandard 55). Bei Neubauten verringert sich der Heizwärmebedarf sowohl bei EZFH als auch beim

MFH langfristig auf rund 25 kWh/m² (was im Mittel in etwa einem KfW-Effizienzhausstandard 40 oder besser entspricht).

Da die Absätze fossiler Wärmeerzeuger weniger schnell rückläufig sind als im Szenario KN2050, verändert sich auch die Beheizungsstruktur im Gebäudebestand langsamer. Bei den Wohngebäuden ist im Jahr 2030 der Anteil der Gasheizungen an der beheizten Wohnfläche rund 4 Prozentpunkte und derjenigen der Ölheizungen 1 Prozentpunkt höher als

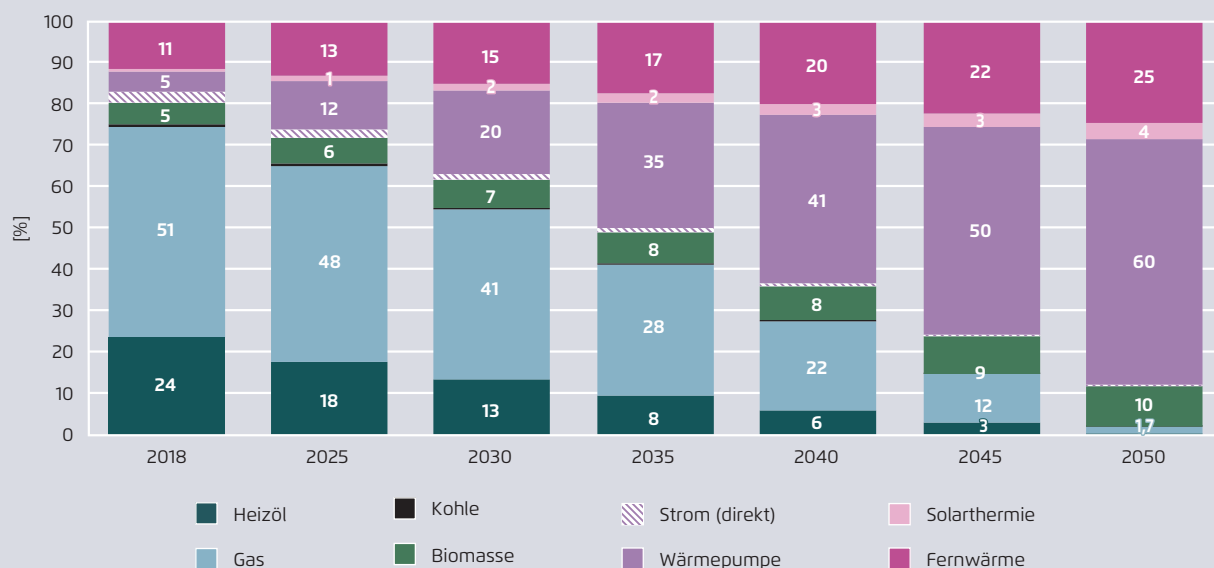
im Szenario KN2050 (Abbildung 85). Der Anteil der Wärmepumpen ist hingegen um rund 4 Prozentpunkte kleiner. Bei den NWG ist im Jahr 2030 der Anteil der fossilen Systeme an der Beheizungsstruktur ebenfalls rund 4 Prozentpunkte höher als im Szenario KN2050. Demgegenüber stehen geringere Anteile bei Wärmepumpen, Biomasse und Fernwärme (Abbildung 86). Bis zum Jahr 2050 gleichen sich die Beheizungsstrukturen der beiden Szenarien an und es zeigen sich nur noch kleine Unterschiede. So sind die noch verbleibenden (fossilen) Restbe-

Reduktion der Treibhausgasemissionen bei den Gebäuden (Mio. t CO₂-Äq.) im Szenario KNmin Abbildung 84



Beheizungsstruktur Wohnfläche im Szenario KNmin

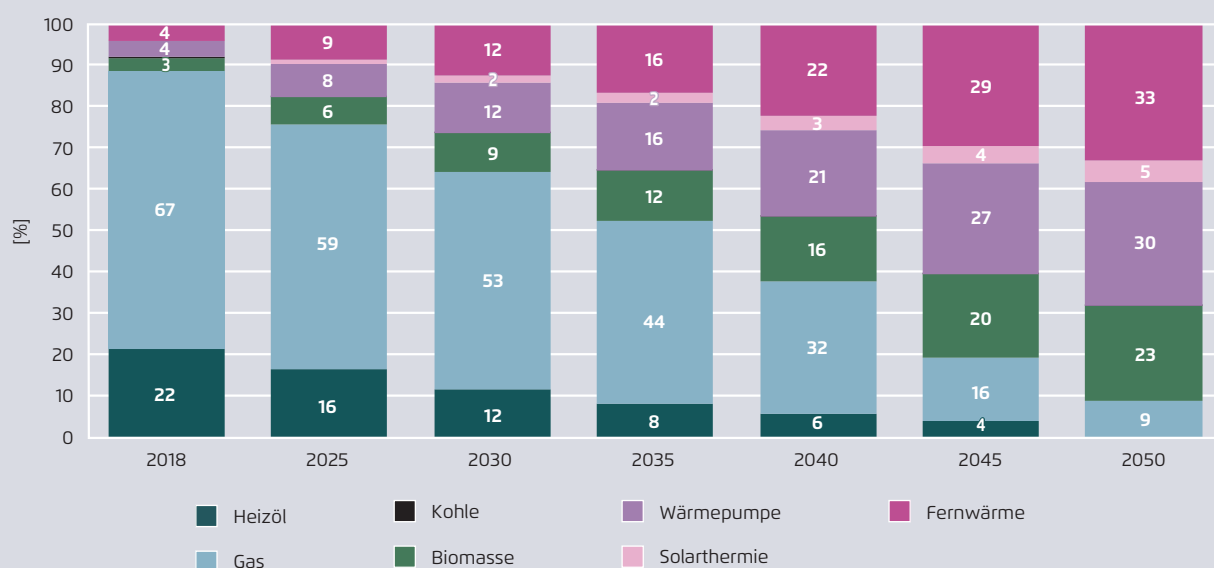
Abbildung 85



Hinweis: Anteil der beheizten Wohnfläche in Prozent, Segment Wohngebäude. Gas: Erdgas inkl. Biomethan, 2050 ausschließlich Biomethan Prognos (2020)

Beheizungsstruktur Gebäudefläche im GHD-Sektor im Szenario KNmin

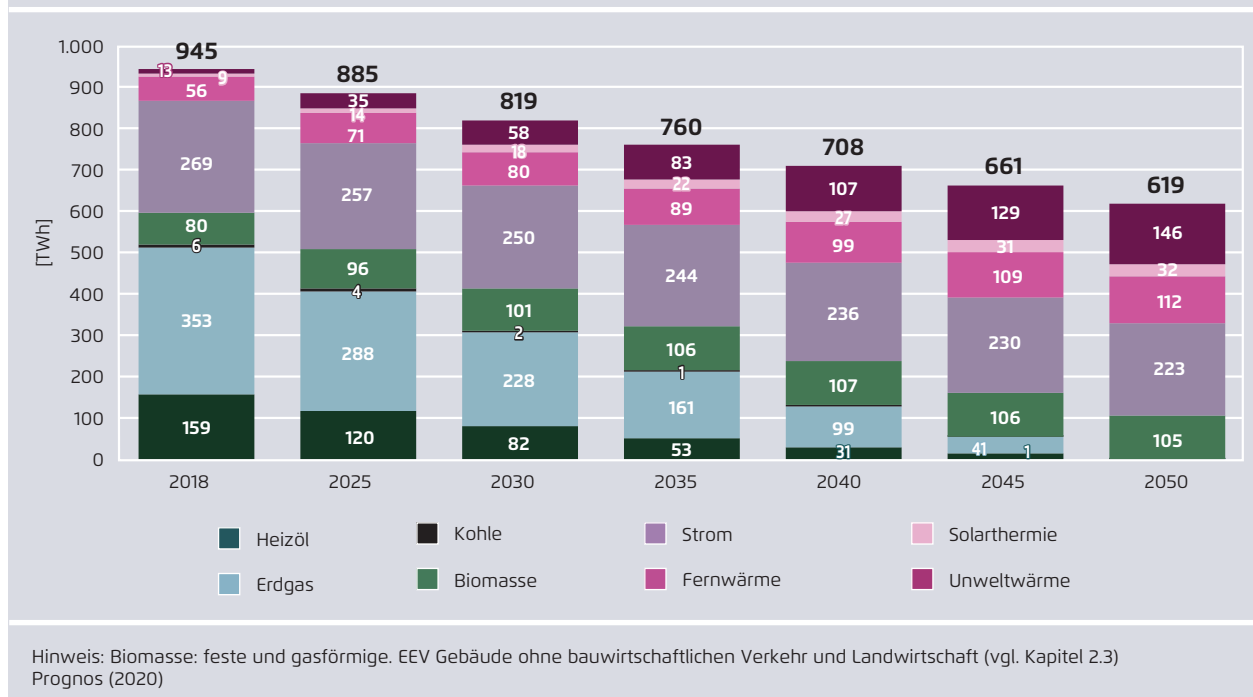
Abbildung 86



Hinweis: Anteil der beheizten Nutzfläche in Prozent, Segment NWG, Gas: Erdgas inkl. Biomethan, 2050 ausschließlich Biomethan Prognos (2020)

Gebäudesektor: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenario KNmin

Abbildung 87



stände an Öl- und Gasheizungen in der Minimalvariante geringfügig höher.

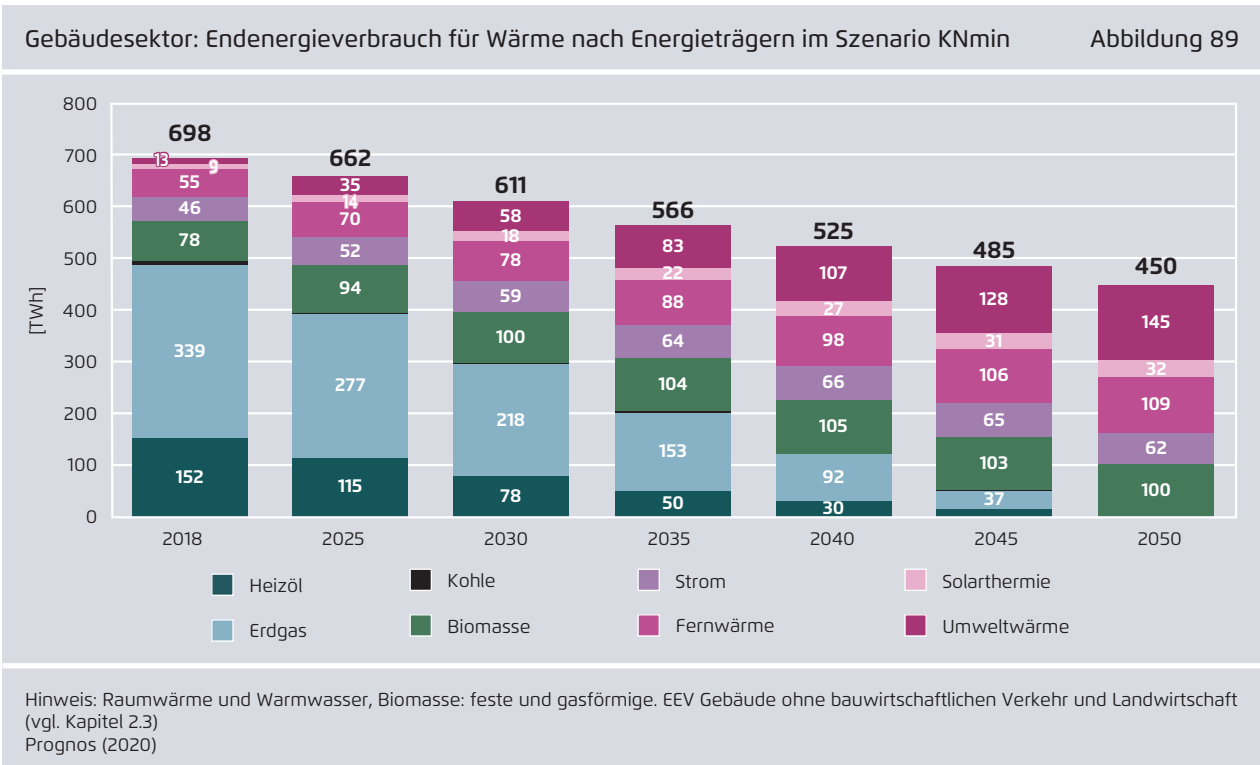
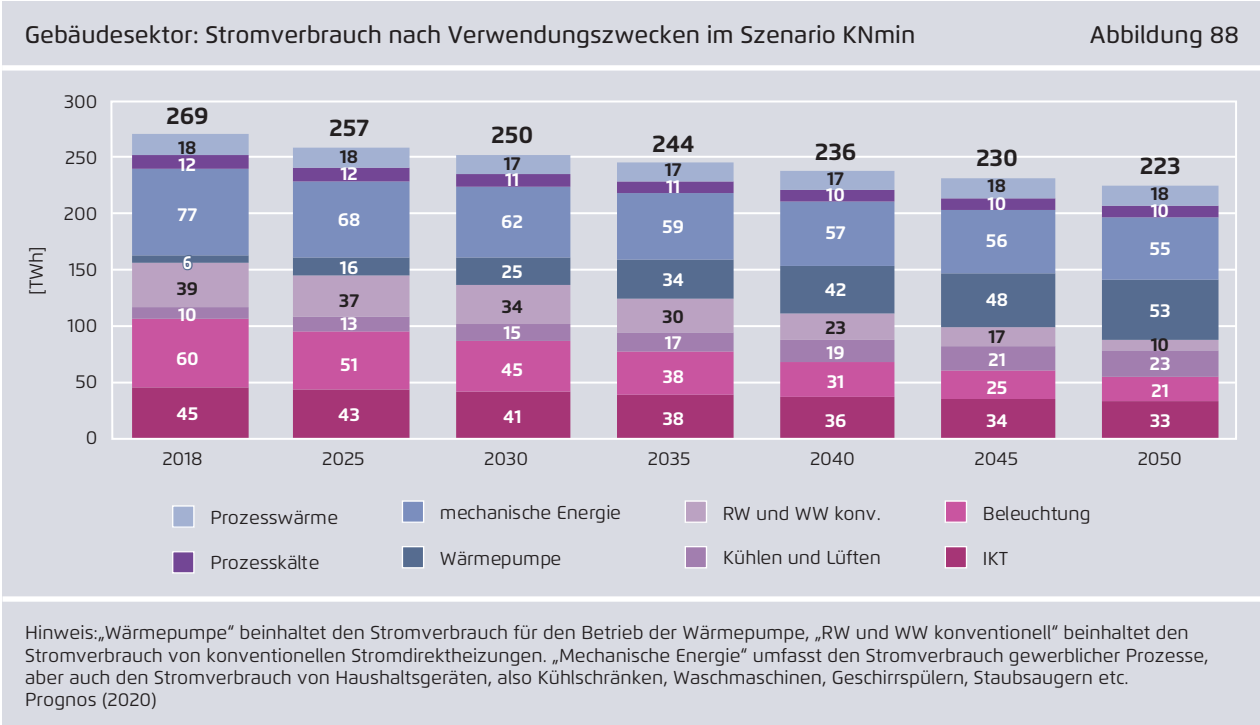
Die Zahl der betriebenen elektrischen Wärmepumpen steigt in der Minimalvariante bis zum Jahr 2030 auf annähernd 5 Millionen Anlagen (Szenario KN2050: 5,8 Millionen). Im Jahr 2050 sind in beiden Szenarien rund 14 Millionen Wärmepumpen in Betrieb.

4.4.3 Endenergieverbrauch und THG-Emissionen

Aufgrund der weitgehend identischen Annahmen zur Effizienz unterscheidet sich die Entwicklung des Endenergieverbrauchs zwischen den beiden Szenarien nicht wesentlich. In der Minimalvariante verringert sich der Endenergieverbrauch des Gebäudesektors bis zum Jahr 2050 um 34 Prozent auf 619 TWh (Abbildung 87). Treiber für den Rückgang sind auch in der Minimalvariante die effizienteren Gebäude, Anlagen und Elektrogeräte sowie im Sektor GHD der Rückgang an Erwerbstätigen.

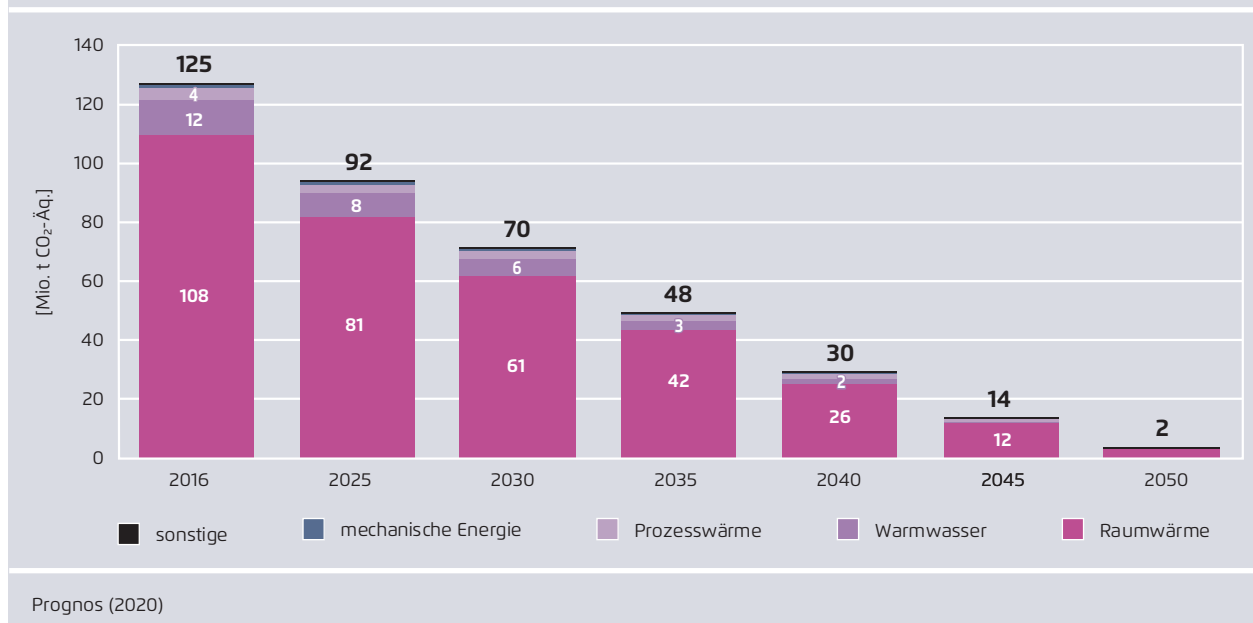
Getrieben durch die Veränderung der Beheizungsstruktur nimmt der Anteil der fossilen Energieträger am Endenergieverbrauch von 55 Prozent im Jahr 2018 auf 38 Prozent im Jahr 2030 ab (Szenario KN2050: 35 Prozent). Wie im Szenario KN2050 sinkt der fossile Energieverbrauch bis zum Jahr 2050 auf nahezu null.

Der Stromverbrauch verringert sich im Zeitraum 2018 bis 2030 um annähernd 20 TWh (minus 7 Prozent). Berücksichtigt ist dabei der Anstieg des Stromverbrauchs für Wärmepumpen. Dieser steigt von 6 TWh im Jahr 2018 über 25 TWh im Jahr 2030 (Hauptvariante: 30 TWh) auf 53 TWh im Jahr 2050 (Abbildung 88). Wie im Szenario KN2050 überwiegen jedoch die Effizienzsteigerungen bei Beleuchtung, IKT-Geräten und Haushaltsgeräten sowie der Rückgang des Stromverbrauchs konventioneller Elektroheizungen den Mehrverbrauch durch die Wärmepumpen. Insgesamt verringert sich der Stromverbrauch bis zum Jahr 2050 um rund 15 Prozent gegenüber 2018.



Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor nach Verwendungszwecken im Szenario KNmin

Abbildung 90



Der Endenergieverbrauch an Fernwärme, Biomasse, Solarthermie und Umweltwärme nimmt im Szenario- enzeitraum 2018 bis 2050 zu. Die Zunahmen verlaufen bis zum Jahr 2030 etwas langsamer als im Szenario KN2050. Nach 2030 konvergieren die Verbrauchsentwicklungen, sodass sich im Jahr 2050 nur noch geringe Unterschiede bei der Höhe des Verbrauchs zeigen. Dies ist auf die dann annähernd identischen Beheizungsstrukturen zurückzuführen.

Bei der Solarthermie zeigt sich eine sehr starke prozentuale Zunahme des Verbrauchs, in absoluten Werten bleibt der Verbrauch jedoch begrenzt. Die Solarthermie wird in Kombianlagen zur Erzeugung von Warmwasser genutzt; größere Anlagen dienen zudem der Heizungsunterstützung. Auch zur Regeneration von Erdwärmesonden können Solarthermieanlagen eingesetzt werden. Der Verbrauch an Umweltwärme ist auf den Einsatz der elektrischen Wärmepumpen zurückzuführen. Bei der im Gebäudesektor eingesetzten Biomasse handelt es sich überwiegend um feste Biomasse (Holz). Der Anteil des Biomethans am Biomasseverbrauch liegt bei 13 Prozent bis 15 Prozent. Das Biomethan wird in den noch verbleibenden Gasheizungen eingesetzt. Längerfristig,

mit dem fortschreitenden Ersatz der Restbestände, nimmt auch die Nachfrage nach Biomethan ab.

Der Fernwärmeverbrauch steigt wie im Szenario KN2050 deutlich an, von über 80 TWh im Jahr 2030 auf 112 TWh im Jahr 2050. Strombasierte Energieträger werden in der Minimalvariante nicht im Gebäudesektor eingesetzt.

Aufgrund der grundsätzlich identischen Annahmen zur Entwicklung der Gebäudeeffizienz unterscheidet sich der Rückgang des Energieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser in der Minimalvariante nicht wesentlich vom Hauptszenario. Insgesamt verringert sich der Wärmeverbrauch im Zeitraum 2018 bis 2050 um 36 Prozent (Abbildung 89). Der Rückgang bei der Raumwärme ist mit 37 Prozent höher als beim Warmwasser (minus 30 Prozent). Die Entwicklung der Energieträgerstruktur spiegelt die beschriebene Entwicklung der Struktur der Wärmeerzeuger wider. Mittelfristig (2030) ist der Verbrauch an Erdgas und Heizöl in der Minimalvariante etwas höher als im Szenario KN2050, der Verbrauch an Umwelt- und Fernwärme, Strom sowie Biomasse hingegen geringer. Bis zum Jahr 2050 gleichen sich

die Verbrauchsstrukturen an, es zeigen sich nur noch geringe Unterschiede.

In der Minimalvariante wird die Zielvorgabe erreicht, die THG-Emissionen des Gebäudesektors verringern sich bis zum Jahr 2030 auf 70 Mio. t CO₂-Äq (Abbildung 90). Dies entspricht einer mittleren jährlichen Reduktion um 4,8 Prozent (Szenario KN2050: minus 5,4 Prozent). Im Jahr 2016 entfielen rund 70 Prozent der Emissionen des Gebäudesektors auf den Sektor Private Haushalte (Wohngebäude), der Rest auf den GHD-Sektor. Von den bis 2030 erzielten Reduktionen entfallen etwas über 70 Prozent auf die Privaten Haushalte, der Großteil davon im Bereich Raumwärme.

Bis zum Jahr 2050 werden die THG-Emissionen auf nahezu null reduziert. Auch in der Minimalvariante sind die Restemissionen hauptsächlich auf den Einsatz der Biomasse und den damit verbundenen Emissionen an CH₄ und N₂O zurückzuführen.

Die über den gesamten Zeitraum 2020 bis 2050 kumulierten THG-Emissionen sind im Hauptszenario aufgrund des steileren Absenkpfeils rund 7 Prozent geringer als im Szenario KNmin.

4.5 Verkehr

4.5.1 Zielbild

In der Minimalvariante wird das langfristige Ziel einer Dekarbonisierung bis 2050 beibehalten. Im Jahr 2030 stützt sie sich im Verkehrssektor auf das Ziel des Klimaschutzgesetzes mit Emissionen in Höhe von 95 Mio. t CO₂-Äq. Die Veränderungen in der Szenarioausgestaltung gegenüber dem Szenario KN2050 liegen beim motorisierten Individualverkehr, der in diesem Szenario etwas weniger zurückgeht und etwas langsamer elektrifiziert wird.

Die Neuzulassungen von Pkw werden über die Fortschreibung der EU-Flottengrenzwerte beziehungsweise über flankierende nationale Instru-

mente so gesteuert, dass auch im Jahr 2030 und im Jahr 2035 – bei durchschnittlichen CO₂-Emissionen von 65 und 10 g/km (WLTP) – noch ein geringer Anteil an verbrennungsmotorischen Antrieben zugelassen wird. Dies führt zu einem etwas verlangsamen Hochlauf bei den Elektrofahrzeugen.

Um das im Klimaschutzprogramm verankerte Ziel von einem Drittel elektrischer Fahrleistung der Lkw zu erreichen, unterscheiden sich die Zielbilder der Szenarien KN2050 und KNmin im Güterverkehr nicht voneinander.

4.5.2 Verkehrsnachfrage

Die Abbildung 91 zeigt, dass sich insgesamt die Personenverkehrsnachfrage kaum verändert. Die Pkw-Fahrleistung nimmt jedoch durch eine Verlagerung auf den Schienenverkehr, den öffentlichen Straßenverkehr und den Rad- und Fußverkehr sowie eine deutlich höhere Auslastung der Fahrzeuge unter anderem durch *Pooling*-Angebote bis 2030 um 11 Prozent und bis 2050 um 37 Prozent ab. Auch im Szenario KNmin ist damit eine deutliche Trendumkehr notwendig. Die Pkw-Fahrleistung liegt in 2030 rund zwei Prozent höher als im Szenario KN2050.

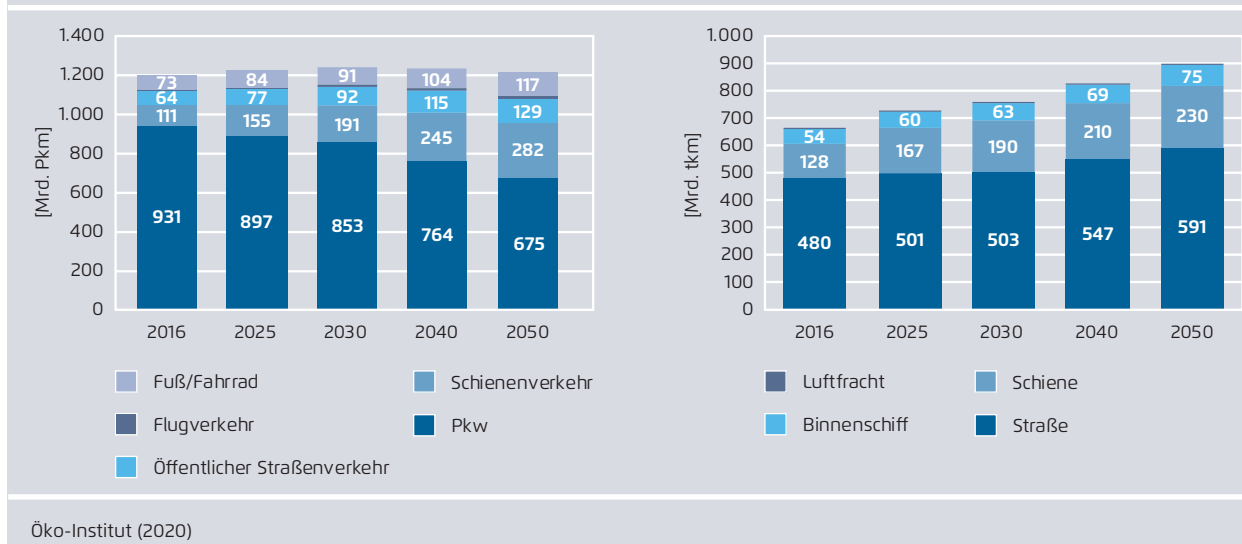
Die Güterverkehrsnachfrage ist in allen Szenarien identisch. Wie im Szenario KN2050 steigt diese bis 2050 auf 896 Mio. t. Bis zum Jahr 2030 werden 190 Mrd. tkm auf der Schiene transportiert, im Jahr 2050 beträgt die Schienentransportleistung 230 Mrd. tkm.

4.5.3 Neuzulassungen und Bestand

Die Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen steigen etwas langsamer als im Szenario KN2050. Im Jahr 2030 besteht dennoch über die Hälfte der Neuzulassungen bereits aus elektrischen Pkw und auch in diesem Szenario werden die Ziele der derzeit gültigen EU-Flottengrenzwerte im Jahr 2025 mit 34 Prozent und 2030 mit 52 Prozent spezifischer Emissionsminderung übertroffen. Im Bestand werden so im Jahr 2030 rund 11 Millionen Elektrofahrzeuge erreicht. Im

Personen- und Güterverkehrsnachfrage im Szenario KNmin

Abbildung 91



Umkehrschluss bedeutet das, dass zusätzlich zu den derzeit gültigen EU-Flottengrenzwerten auch im Szenario KNmin weitere Maßnahmen ergriffen werden müssen, um das derzeitige Sektorziel Verkehr zu erreichen.

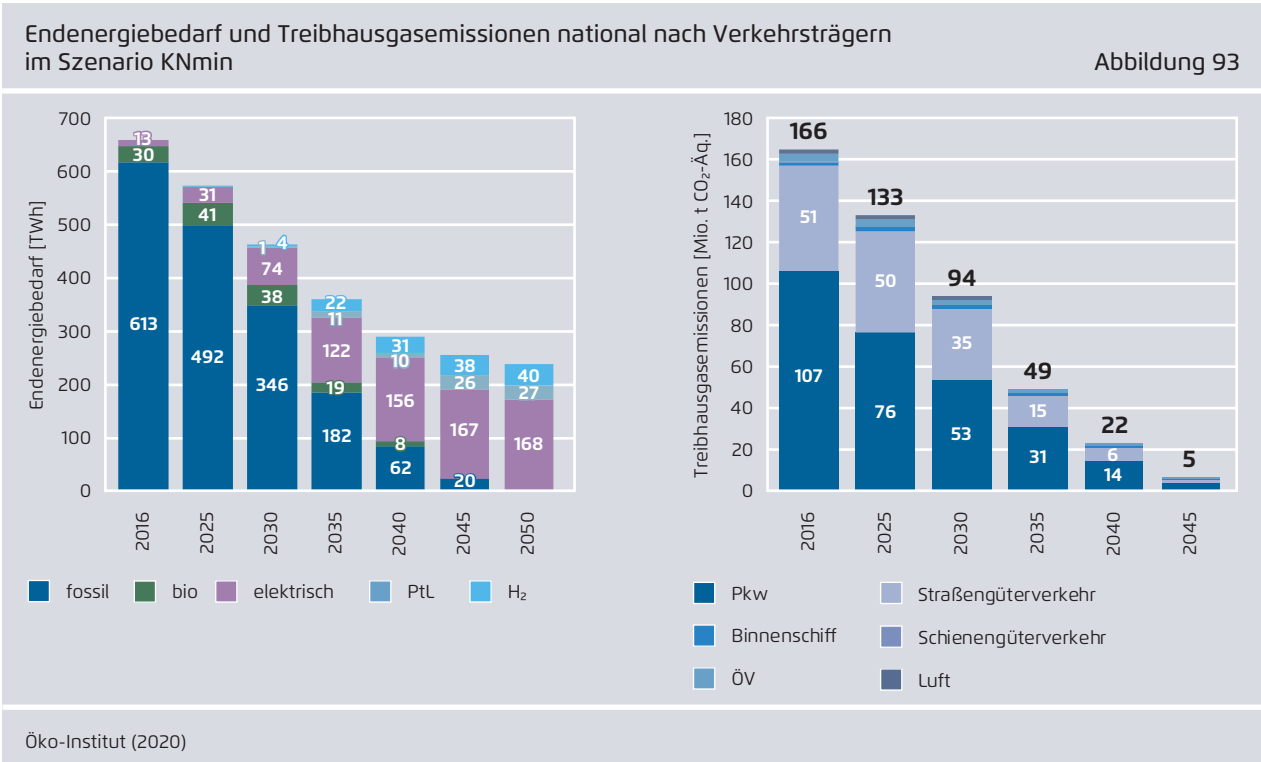
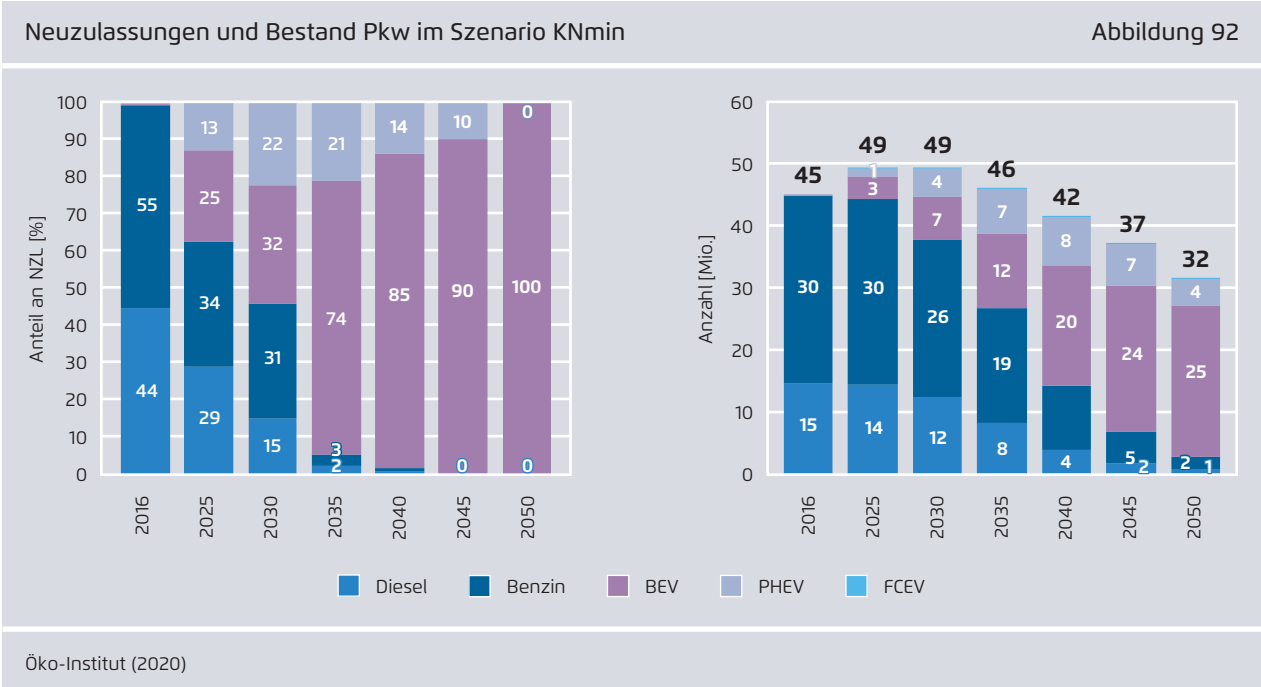
Nach 2035 werden nur noch minimale Mengen an Verbrennern in Nischenanwendungen zugelassen. Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge (PHEV) verbleiben zunächst auf einem niedrigen Niveau in den Neuzulassungen. Im Jahr 2050 befinden sich noch rund 2 Millionen konventionelle Pkw und rund 4 Millionen PHEV im Bestand.

Eine Herausforderung bei Plug-in-Hybriden ist, dass deren elektrischer Fahranteil und damit auch das CO₂-Einsparpotenzial sehr stark abhängt von der Reichweite der Batterie, dem Ladeverhalten und dem Fahrprofil des Nutzers. Bei der Bestimmung der offiziellen CO₂-Werte nach WLTP werden hohe elektrische Fahranteile von rund 60 Prozent (bei 30 km Reichweite) bis 85 Prozent (bei 80 km Reichweite) angenommen, um die mittleren CO₂-Emissionen der Fahrzeuge zu berechnen. Datenauswertungen auf Basis unter anderem von Spritmonitor-Daten zeigen jedoch, dass der tatsächliche elektrische Fahranteil derzeit bei 45 bis 50 Prozent für private

Pkw und 7 bis 17 Prozent für Dienstwagen liegt (Plötz et al. 2020). Bei täglicher Ladung des Fahrzeugs ergeben sich auf Basis der Fahrprofile aus dem Mobilitätspanel bei heutigen Batteriekapazitäten elektrische Fahranteile von gut 70 Prozent für private Pkw und 50 Prozent für Dienstwagen. Im Szenario wird davon ausgegangen, dass Maßnahmen umgesetzt werden, die – bei steigender Batteriekapazität und dem Aufbau einer Schnellladeinfrastruktur – zukünftig einen elektrischen Fahranteil von 75 Prozent gewährleisten. Kann dieser elektrische Fahranteil nicht erreicht werden, muss der Anteil rein elektrischer Pkw ansteigen, damit die Gesamtemissionen im Verkehr nicht ansteigen.

4.5.4 THG-Emissionen und Endenergie

Durch die Veränderung der Verkehrsnachfrage und den Einsatz alternativer Antriebstechnologien sinkt der nationale Endenergiebedarf von rund 655 TWh im Jahr 2016 auf rund 235 TWh im Jahr 2050, er liegt damit aber um 7 TWh höher als im Szenario KN2050. Das hängt damit zusammen, dass zum einen die Pkw-Verkehrsnachfrage leicht höher liegt und zum anderen der Restbestand an Verbrenner-Pkw im Jahr 2050 aufgrund des verzögerten Umstiegs auf voll-elektrische Pkw höher ist. Dadurch werden im Jahr 2050 für den nationalen Verkehr 8 TWh mehr



strombasierte Kraftstoffe benötigt, um diesen klimaneutral zu gestalten. Im Gegenzug liegen die Strommengen, die für die direkte Elektrifizierung des Straßenpersonenverkehrs benötigt werden, in 2030 um 4 TWh und in 2050 um 1 TWh niedriger.

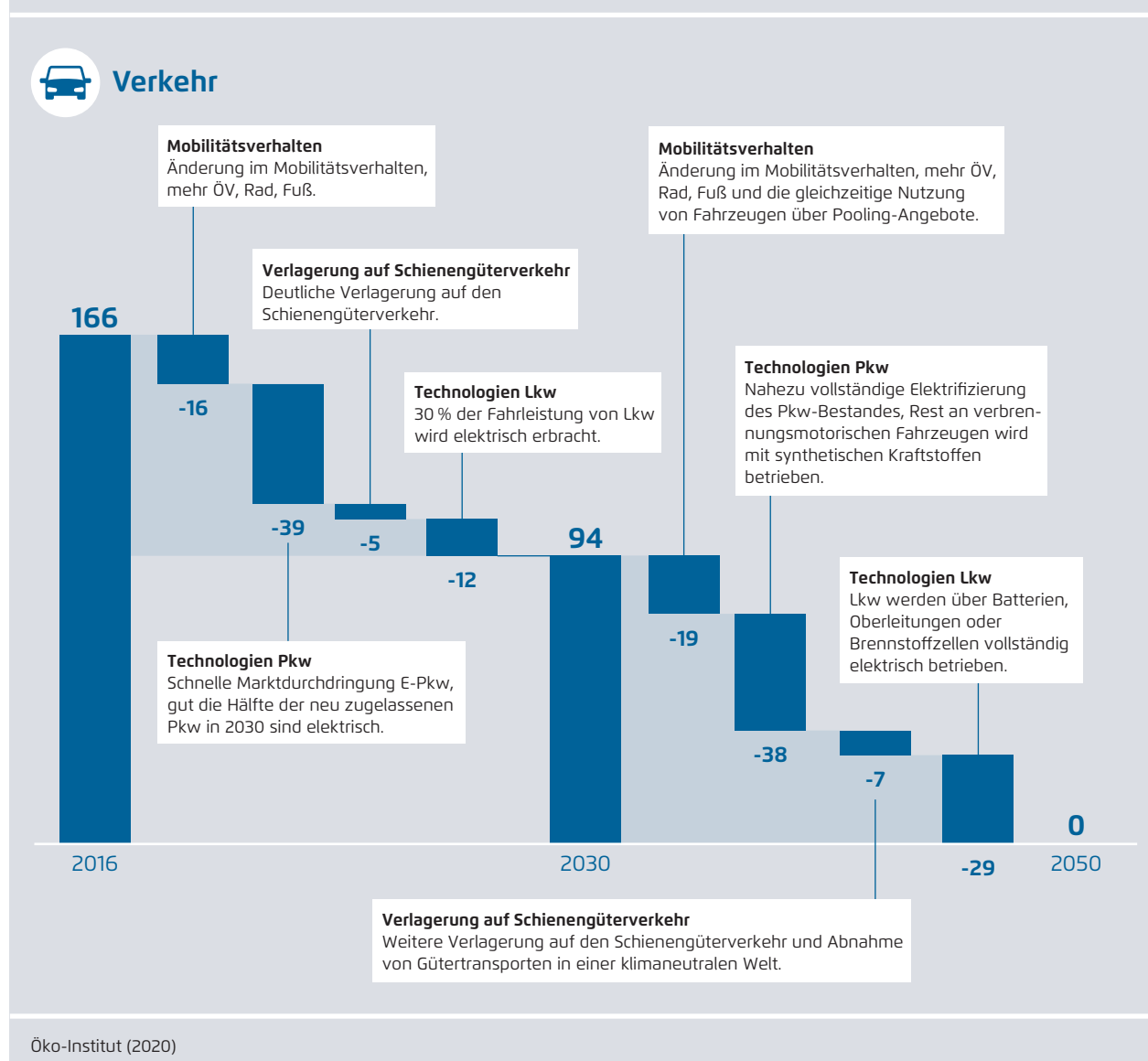
Der deutliche Rückgang des Einsatzes fossiler Kraftstoffe führt zu einem ebenso deutlichen Rückgang der THG-Emissionen bis 2030. Das Sektorenziel des Klimaschutzgesetzes für den Verkehr von

95 Mio. t im Jahr 2030 wird mit 94 Mio. t CO₂-Äq knapp übererfüllt. Wie im Szenario KN2050 ist der Verkehr bis 2050 klimaneutral.

Die verschiedenen CO₂-Vermeidungsstrategien tragen im Szenario KNmin unterschiedlich stark zur Treibhausgasminderung im Verkehrssektor bei. So liegt der Anteil der Mobilitätswende an den 72 Mio. t Minderung zwischen 2016 und 2030 bei 23 Prozent, der Beitrag durch eine Verlagerung auf den Schie-

Reduktion der Treibhausgasemissionen im Verkehr im Szenario KNmin (Mio. t. CO₂-Äq.)

Abbildung 94



nengüterverkehr bei 7 Prozent. Den größten Anteil hat die Elektrifizierung von Pkw mit 54 Prozent, gefolgt von der Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs mit rund 17 Prozent. Das Bild setzt sich zwischen 2030 und 2050 fort. Rund 40 Prozent (38 Mio. t CO₂-Äq) der Treibhausgasminderung hin zur Klimaneutralität des Verkehrssektors trägt die Elektrifizierung des Pkw-Bestandes bei, kombiniert mit sehr geringen Mengen synthetischer Kraftstoffe für den Restbestand an Pkw mit Verbrennungsmotoren. Durch eine weitere Verlagerung auf umweltfreundlichere Verkehrsträger im Personenverkehr, aber auch durch eine Steigerung der Auslastung von Fahrzeugen unter anderem durch *Pooling*-Angebote können weitere 19 Mio. t CO₂-Äq reduziert werden. Der Beitrag des Güterverkehrs setzt sich zusammen aus 7 Mio. t CO₂-Äq durch eine weitere Verlagerung auf die Schiene und 29 Mio. t CO₂-Äq durch die vollständige Elektrifizierung von Lkw über Oberleitungen, Batterien oder Brennstoffzellen.

4.6 Landwirtschaft, LULUCF, Abfall

4.6.1 Landwirtschaft

Zielbild und Annahmen

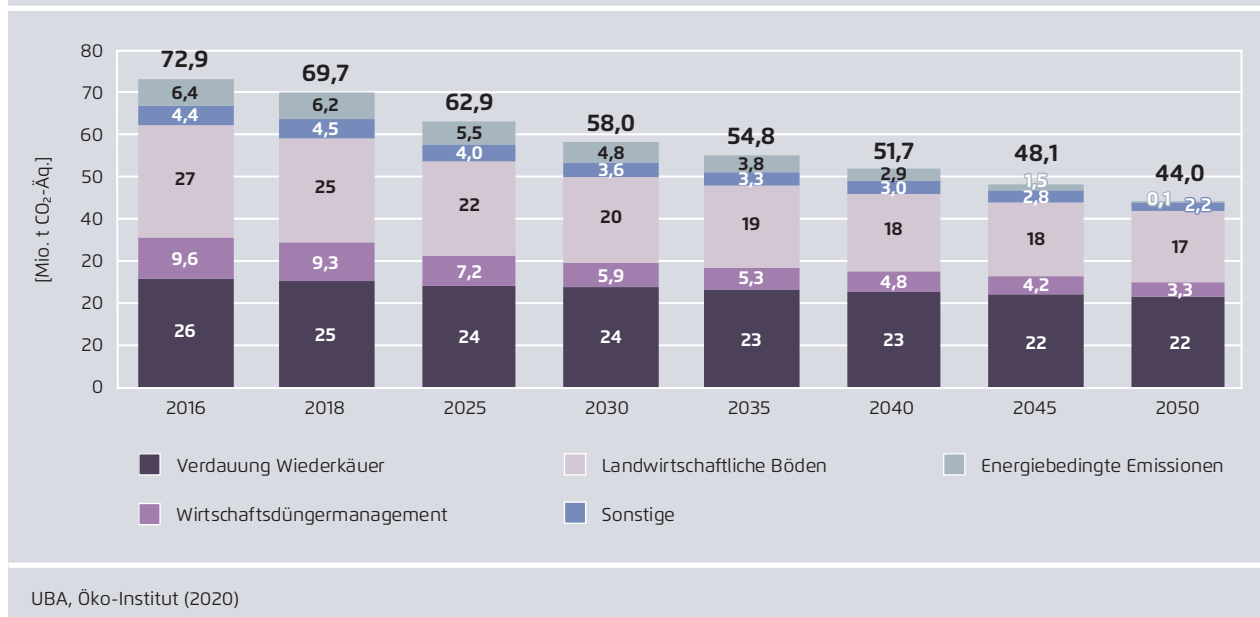
Bis zum Jahr 2030 muss der Landwirtschaftssektor die Ziele des Klimaschutzgesetzes erfüllen. Das entspricht einer Minderung gegenüber 2018 von 12 Mio. t CO₂-Äq. Im Landwirtschaftssektor sind die technischen Minderungspotenziale begrenzt, weitreichende Minderungen sind nur infolge von strukturellen Änderungen der landwirtschaftlichen Produktion zu erreichen (Ausweitung Ökolandbau, Umstellung auf Kulturarten mit geringerem Stickstoffbedarf, Reduktion der Tierbestände). Daher entspricht die Minimalvariante dem KN2050-Szenario und es wurde kein weiteres Szenario gerechnet.

Treibhausgasemissionen

Bis zum Jahr 2030 sinken in diesem Szenario die Emissionen aus dem Landwirtschaftssektor inklusive der energiebedingten Emissionen gegenüber 2018 um 11,7 Mio. t CO₂-Äq (siehe Abbildung 95). Die größten Minderungen gegenüber 2018 ergeben sich

Emissionen aus der Landwirtschaft im Szenario KNmin

Abbildung 95



im Bereich der landwirtschaftlichen Böden durch eine Reduktion der Stickstoffeinträge (rund 4,4 Mio. t CO₂-Äq). Weitere Minderungseffekte lassen sich im Bereich des Wirtschaftsdüngermanagements infolge einer verbesserten Lagerung und Ausweitung der Vergärung erzielen (jeweils 3,4 Mio. t CO₂-Äq). Der Umbau der Tierbestände (Rückgang der Rinder- und Schweinebestände, Ausweitung der Geflügelbestände) führt gegenüber 2018 zu einer Minderung von 1,5 Mio. t CO₂-Äq.

4.6.2 Abfallsektor

Zielbild und Annahmen

Im Abfallsektor entspricht die Minimalvariante dem KN2050-Szenario. Damit werden die Ziele des Klimaschutzgesetzes bis zum Jahr 2030 erfüllt. Ein weiteres Szenario wurde im Abfallsektor nicht berücksichtigt.

Ergebnisse

Bis zum Jahr 2030 sinken die Emissionen aus dem Abfallsektor von 9,7 Mio. t im Jahr 2018 auf 4,8 Mio. t CO₂-Äq. Die wesentlichsten Minderungen entfallen auf den Bereich der Deponierung. Durch das Deponierungsverbot für organische Abfälle seit dem Jahr 2005 sinken die Emissionen aus der Deponie-

rung seit Jahren. Zudem führt die Ausweitung der Deponiebelüftung zu einer schnelleren Reduktion der Methanemissionen. Insgesamt sinken die Emissionen aus der Deponierung zwischen 2018 und 2030 um 4,6 Mio. t CO₂-Äq. Im Bereich der biologischen Abfallbehandlung führen der Bevölkerungsrückgang, die Reduktion der Lebensmittelabfälle und eine Verbesserung der Biogas- und Kompostierungsanlagen zu einer Reduktion der Emissionen gegenüber 2018 von minus 0,3 Mio. t CO₂-Äq. Im Bereich der Abwasserbehandlung führen der Bevölkerungsrückgang und die Optimierung des Abwassermanagements ebenfalls zu einem Emissionsrückgang.

4.6.3 LULUCF

Zielbild und Annahmen

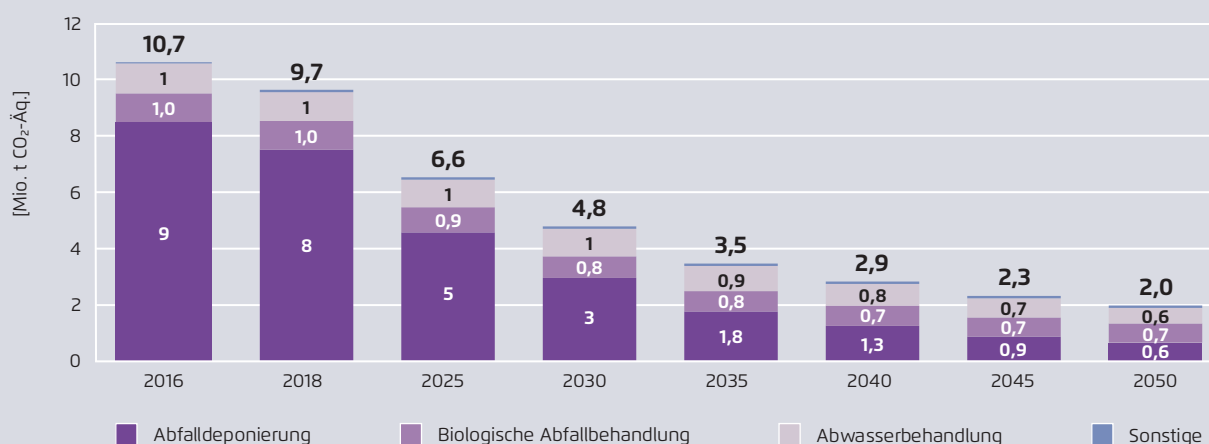
Im LULUCF-Sektor lassen sich Änderungen in der Waldsenke und die Wiedervernässung der organischen Böden nur langfristig erreichen. Daher wurde für den LULUCF-Sektor kein KNmin-Szenario gerechnet, sondern die Ergebnisse des Szenarios KN2050 wurden übernommen.

Ergebnisse

Wie in Kapitel 3.6.3 dargestellt wird der LULUCF-Sektor unter Maßgabe der modellierten

Emissionen aus dem Abfallsektor im Szenario KNmin

Abbildung 96



UBA, Öko-Institut (2020)

Maßnahmen bis 2040 eine leichte Quelle. Danach überwiegt die CO₂-Fixierung in Wäldern gegenüber Emissionen auf Acker- und Grünland, Feuchtgebieten und Siedlungen, sodass im LULUCF-Sektor eine Senkenleistung von minus 10 Mio. CO₂-Äq in 2050 erreicht wird (Abbildung 64).

4.7 Negative Emissionen und CCS

Im Jahr 2050 entstehen im Szenario KNmin (ebenso wie im KN2050-Szenario) Restemissionen in Höhe von 62 Mio. t CO₂-Äq, die zur Erreichung des Netto-Null-Ziels durch negative Emissionen kompensiert werden müssen (vgl. Abbildung 67).

Die prinzipiellen Möglichkeiten für CO₂-Abscheidung und -Speicherung sowie für negative Emissionen wurden im Kapitel 3.8 *Negative Emissionen und CCS* für das KN2050-Szenario beschrieben. Im KNmin-Szenario werden dieselben Strategien für negative Emissionen wie im KN2050-Szenario angewendet und erreichen dadurch im Jahr 2050 folgende Mengen:

- BECCS: Durch Abscheidung und geologische Speicherung von biogenem CO₂ werden negative Emissionen im Umfang von 34 Mio. t CO₂ erzeugt. Hiervon entfallen 20 Mio. t CO₂ auf die Dampfbereitstellung in der chemischen Industrie, 13 Mio. t CO₂ auf die Bereitstellung von Hochtemperaturwärme in der Stahlindustrie und 2 Mio. t CO₂ auf Anlagen der Zement-, Kalk- und Glasindustrie.
- DACCS: Durch Abscheidung und Speicherung von CO₂ direkt aus der Umgebungsluft werden 19 Mio. t CO₂ aus der Atmosphäre entfernt und der permanenten geologischen Speicherung zugeführt.
- Grüne Polymere: Durch die Bindung von zuvor aus der Atmosphäre entnommenen Kohlenstoffs in Kunststoffen werden negative Emissionen in Höhe von 8 Mio. t CO₂ erzielt.

Von den genannten CO₂-Mengen werden 56 Mio. t CO₂ geologisch gespeichert. Zusätzlich werden 18 Mio. t CO₂ aus prozessbedingten Emissionen, aus der thermischen Verwertung von Abfällen (ohne biogene Anteile) und Restchemikalien sowie an den Steamcrackern der chemischen Industrie abgeschieden und geologisch gespeichert. Insgesamt werden somit im Jahr 2050 73 Mio. t CO₂ geologisch gespeichert.

Im Zielbild sind beide Szenarien identisch. Auf dem Pfad zur Klimaneutralität wurden jedoch zwischen den Szenarien leichte Unterschiede beim Zeitpunkt der Markteinführung von CO₂-Abscheidung in der Zementindustrie angenommen. Die Zementindustrie nimmt im KNmin-Szenario vor 2030 noch keine Investitionen in CO₂-Abscheidung vor, entsprechend spielt CCS vor 2030 in diesem Szenario auch insgesamt noch keine Rolle. Die Nachrüstung von CO₂-Abscheidetechnologien erfolgt an einigen Zementklinkeröfen unter Berücksichtigung der Reinvestitionszyklen im KNmin-Szenario erst 20 Jahre später als im KN2050-Szenario (vgl. Kapitel 4.3 Industrie), sodass für den Zeitraum 2030 bis 2045 um circa 1 Mio. t CO₂ pro Jahr verringerte CCS-Mengen resultieren.

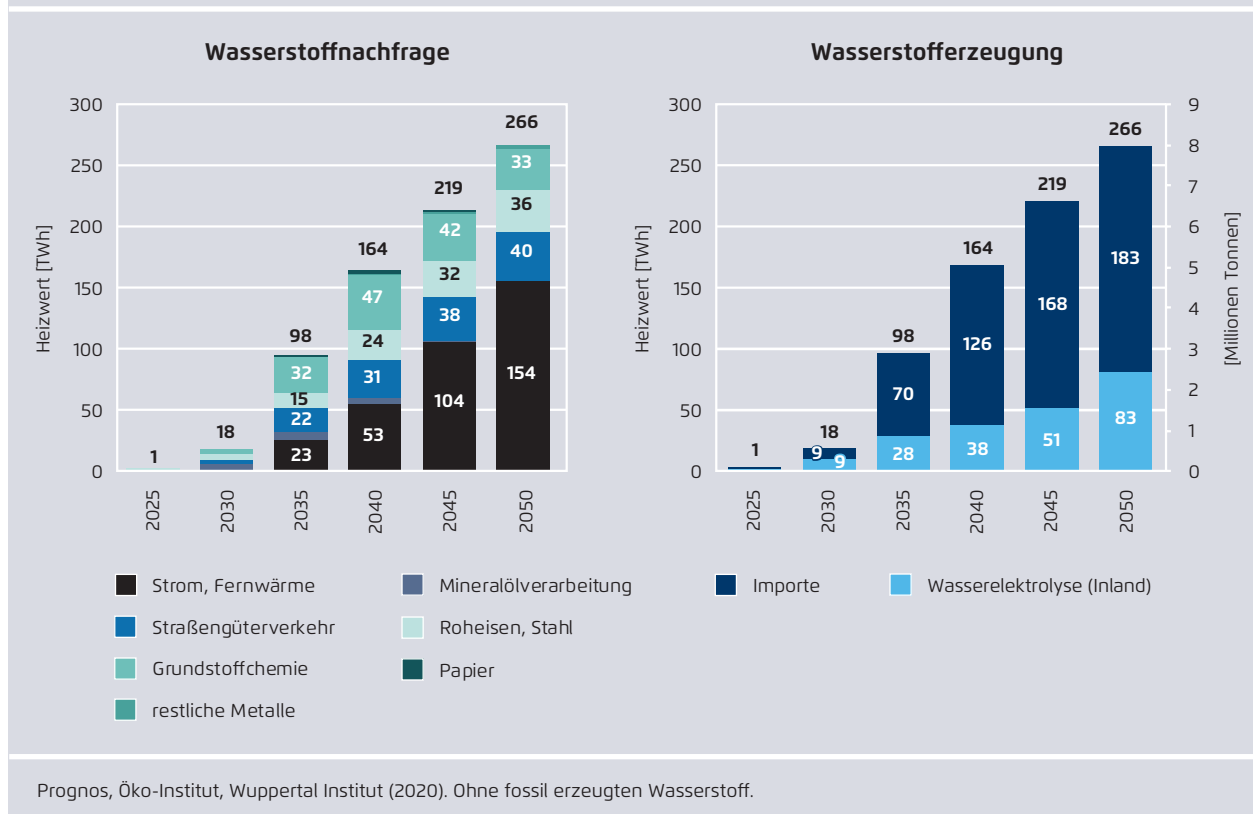
In dem KNmin-Szenario erfolgen Investitionen in CO₂-Abscheidung an allen Industriestandorten erst im Zuge eines Anschlusses der Standorte an ein CO₂-Pipeline-Netz. Ein Einsatz von Binnenschiffen für den Abtransport des CO₂ im frühen Stadium des CO₂-Infrastrukturaufbaus ist somit nicht vorgesehen.

4.8 Wasserstoff

Bis 2030 spielt treibhausgasneutraler Wasserstoff im Szenario KNmin zunächst eine kleinere Rolle (vgl. Abbildung 97): Die Nachfrage von 18 TWh ist um rund 45 TWh geringer als im Szenario KN2050. Es werden 20 TWh weniger in Kraft- und Heizwerken, 13 TWh weniger bei Stahl, 7 TWh weniger zur

Treibhausgasfreie Wasserstofferzeugung und Nutzung in Deutschland im Szenario KNmin

Abbildung 97



Dampferzeugung und 5 TWh weniger in sonstigen Prozessen eingesetzt.

Dementsprechend läuft auch die inländische Wasserstoffproduktion deutlich langsamer an und liegt bis 2030 mit 9 TWh Heizwert bei etwa der halben Menge des KN2050-Szenarios. Auch der Importbedarf nach treibhausgasneutralem Wasserstoff fällt mit 9 TWh deutlich geringer aus (44 TWh im Szenario KN2050).

Der Zuwachs in den Jahren nach 2030 fällt im KNmin-Szenario umso steiler aus, weil die Umstellung der Prozesse ebenso wie im KN2050-Szenario umgesetzt wird, nur einige Jahre später. Im Zieljahr 2050 liegt der Wasserstoffbedarf mit 266 TWh fast gleichauf mit dem Bedarf im KN2050-Szenario mit 83 TWh (31 Prozent) inländischer Deckung und 183 TWh (69 Prozent) Importbedarf.

Zusammen mit dem importierten Naphtha ergibt sich für 2050 insgesamt ein Bedarf an Wasserstoff und sonstigen erneuerbar erzeugten Brennstoffen und Feedstocks in Höhe von 438 TWh, von denen 355 TWh importiert werden.

5 Schlussfolgerung

Die untersuchten Szenarien zeigen, dass Deutschland bis 2050 durch die konsequente Anwendung von zum größten Teil heute schon verfügbaren oder weit entwickelten Technologien klimaneutral werden kann.

Im zusammenfassenden Überblick ergibt sich aus den Analysen für das Szenario Klimaneutralität 2050 (KN2050) sowie die Minimalvariante KNmin mit Blick auf die Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Zeitverlauf eine Reihe hervorhebenswerter struktureller Aspekte. Die Entwicklung kann in folgende drei Schritte eingeteilt werden:

- Die Periode 2018 bis 2030 ist vor allem durch sehr große relative und absolute Minderungsbeiträge im Bereich der Energiewirtschaft geprägt. Deutliche Rückgänge gibt es auch bei der Industrie, im Verkehr und im Gebäudesektor, während in der Landwirtschaft nur relativ geringe Einsparungen zu verzeichnen sind. In Summe sinken die Treibhausgasemissionen in den betrachteten Szenarien im Vergleich zu 1990 um 61 beziehungsweise 65 Prozent.
- In der Periode 2031 bis 2050 werden die energiebedingten Treibhausgasemissionen in allen Sektoren nahezu völlig vermieden werden. Es verbleiben Restemissionen in der Größenordnung von 5 Prozent bezogen auf den Ausgangswert von 1990. Diese kommen vor allem im Landwirtschaftssektor durch biologische Prozesse in Böden (Düngemittel), bei der Tierhaltung sowie auch bei industriellen Prozessen und in der Abfallwirtschaft zustande.
- Die restlichen Emissionen werden vorwiegend durch den Einsatz von Biomasse-CCS, *Direct Air Carbon Capture and Storage* und der stofflichen Bindung von CO₂ in grünen Polymeren kompensiert, sodass Deutschland im Saldo der Emissionen 2050 klimaneutral ist.

Im Vergleich zwischen dem Szenario KN2050 und der Minimalvariante KNmin wird deutlich, dass die einzelnen Sektoren in der Minimalvariante zwar in

der kommenden Dekade etwas geringere Emissionsminderungen erbringen müssen, die Reduktionsanforderungen nach 2030 dann aber deutlich schärfer ausfallen. Insbesondere die Industrie und die Energiewirtschaft müssen in der Minimalvariante nach 2030 deutlich stärkere Emissionsminderungen als im KN2050-Szenario erbringen. Das KN2050-Szenario mit seinem größeren Reduktionsschritt bis 2030 bildet so die langfristig robustere Variante.

In Hinblick auf die Energienachfrage und -bereitstellung lassen sich drei zentrale Handlungsfelder identifizieren:

- Eine deutliche Erhöhung der Energieeffizienz in allen Anwendungsbereichen und für alle Energieträger bildet die erste Säule der Transformation. Bis zum Jahr 2050 sinkt durch die gewählten Maßnahmen der Endenergieverbrauch um 35 Prozent und es ergibt sich eine Halbierung des Primärenergieverbrauchs.
- Die Umstellung der Stromerzeugung auf regenerative Energien, insbesondere auf Basis von Windkraft und Photovoltaik, bei einer gleichzeitig deutlich ausgeweiteten Elektrifizierung des Energiesystems bildet die zweite Säule der Klimaneutralität. Neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien an sich, ist die Flexibilisierung des Stromsystems und der Ausbau der Leitungsinfrastruktur notwendig und muss maßgeblich in der kommenden Dekade initiiert werden.
- Die dritte Säule bildet schließlich die Einführung von Wasserstoff und wasserstoffbasierten synthetischen Kraftstoffen. Hier können erste signifikante Marktsegmente bereits bis zum Jahr 2030 entwickelt werden, die wesentliche Wachstumsdynamik wird sich hier jedoch erst in der Periode nach 2030 entfalten. Neben den notwendigen Infrastrukturvorleistungen sowie der Ausgestaltung eines entsprechenden Marktes entsteht hier zusätzlicher strategischer Handlungsbedarf mit

Blick auf das Durchlaufen der Lernkurve zur Erzielung von Kostensenkungen sowie die Schaffung technischer und regulativer Strukturen für den Import von klimaneutral und nachhaltig bereitgestelltem Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen.

Hinzuweisen ist an dieser Stelle auch darauf, dass die Markt- beziehungsweise Wertschöpfungsanteile der deutschen Industrie an transformativen Technologie- beziehungsweise Emissionsminderungsoptionen maßgeblich davon abhängen, ob der Hochlauf dieser Optionen insbesondere in der Industrie sehr ambitioniert (KN2050) oder deutlich verzögert (KNmin) geschieht, beziehungsweise wie schnell die dafür notwendigen Voraussetzungen (Niveau der regenerativen Stromerzeugung, Lernkurven, Infrastrukturen etc.) geschaffen werden.

Neben diesen drei zentralen Säulen der Systemtransformation bilden vor allem drei querliegende Themen Handlungsfelder von herausragender Bedeutung:

- Das Aufkommen, die Umwandlung und die Verwendung von Biomasse betrifft erstens die Land- und Forstwirtschaft und die dort erzielbaren Klimaentlastungen und Nachhaltigkeitsfragen. Zweitens müssen die Nutzungsstrukturen für die Biomasse mit Blick auf zukünftige Strom- und Wasserstoffanwendungen, aber auch mit Blick auf die Schaffung von technischen Senken über die Nutzung von Biomasse in zentralen Erzeugungsanlagen mit angeschlossener CCS-Stufe aus einer strategischen Perspektive adressiert werden. Drittens bildet die Nutzung von Biomasse als Rohstoff für die Industrie ein wesentliches Feld für die Defossilisierung der Volkswirtschaft. Eine Zusammenführung dieser Anforderungen und Möglichkeiten in einer konsistenten Biomassestrategie ist unerlässlich
- Kreislaufprozesse sind sowohl für Kohlenstoff als auch für eine Vielzahl von anderen Stoffen mit Blick auf die vollständige Vermeidung von Treibhausgasemissionen beziehungsweise zur Erzielung einer

Netto-Null-Emissionsbilanz für die deutsche Volkswirtschaft von herausragender Bedeutung. Dies betrifft vor allem eine Vielzahl von Industrieprozessen, aber auch die Energieversorgung. Die Schaffung solcher branchenübergreifender Kreislaufprozesse und von entsprechenden regulativen Marktarrangements bedarf ebenfalls einer übergreifenden strategischen Steuerung.

- CCS wird zur Erreichung von Klimaneutralität im Sinne von Netto-Null-Emissionen für Treibhausgase eine begrenzte, aber gleichwohl kaum verzichtbare Rolle spielen müssen. Hier sind Infrastrukturen, aber auch räumliche Fragen von erheblicher Bedeutung. Die Verfügbarkeit von CO₂-Infrastrukturen und entsprechender Ablagerungsstätten bildet zukünftig eine zentrale Standortbedingung für eine Reihe von Industriebranchen wie auch die Bereitstellung von Biomasse. In diesem Kontext bildet auch die Erzielung massiver Lernkurveneffekte für die Technologie der CO₂-Abscheidung aus der Atmosphäre eine wichtige Erfolgsbedingung für die Erzielung von Klimaneutralität.

Nicht zuletzt ist auf die zentrale Bedeutung der Landwirtschaft und des LULUCF-Bereichs hinzuweisen, denen vor allem gegen Ende des Szenariozeitraums eine strategische Bedeutung zukommt. Dies gilt einerseits mit Blick auf die verbleibenden Treibhausgasemissionen, andererseits aber auch mit Blick auf die Rolle dieser Sektoren im Bereich der strategischen Ressource Biomasse sowie auf die signifikante Rolle von Emissionssenkern in einer klimaneutralen Volkswirtschaft.

6 Literatur

Acatech et al. (2017): »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. Analyse.

Energiesysteme der Zukunft

<https://www.acatech.de/publikation/sektorkopplung-untersuchungen-und-ueberlegungen-zur-entwicklung-eines-integrierten-energiesystems/>

Agora (2019): Agora Energiewende, Agora Verkehrs-wende: Verteilnetzausbau für die Energiewende Elektromobilität im Fokus. Studie

https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Netzausbau_Elektromobilitaet/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf

Agora (2020): Agora Energiewende, Agora Verkehrs-wende, Technical University of Denmark and Max-Planck-Institute for Biogeochemistry: *Making the Most of Offshore Wind: Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea.* Studie

<https://www.agora-energiewende.de/en/publications/making-the-most-of-offshore-wind/>

Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019):

Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Studie
<https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrale-industrie-hauptstudie/>

atmosfair (2020): *The impact of air travel on our climate, atmosfair*

https://www.atmosfair.de/en/air_travel_and_climate/flugverkehr_und_klima/climate_impact_air_traffic/

BDI (2018): *Klimapfade für Deutschland*

https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpu-bdb/20180118_BDI_Studie_Klimapfade_fuer_Deutschland_01.pdf

Beuth und ifeu (2017): *Anlagenpotenzial, Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich,* gefördert durch das BMWi

<https://www.ifeu.de/projekt/anlagenpotenzial/>

BMEL (2020a): Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL): *Tabellen zur Landwirtschaft.* SJT-3070400-0000.xlsx, Landwirtschaftlich genutzte Fläche nach Kulturarten

<https://www.bmel-statistik.de/landwirtschaft/tabellen-zur-landwirtschaft/>

BMEL (2020b): Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL): *Der Statistische Monatsbericht des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft.* MBT-0111260-0000 Nährstoffbilanz insgesamt von 1990 bis 2018 – in kg N/ha
<https://www.bmel-statistik.de/landwirtschaft/statistischer-monatsbericht-des-bmel-kapitel-a-landwirtschaft/>

BMU (2011): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): *Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011.* Berlin, Oktober 2011

BMU (2019): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU): *Klimaschutzprogramm 2030. Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele 2030.* Berlin, Oktober 2019
https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutzprogramm_2030_bf.pdf

BMVI (o. J.): *Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung – Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030*

https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur.pdf?__blob=publicationFile

Chadwick Dearing, Volker; Nassar, Nedal T.; Lippke, Bruce R.; McCarter, James B. (2014): *Carbon, Fossil Fuel, and Biodiversity Mitigation With Wood and Forests*. Journal of Sustainable Forestry, 33:3, 248–275
<https://doi.org/10.1080/10549811.2013.839386>

Churkina et al. (2020): *Buildings as global carbon sink*. Nature Sustainability

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)*
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). (2016): *Quantifying Impacts of Consumption Based Charge for Carbon Intensive Materials on Products*
https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.532381.de/dp1570.pdf

EASAC (2018): *European Academies' Science Advisory Council Policy Report 35 – Negative emission technologies: What role in meeting Paris Agreement targets?*
https://easac.eu/fileadmin/PDF_s/reports_statements/Negative_Carbon/EASAC_Report_on_Negative_Emission_Technologies.pdf

EC (2016): *Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2017*, Final, 14/06/2016

EDF (2020): *Impact of COVID-19 on CORSIA*. Presentation by Annie Petsonk, International Counsel; Pedro Piris-Cabezas, Director, Sustainable Int. Transport & Lead Senior Economist; Maggie McCallister, High Meadows Fellow; Environmental Defense Fund 2020
https://www.edf.org/sites/default/files/documents/COVID_CORSIA_baseline_analysis.pdf

European Commission (2014): Directive 14/94/EU Of The European Parliament and of the Council of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure. AFID, S. 1–20

Fachagentur Nachwachsender Rohstoffe e. V. (FNR) (2019): *Basisdaten Bioenergie Deutschland 2019. Festbrennstoffe, Biokraftstoffe, Biogas*
https://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/basisdaten_bioenergie_2019_web.pdf

Fh-ISE (2020): Fraunhofer-Institut für Solar Energiesysteme: *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen*
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf>

Fuss et al. (2018): *Negative emissions—Part 2: Costs, potentials and side effects*
<https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/aabf9f/meta>

FZJ (2019): Forschungszentrum Jülich: *Wege für die Energiewende. Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050*
https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/News/TransformationStrategies2050/_node.html

Grewe, Volker (2019): *Addressing non-CO₂ effects of aviation*. Aviation Decarbonization Forum. Hosted by: International Coalition for Sustainable Aviation. Montrea
<https://www.icsa-aviation.org/wp-content/uploads/2019/02/Grewe-nonCO2.pdf>

Hacker et al. (2020): Hacker, Florian; Jöhrens, Julius; Plötz, Patrick (2020): *Wirtschaftlichkeit, Umweltwirkung und Ausbauszenarien von Oberleitungs-Lkw in Deutschland: Eine Synthese*. Hg. v. Öko-Institut, ifeu und Fraunhofer ISI

<https://www.oeko.de/publikationen/p-details/wirtschaftlichkeit-umweltwirkung-und-ausbauszenarien-von-oberleitungs-lkw-in-deutschland-eine-synthese>

Haenel, Hans-Dieter; Rösemann, Claus; Dämmgen, Ulrich; Döring, Ulrike; Wulf, Sebastian; Eurich-Menden, Brigitte; Freibauer, Annette; Döhler, Helmut; Schreiner, Carsten; Osterburg, Bernhard; Fuß, Roland (2020): *Calculations of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990 – 2018 : Report on methods and data (RMD) Submission 2020*. Braunschweig: Johann Heinrich von Thünen-Institut, 448 p, Thünen Rep 77
https://www.thuenen.de/media/publikationen/thuenen-report/Thuenen_Report_77.pdf

Hall, Dale; Lutsey, Nic (2019): *Estimating the infrastructure needs and costs for the launch of zero-emission trucks*. Hg. v. ICCT
<https://theicct.org/publications/zero-emission-truck-infrastructure>

IEA (2019): *The Future of Hydrogen – Seizing today's opportunities*. Technology report, Juni 2019
<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

IEAGHG (2019): *Towards Zero Emissions CCS in Power Plants Using Higher Capture Rates or Biomass*
<https://climit.no/wp-content/uploads/sites/4/2019/09/IEAGHG-Report-2019-02-Towards-zero-emissions.pdf>

ifeu et al. (2018): *Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung*, im Auftrag von Agora Energiewende
<https://www.ifeu.de/wert-der-effizienz-im-gebaeudesektor-in-zeiten-der-sektorenkopplung/>

IMO (2014): *Third IMO Greenhouse Gas Study 2014*. Executive Summary and Final Report
<http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Documents/>

[Third%20Greenhouse%20Gas%20Study/GHG3%20Executive%20Summary%20and%20Report.pdf](https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Documents/Third%20Greenhouse%20Gas%20Study/GHG3%20Executive%20Summary%20and%20Report.pdf)

Institut der deutschen Wirtschaft (IW Köln). (2019): *Energieintensive Branchen in Europa unter Druck*
<https://www.iwkoeln.de/studien/iw-kurzberichte/beitrag/hubertus-bardt-energieintensive-branchen-in-europa-unter-druck-433530.html>

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2005): *Carbon Dioxide Capture and Storage*
https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srcs_wholereport-1.pdf

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2007): *Climate Change 2007: Synthesis Report. Fourth Assessment Report*. Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva, 2007
http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr.pdf

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (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, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty.

IWU (2018): Datenerhebung Gebäudebestand 2016, Darmstadt

KBA (2019): *Verkehr in Kilometern – Inländer-fahrleistung (VK)*
https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk_inlaenderfahrleistung/vk_archiv/2019/verkehr_in_kilometern_kurzbericht_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=5

KSPr (2030): *Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 (Kurzbericht) – Teilbericht des Projektes „THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort*

Sharing Decision im Projektionsbericht 2019 („Politiksznarien IX“); von Harthan et al.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-03-05_climate-change_12-2020_treibhausgasminderungswirkungen-klimaschutzprogramm-2030.docx_.pdf

Material Economics (2019): *Industrial Transformation 2050 – Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry*
<https://materialeconomics.com/latest-updates/industrial-transformation-2050>

Matthes et al. (2020): Matthes, Felix Chr.; Arima, Jun; Hennicke, Peter; Löschel, Andreas; Zunker, Gerald (2020): *Climate & Energy Policy Targets, Plans and Strategies. The Role of Monitoring and Evaluation Mechanisms*. Final Report of a German Japanese Energy Transition Council (GJETC) Working Group. Wuppertal, Tokyo, January 2020
http://www.gjetc.org/wp-content/uploads/2020/07/GJETC-WG1_Output-Paper_Evaluation-Mechanisms.pdf

MID (2017): *Mobilität in Deutschland – MID – Ergebnisbericht* für eine Studie des SMVI, von Infas, DLR, ivt und infas 360° GmbH
http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf

NPE (2018): *Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase*
http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE_Fortschrittsbericht_2018_barrierefrei.pdf

NTB (2019): *Ausblick auf mögliche Entwicklungen von Wärmepumpen-Anlagen bis 2050*, im Auftrag des Bundesamtes für Energie

Oehmichen et al. (2018): Oehmichen, Katja; Klatt, Susanne; Gerber, Kristin; Polley, Heino; Röhling, Stefi; Dunger, Karsten (2018): *Die alternativen WEHAM-Szenarien: Holzpräferenz, Naturschutzprä-*

ferenz und Trendfortschreibung. Szenarienentwicklung, Ergebnisse und Analyse. Braunschweig: Johann Heinrich von Thünen-Institut (Thünen Report, 59)

Öko-Institut et a. (2020): *Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030*, im Auftrag des BMU, Berlin
<https://www.oeko.de/publikationen/p-details/treibhausgasminderungswirkung-des-klimaschutzprogramms-2030> (Link zu Kurzbericht)

Öko-Institut, Agora Energiewende (2020): *How to Raise Europe's Climate Ambitions for 2030: Implementing a -55% Target in EU Policy Architecture*. Berlin, September 2020
https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020_07_Raising-EU-Ambition-185_A-AW-EU-Ambition_WEB.pdf

Plötz et al. (2020): Plötz, Patrick; Moll, Cornelius; Bieker, Georg; Mock, Peter; Li, Yaoming (2020): *Real-world usage of plug-in hybrid electric vehicles – Fuel consumption, electric driving and CO₂ emissions*. ICCT White Paper, September 2020

Prognos et al. (2020): *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050*, Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030, im Auftrag des BMWi
<https://www.prognos.com/publikationen/alle-publikationen/974/show/49dd42884e4b6e7ae-9a78f088538d54f/>

Prognos/EWI (2010): Prognos AG; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforshung mbH (GWS) (2010): *Studie Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*. Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Basel, Köln, Osnabrück, 27. August 2010
https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpu-bdb/100827_Prognos_Studie_Energieszenarien_fuer_ein_energiekonzept_der_Bundesregierung.pdf

Prognos/EWI (2011): Prognos AG; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS) (2011): *Energieszenarien 2011*. Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Basel, Köln, Osnabrück, Juli 2011
https://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/11_08_12_Energieszenarien_2011.pdf

Reichert, Felix (2015): *Evaluierung des GEST-Modells zur Abschätzung der Treibhausgasemissionen aus Mooren*. Masterarbeit. Universität Greifswald

Rutkowski, Sven (2020): *Geschäftsreise-Einbruch lässt Luftverkehr nach Corona nur langsam wachsen* – Gastbeitrag von Dr. Sven Rutkowski vom 24. April 2020 in [airliners.de](https://www.airliners.de)
<https://www.airliners.de/geschaeftsreisen-corona-auswirkungen-gastbeitrag/55011>

Schneider, Clemens; Saurat, Mathieu (2020): *Simulating geographically distributed production networks of a climate neutral European petrochemical industry*. Paper accepted for presentation at ECEEE 2020 conference

Schneider, C. et al. (2019): *Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement*. Analyse im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin, November 2019
https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/166_A-EW_Klimaneutrale_Industrie_Ausfuehrliche-Darstellung_WEB.pdf

Stripple et al. (2018): *CO₂ uptake in cement-containing products – Background and calculation models for IPCC implementation*. IVL Swedish Environmental Research Institute
<https://www.ivl.se/download/18.72aeb1b0166c-003cd0d64/1541160245484/B2309.pdf>

UBA (2008): *Klimaauswirkungen und Anpassung in Deutschland – Phase 1: Erstellung regionaler Klimaszenarien für Deutschland*. UBA-FB 000969, Max-Planck-Institut für Meteorologie (MPI-M), Hamburg
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaauswirkungen-anpassung-in-deutschland>

UBA (2019a): *Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE* – Studie, von Porr et al., veröffentlicht als CLIMATE CHANGE 36/2019
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet.pdf

UBA (2019b): *Umweltschonender Luftverkehr, lokal-national-international* (UBA Texte, 130/2019). Dessau-Roßlau
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/umweltschonender-luftverkehr>

UBA (2020): *Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland*
<https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/treibhausgasemissionen-gin-gen-2019-um-63-prozent>

UBA (2020): *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2020*. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2018
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-15-climate-change_22-2020_nir_2020_de_0.pdf

UNFCCC (2020): *Reporting Requirements*
<https://unfccc.int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/reporting-and-review-under-the-convention/greenhouse-gas-inventories-annex-i-parties/reporting-requirements>

VCI (2019): *Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland.* Eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI
<https://www.vci.de/services/publikationen/broschueren-faltblaetter/vci-dechema-futurecamp-studie-roadmap-2050-treibhausgasneutralitaet-chemieindustrie-deutschland-langfassung.jsp>

Willett, Walter.; Rockström, Johan; Loken, Brent et al. (2019): *Food in the Anthropocene: the EAT–Lancet Commission on healthy diets from sustainable food systems.* Lancet. 2019; (published online Jan 16.)
[http://dx.doi.org/10.1016/S0140-6736\(18\)31788-4](http://dx.doi.org/10.1016/S0140-6736(18)31788-4)

Wissenschaftlicher Beirat für Waldpolitik (2018): *Erhöhung der stofflichen Nutzung von Holz in Gebäuden im Einklang mit der Rohstoffverfügbarkeit.* Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirates Waldpolitik
https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/DE/_Ministerium/Beiraete/waldpolitik/Stellungnahme-WBW-stofflicheNutzungHolz.pdf;jsessionid=B-B02A8F6AFCAA4F65DC50B1871A72B7C.internet2832?__blob=publicationFile&v=3

World Energy Outlook (2019): *World Energy Outlook – Sustainable Development Scenario*
<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>

Zimmer et al. (2016): Zimmer, Wiebke; Blanck, Ruth; Bergmann, Thomas; Mottschall, Moritz; Waldenfels, Rut von; Förster, Hannah et al. (2016): *Endbericht Renewbility III. Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors.* Studie im Auftrag des BMUB 2016. Öko-Institut; DLR; ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU); Infrast
http://www.renewbility.de/wp-content/uploads/Renewbility_III_Endbericht.pdf

7 Anhang

7.1 Modelle

7.1.1 Strommarktmodell

Die Entwicklung des Stromsystems wurde mit dem Strommarktmodell von Prognos modelliert. Das Modell optimiert bis zum Jahr 2050 stundenscharf den Einsatz der einzelnen Kraftwerksblöcke in Europa.

Im Modell erfolgt der Kraftwerkseinsatz realitätsnah entsprechend der jeweiligen Lastnachfrage nach der Grenzkostenlogik (*Merit Order*). Das Kraftwerk mit den niedrigsten Grenzkosten wird zuerst eingesetzt, alle weiteren Kraftwerke sortieren sich gemäß ihren Grenzkosten ein, bis die Last für jede einzelne Stunde des Betrachtungszeitraumes gedeckt ist. Dabei bestimmt das jeweils zuletzt eingesetzte Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten den Preis. Pumpspeicher, Speicherwasserkraftwerke und Batteriespeicher nutzen Spreads in den Strompreisen, um ihren Ertrag zu maximieren.

Der Stromaustausch zwischen den einzelnen Ländern wird auf Basis der modellierten stündlichen Großhandelspreise und der vorhandenen Übertragungskapazitäten in einem iterativen Verfahren abgebildet. Wie am realen Strommarkt glätten Im- und Exporte im Modell die Preise in den einzelnen Ländern, einseitige Preisausschläge werden im Rahmen der Strommarktkopplung reduziert.

Die Stilllegung von thermischen beziehungsweise regelbaren Kraftwerken erfolgt in der Regel am Ende der technischen Lebensdauer. Anhand von technischen und wirtschaftlichen Kriterien wird bestimmt, ob lebensverlängernde Retrofitmaßnahmen oder auch vorzeitige Stilllegungen aus wirtschaftlichen Gründen vorgenommen werden. Der Zubau für Kraftwerke erfolgt entweder anhand technischer Notwendigkeiten (zum Beispiel Deckung der Nachfrage) oder anhand von Wirtschaftlichkeitskrite-

rien. Für neu in den Kraftwerkspark kommende Kapazitäten wird dabei zunächst ihre Position in der *Merit Order* ermittelt. Davon ausgehend wird die Erlös- und Kostensituation berechnet.

Erneuerbare Energien können entweder nach exogenen Vorgaben unter Berücksichtigung der bestehenden Potenziale oder anhand der sich ergebenden Wirtschaftlichkeit zugebaut werden. Für alle Technologien werden Kosten, Lebensdauer, zu erwartender Ertrag und weitere Parameter geprüft. Die Stromproduktion wird anhand von meteorologischen Reanalyse-Wetterdaten stündlich simuliert und für vergangene Jahre mit empirischen Einspeisezeitreihen verifiziert. Die Simulation erfolgt für unterschiedliche Wetterjahre. Weiterhin ist die technologische Entwicklung der Anlagen, wie beispielsweise die Veränderung der Leistungskennlinien und der Modulwirkungsgrade, in den simulierten Einspeisezeitreihen mit einbezogen.

Ein besonderer Fokus liegt auch auf der Modellierung der Stromnachfrage. Der jährliche Strombedarf wird in Nachfragesektoren nach Anwendungen und Branchen modelliert. Die jährliche Stromnachfrage wird dann in stündliche Lastprofile überführt. Hierbei ist zwischen zwei Typen zu unterscheiden: Inflexible Verbraucher können nicht auf Strommarktsignale reagieren, deren Verbrauchsprofil ist somit vorgegeben. Flexible Verbraucher können hingegen auf Strommarktsignale reagieren (unter Berücksichtigung der wesentlichen Anlagenparameter), den Verbrauch verschieben und somit Flexibilität für das Stromsystem zur Verfügung stellen. Die Modellierung der flexiblen Verbraucher erfolgt unter Annahme des möglichen Lastverschiebungspotenzials, insbesondere von Wärmepumpenheizungen, Elektrofahrzeugen und Elektrolyseuren.

Als Ergebnis der stündlichen Modellierung liefert das Strommarktmodell Stromerzeugung, THG-Emissio-

nen, Brennstoffeinsatz, Großhandelsstrompreise sowie die Wirtschaftlichkeit und Rentabilität der einzelnen Kraftwerksblöcke.

7.1.2 Private-Haushalte-Modell

Im Modell Private Haushalte der Prognos wird die Energienachfrage im Sektor Private Haushalte differenziert nach Energieträgern und Verwendungszwecken analysiert und in die Zukunft fortgeschrieben. Das Modell wird sowohl für Ex-post-Analysen des Energieverbrauchs als auch für in die Zukunft reichende Prognosen und Szenarien eingesetzt und stetig weiterentwickelt.

Als übergeordnete Verwendungszwecke werden Raumwärme, Warmwasser, Kochen sowie der Strombedarf für Haushaltsgeräte, Haustechnik und Beleuchtung unterschieden. Rund 80 Prozent des Energieverbrauchs im Sektor Private Haushalte wird für Raumwärme und Warmwasser aufgewendet. Entsprechend erhält dieser gebäudebezogene Energieverbrauch auch bei der Modellierung eine hohe Bedeutung. Beim Wohngebäudemodell handelt es sich um ein *Bottom-up*-basiertes Kohortenmodell mit einer historischen Fortschreibung von Wohnungen und Wohnflächen. Dabei werden die Wohnflächen differenziert berechnet nach:

- Gebäudetypen (Ein- und Zweifamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Nichtwohngebäude mit Wohnungen),
- Gebäudealtersklassen (Baualter) und
- Beheizungsstrukturen nach Energieträgern.

Bei den Heizsystemen werden Einzelheizsysteme mit den Energieträgern Elektrizität, Heizöl, Erdgas, Holz und Kohle, Zentralheizungen mit den Energieträgern Elektrizität, Heizöl, Erdgas, Holz, Kohle sowie elektrische Wärmepumpen und Nah- und Fernwärme betrachtet. Zusätzlich wird berücksichtigt, dass gleichzeitig mehrere Energieträger genutzt werden können. Für die Modellierung werden diese bivalenten Anlagen als Vereinfachung als Vollversorgungäquivalente abgebildet.

Für die rekursive Bestandsfortschreibung gehen in das Modell spezifische Annahmen über Wohnungs- und Wohnflächenzugänge und ihre Beheizungsstrukturen sowie über Wohnflächenabgänge (Verteilung nach Gebäudetypen und -altersklassen) ein. Zentrale Leitvariable für die Fortschreibung der Wohnungen und Wohnflächen ist die Bevölkerung, insbesondere die Zahl der Haushalte. Die energetische Qualität der Wohnflächen wird durch gebäude- und baualtersklassenspezifische Heizwärmebedarfe abgebildet. Diese verändern sich im Zeitablauf aufgrund von Wohnungsabgängen und -zugängen sowie durch energetische Sanierungen. In einer Substitutionsmatrix werden zusätzliche Annahmen zum Ersatz eines Heizsystems durch ein anderes gemacht. Der Energieverbrauch für Warmwasser wird pro Kopf und Wassersystem berechnet. Bei zentralen Heizungssystemen wird angenommen, dass das Heizsystem in einem Teil der Fälle auch für die Warmwasseraufbereitung verwendet wird. Als Ergebnis liefert das Wohngebäudemodell den Nutz- und Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern und Gebäudetypen sowie den Hilfsenergieverbrauch für den Betrieb der Wärmeerzeuger und Lüftungsanlagen. Die Ergebnisse werden jährlich mit verfügbaren Statistiken und Erhebungen abgeglichen. Damit bietet das Modell eine verlässliche Grundlage bezüglich der absoluten Höhe des spezifischen Energieverbrauchs pro Wohnfläche in den einzelnen Gebäudeklassen wie auch bezüglich der Geschwindigkeit ihrer Veränderung.

Elektrogeräte und Beleuchtung: Bei den Elektrogeräten wird nach Haushaltsgroßgeräten (Weiße Ware), Geräten der Unterhaltungselektronik, Geräten der Informations- und Kommunikationstechnologie, Haustechnikanlagen, Kochherden, Beleuchtung sowie sonstige elektrische Verbraucher differenziert. Die verbrauchsrelevantesten Geräte werden in Kohortenmodellen einzeln abgebildet, teilweise kommen zusätzlich Annahmen über die Nutzungsdauer zum Tragen. Im Ergebnis resultieren als Effizienzgrößen mittlere Jahresverbräuche je Gerät oder Haushalt. Die

Verbräuche der Vielzahl der kleinen (oder wenig genutzten) Elektrogeräte werden in Form eines Aggregats erfasst. Es wird unterstellt, dass dieses Verbrauchssegment überdurchschnittlich wächst, weil auch zukünftig neue stromverbrauchende Geräte und Anlagen auf den Markt kommen werden.

7.1.3 GHD-Modell

Bei dem GHD-Modell handelt es sich um ein Simulationsmodell für die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in den Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Wie auch die übrigen Nachfragemodelle des Energieverbrauchs orientiert sich die Abgrenzung des Modells stark an jener der Energiebilanz.

Es handelt sich um ein *Bottom-up*-Modell, in dem die Entwicklung der anwendungsspezifischen Energieträgerverbräuche der jeweiligen Branchen der modellierten Sektoren auf Basis verschiedener Einflussgrößen fortgeschrieben wird.

Die Verteilung der Energieträgerverbräuche auf die Sektorenbranchen ist aufgrund der begrenzten Datengrundlage mit großen Unsicherheiten behaftet. Für verschiedene Jahre wurden die Verbräuche ex post anhand von Befragungen und Stichprobenmessungen im Rahmen verschiedener Studien hochgerechnet und fortgeschrieben (Fh-ISI et al. 2009, 2013, 2015; Prognos et al. 2016). Im GHD-Modell wurde der Sektor in Anlehnung an diese Erhebungen in 16 Branchen aufgeteilt. Diese wurden jeweils Wirtschaftszweigen zugeordnet, anhand derer die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen fortgeschrieben wurden.

Das Modell bestimmt die Veränderungen des Energieverbrauchs gegenüber dem Vorjahr unter Berücksichtigung der Veränderung der klimatischen Bedingungen sowie der technologischen und wirtschaftlichen Entwicklungen. Die Klimaerwärmung wird durch die Entwicklung der Heiz- und Kühlgradtage quantifiziert, welche im Modell zur Bestimmung des Gebäudeenergiebedarfs herangezogen werden. Der technologische Fortschritt wirkt sich

auf Anlagenwirkungsgrade sowie Gebäudeverbrauchs-kennzahlen aus. Durch die Wirkung der politischen Maßnahmen wird dieser verstärkt beziehungsweise der flächendeckende Einsatz von Effizienztechnologien forciert. Die wirtschaftliche Entwicklung der Sektorenbranchen wird anhand der Entwicklung der Erwerbstätigenzahlen und der Bruttowertschöpfung quantifiziert. Erstere ist maßgeblich für die Entwicklung der beheizten Flächen. Aufgrund der großen Bedeutung der Gebäudeenergieversorgung am Gesamtenergieverbrauch des Sektors ist die Entwicklung der Erwerbstätigenzahlen eine bedeutende Einflussgröße.

Die Entwicklung der beheizten Flächen wird anhand eines Kohortenmodells für den Gebäudebestand fortgeschrieben. Hierbei werden die Gebäude nach Altersklasse und Sanierungsstand aggregiert, wobei Sanierungsraten und -tiefen in den Szenarien abhängig von der Wirkung der unterstellten Maßnahmenets variieren.

Auf Grundlage der modellierten Energieverbräuche werden die verbrennungsbedingten Emissionen berechnet.

7.1.4 Verkehrsmodell TEMPS

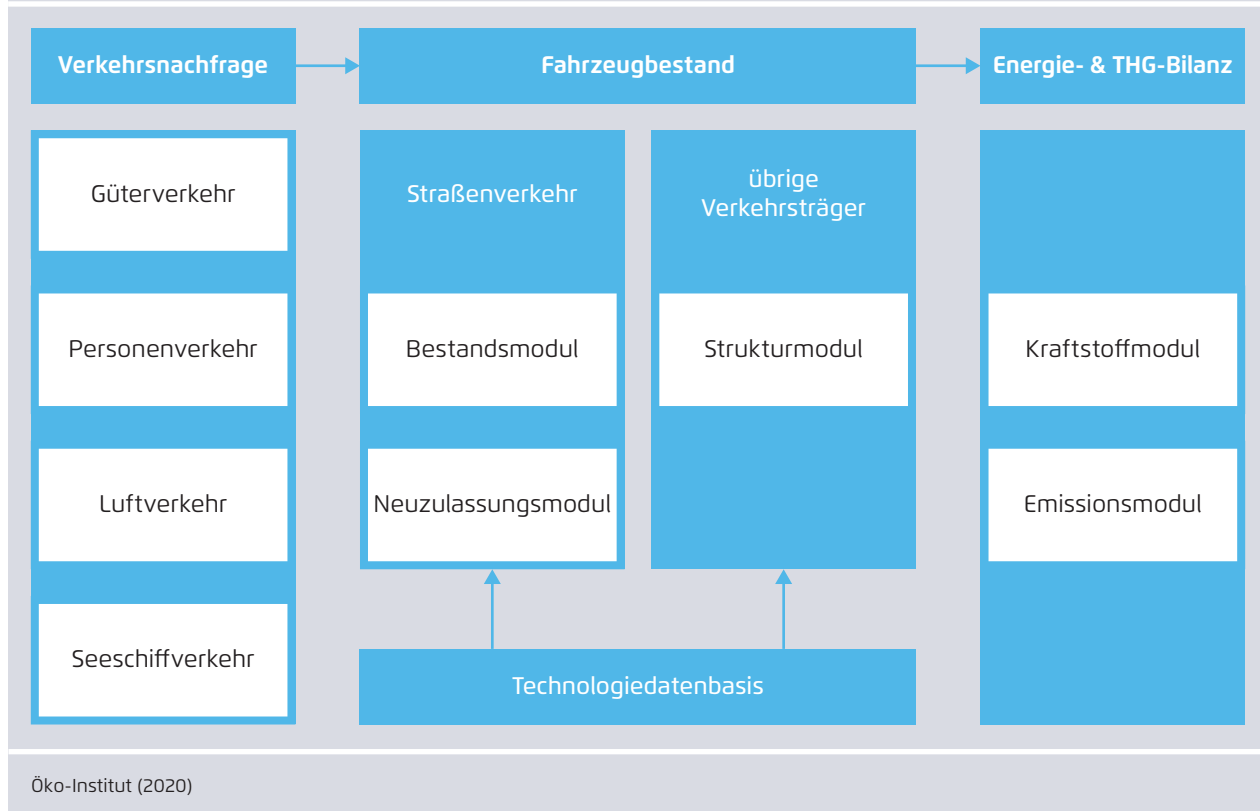
Das am Öko-Institut entwickelte Modell TEMPS¹ ermöglicht es, den Endenergiebedarf und die Treibhausgasemissionen des Verkehrs für unterschiedliche Szenarien zu quantifizieren und dabei Veränderungen der Verkehrsnachfrage, im Fahrzeugbestand und beim Kraftstoffeinsatz abzubilden. Das Modell besteht aus den drei Komponenten Verkehrsnachfrage, Fahrzeugbestand, Energie- und Treibhausgasbilanz.

Im Modul Verkehrsnachfrage wird nach den Bereichen Güterverkehr, Personenverkehr, Luftverkehr und Seeverkehr unterschieden. Szenarien zur Verkehrsnachfrage im Personen- und Güterverkehr werden in TEMPS parametergestützt auf Basis der Entwicklung zentraler Mobilitätskenngrößen ermittelt.

1 Transport **E**missions and Policy **S**cenarios.

Übersicht über das Modell TEMPS

Abbildung 98



Die Technologiedatenbasis bildet die Grundlage für die Simulation der zukünftigen Entwicklung an Fahrzeugtechnologien. Sie dokumentiert mögliche technische Entwicklungen des jeweiligen Verkehrsträgers bis zum Jahr 2050 differenziert nach Größenklasse und Antriebsart und ist im Straßenverkehr mit Kostenannahmen versehen. Die künftige Effizienzentwicklung im Straßenverkehr wird über das Neuzulassungsmodell und Bestandsmodell berechnet. Im Neuzulassungsmodell wird in Abhängigkeit von Inputgrößen wie zum Beispiel ökonomische Rahmenbedingungen, politische Rahmenbedingungen und Nutzeranforderungen an die Fahrzeuge (Jahresfahrleistungen, Reichweiten) die Zusammensetzung der Neuzulassungen ermittelt. Das Bestandsmodell berechnet mittels spezifischer Überlebensraten der Fahrzeuge und durchschnittlichen Fahrleistungen den Bestand – differenziert nach Größenklasse, Antriebsart und Haltergruppe. Im Gegensatz zum Straßenverkehr setzen zum Beispiel beim Schienenverkehr

Effizienzmaßnahmen nicht nur beim einzelnen Fahrzeug, sondern auch auf Systemebene an. Daher wird für die übrigen Verkehrsträger kein Bestand berechnet, sondern die Entwicklung der Technologien und Verbräuche auf Systemebene ermittelt.

Die Entwicklung des Endenergiebedarfs des Verkehrs steht in unmittelbarem Zusammenhang mit der Modellierung von Verkehrsnachfrage und Fahrzeugbestand und wird in dem Modul *Bottom-up* ermittelt. Dazu werden die Daten zu Verkehrsnachfrage und Fahrzeugbestand mit den Annahmen zum Energiemix (Anteil von Biokraftstoffen, strombasierten Kraftstoffen und fossilen Kraftstoffen) und den spezifischen Emissionsfaktoren der Kraftstoffe verknüpft.

7.1.5 Landwirtschaftsmodell LiSE

Das Landwirtschaftsmodell LiSE (LiSE steht für *Livestock, Soil and Energy Emissions*) ist ein Excel-basiertes Modell des Öko-Instituts, das die

Treibhausgasemissionen aus der Tierhaltung und der Nutzung landwirtschaftlicher Böden in Deutschland sowie die energiebedingten Emissionen aus Land- und Gartenbau kalkuliert. Das Modell LiSE beinhaltet alle relevanten Quellkategorien, Unterquellgruppen und Gase, die nach den *IPCC Guidelines* zur Berechnung der landwirtschaftlichen Emissionen erforderlich sind. Das Modell setzt auf den Bestands- und Strukturdaten der nationalen Treibhausgasinventare auf und produziert *Bottom-up*-Emissionen für die entsprechenden Quellgruppen. Als Eingangsdaten für das Modell stehen externe Annahmen zu Produktionsumfängen, dazu gehören insbesondere Nutztierbestände, verschiedene Landbau- und Tierhaltungsformen und deren Ertragsentwicklungen, Düngemittelanwendungen sowie Bioenergienutzungen und ökologische Vorrangflächen. Diese Größen werden in Abgleich mit der Statistik, Fachliteratur und politischen Vorgaben extern vorgegeben oder aus anderen Modellen des Öko-Institut-internen Modellverbundes zur Landnutzung ermittelt.

Für die Berechnung der Emissionen aus dem Landwirtschaftssektor sind vor allem die Annahmen aus dem LULUCF-Modell FABio-Land in Bezug auf die Entwicklung der landwirtschaftlichen Nutzfläche (zum Beispiel Verluste wegen Versiegelung oder Moorwiedervernässung) und die unterschiedlichen Nutzungsformen entscheidend. Aber auch innerhalb des LiSE-Modells werden Informationen zur Flächenbelegung durch die Landwirtschaft generiert. Dazu gehört zum Beispiel die Ausweisung des Futterflächenbedarfs aus der Tierhaltung. Ferner können Vorgaben zum Flächenanteil des ökologischen Landbaus gemacht werden sowie zum Anteil ungedüngter Flächen (ökologischer Vorrangflächen, Strukturelemente etc.). Über die Flächennutzung wird der Stickstoffdüngereinsatz ermittelt. Dazu wird der Düngbedarf der einzelnen Kulturen hinterlegt. Je nach Stickstoffbedarf und verfügbaren organischen Düngemitteln (Wirtschaftsdünger, Gärreste etc.) und verwendeten Anrechnungsregeln für organische Stickstoffdünger wird der verbleibende Bedarf mit mineralischem Stickstoff gedeckt.

Auf Ebene der Stickstoffflüsse kann die Gesamtbilanz als zentraler Umweltindikator in der Landwirtschaft ausgewiesen werden.

Das Modul zur Nutztierhaltung umfasst alle relevanten Nutztierklassen und deren Methan-, sowie direkte und indirekte Lachgasemissionen. Wichtigste Aktivitätsgrößen sind zunächst die Tierbestände selbst. Hier gibt es eine Schnittstelle zu einem einfachen Konsummodell, mit dem Verhaltensänderungen und Selbstversorgungsgrade im Bereich des Milch- und Fleischverzehrs quantifiziert und in das Tiermodell zur Bestandsanpassung einfließen können. Weitere wichtige Kenngrößen charakterisieren die Stallungen (stroh- beziehungsweise güllebasiert, Anbindehaltung oder Freilaufsysteme) und die Wirtschaftsdüngerlagerung. Bei letzterer wird spezifiziert, welcher Anteil anaerob vergoren wird und in welchem Umfang die Gärrestelagerung gasdicht erfolgt. Über den gesamten Szenariozeitraum können außerdem Leistungsparameter (Milchleistung) und eine stickstoffoptimierte Fütterung berücksichtigt werden.

Das Modul für die energiebezogenen Emissionen umfasst die mobile (Binnen- und Außenwirtschaft) und die stationäre Energienutzung. Hier werden für die Szenarien Annahmen zur Effizienz- und Energieeinsparung und der Wechsel auf regenerative Energieträger für die Landwirtschaft kombiniert. Mithilfe der im Inventar verwendeten Emissionsfaktoren werden aus dem resultierenden neuen Energiemix die Treibhausgasemissionen ermittelt.

In einem zusätzlichen Modellmodul wird außerdem das Bioenergiepotenzial der Landwirtschaft gemäß den getroffenen Szenarioannahmen hochgerechnet. Dabei werden Reststoffpotenziale (Gülle, Erntereste/Stroh) ebenso wie mögliche Flächennutzungen betrachtet (KUP, annuelle Kulturen als Kosubstrate auf Ackerland, Paludikulturen auf Moorstandorten). Zusätzlich werden in diesem Teilmodul auch die Bioenergiepotenziale der Forstwirtschaft und der Abfallwirtschaft (aus *Waste_Mod*, siehe Kapitel 7.1.7)

zusammengefasst, sodass das gesamte Bioenergiepotenzial aus Reststoffen, Forst- und Anbaubiomasse eines Szenarios zentral für feste und flüssige Bioenergie sowie Biogas ausgewiesen werden kann.

7.1.6 LULUCF-Modell FABio

Die Flächenentwicklungen im LULUCF-Sektor sowie Emissionsquellen und -senken werden mit dem LULUCF-Modell FABio-Land² des Öko-Instituts modelliert. In FABio-Land sind alle Landnutzungskategorien abgebildet, die in der deutschen Berichterstattung berücksichtigt sind: Wald, Ackerland, Grünland, Gehölze (Hecken etc.), terrestrische Feuchtgebiete, Gewässer, Torfabbau, Siedlung und sonstige Flächen. Die Flächen werden nach mineralischen und organischen Böden³, sowie neuen Flächen (Übergangszeit 20 Jahre) und bestehenden Flächen (älter als 20 Jahre) differenziert. Zudem ist in FABio-Land die Flächenkategorie „wiedervernässte Moorstandorte“ aufgenommen. Hier können für Acker- und Grünland auf organischen Böden und für Torfabbauf Flächen unterschiedliche Vernäsungsintensitäten über Wasserstufen (mäßig feuchtes Moorgrünland/Wasserstufe 2+ bis nasses Moorgrünland/Wasserstufe 5+) sowie eine Nutzungsform (zum Beispiel Paludikultur) eingestellt werden. Als weitere Kategorie werden langlebige Holzprodukte ausgewiesen.

Als Ausgangspunkt wird die historische Entwicklung der Flächennutzung (Flächenänderungskoeffizienten) und der zugehörigen Emissionen je Flächenkategorie (Emissionsfaktoren) in Deutschland fortgeschrieben (Mittelwert der letzten fünf Jahre). Berechnungen im Modell FABio-Land erfolgen mit einer zeitlichen Auflösung von einem Jahr und reichen bis zum Jahr 2050. Um die Auswirkung von Maßnahmen in Szenarien zu modellieren, können auf dieser Basis durch ein Steuerungsmodul die Flächenänderungen einzelner

Flächenkategorien angesteuert werden (zum Beispiel Umbruchverbot für Grünland, anteilige Wiedervernäsung von Ackerland auf organischen Böden). Zudem besteht die Möglichkeit, Emissionsfaktoren über die Zeitachse zu verändern. Emissionsfaktoren für die Waldfläche und für langlebige Produkte werden nicht direkt in FABio-Land modelliert, sondern können über eine Schnittstelle als Ergebnisse aus externen Modellen eingelesen werden. Aktuell werden so Ergebnisse aus den WEHAM-Szenarien des Thünen-Instituts und aus dem Modell FABio-Forest in die LULUCF-Modellierung integriert und können für Szenarien ausgewählt werden. Eine zweite Schnittstelle übergibt Daten zur Flächenentwicklung von Ackerland, Grünland und vernässten Flächen an das Agrarmodell LiSE (siehe Kapitel 7.1.5), um so eine Konsistenz zwischen den beiden Modellen zu gewährleisten.

Als wichtigste Ausgabeparameter des Modells FABio-Land sind zu nennen: Flächenkulisse und Flächenänderungen (ha je Flächenkategorie), THG-Emissionen (Mio. t CO₂-Äq je Flächenkategorie) und die Abschätzung der Kosten für Maßnahmen zur Wiedervernäsung von Mooren, Extensivierung der Waldbewirtschaftung und der Reduktion des Torfabbaus.

7.1.7 Abfallmodell Wast_Mod

„Waste_Mod“ ist ein modulares Abfallmodell, welches auf Basis von drei Modulen die Emissionen aus der CRF-Kategorie 5 (nicht energiebedingte Emissionen des Abfallsektors) abbildet. Die drei Module des Modells bilden die relevanten Quellkategorien der Abfall- und der Abwasserbehandlung ab.

→ Das erste Modul berechnet die Emissionen aus der Deponierung basierend auf dem vom IPCC entwickelten und vom Öko-Institut erweiterten Multi-Phasen-Abfallmodell (Emissionen der Deponierung, Quellgruppe 5.A). Es werden die statistischen Daten der aktuellen Emissionsberichterstattung als Rahmendaten eingesetzt und die Treibhausgasemissionen aus den Deponien berechnet. Darin wird die aktuelle Situation der Altdeponien auf der

2 FABio = Forestry and Agriculture Biomass Model

3 Im LULUCF-Sektor wird unterschieden zwischen organischen Böden (Moore, Moorfolgeböden, Anmoore) und mineralischen Böden.

Basis der in der Vergangenheit erfolgten Ablagerungen von Abfällen, deren Zusammensetzung und Potenzial zur Bildung von Treibhausgasemissionen ebenso berücksichtigt wie der Stand der Umsetzung der Abfälle und die bisher bereits erfolgten Emissionen. Neben den Altdeponien werden die Emissionen aus der Deponierung von Rückständen aus mechanisch-biologischen Abfallbehandlungsanlagen (MBA) im oben genannten Modell einbezogen. Zusätzlich können die Minderungswirkungen der Maßnahmen zur Deponiebelüftung berücksichtigt werden.

- Im zweiten Modul werden die Emissionen aus der biologischen Abfallbehandlung berechnet. Die Daten zu Emissionen aus Bioabfallbehandlungsanlagen und mechanisch biologischen Abfallbehandlungsanlagen werden in Bezug zum Anlagendurchsatz berechnet. Hierzu sind die während der Bearbeitung vorliegenden aktuellen Daten zur Abfallstatistik von Destatis und aktuelle Studien zur Anlagentechnik auszuwerten. Die Entwicklung des Anlagendurchsatzes erfolgt in Abhängigkeit von umgesetzten oder geplanten Maßnahmen zur getrennten Erfassung und Verwertung von Abfällen im Rahmen des Kreislaufwirtschaftsgesetzes, wird aber auch beeinflusst von Maßnahmen des Klimaschutzplans zur Reduktion von Lebensmittelabfällen.
- Im dritten Modul werden für die Unterquellgruppen kommunale und industrielle Abwasserbehandlung (5.D) und andere (5.E) die einwohnerspezifischen Rahmendaten eingesetzt und die Emissionsfaktoren aus dem aktuellen Inventarbericht entsprechend der Annahmen zur Entwicklung der Stickstoffgehalte im Abwasser und dem Anschlussgrad an die öffentliche Kanalisation fortgeschrieben.

7.1.8 Industriemodell WISEE-EDM

Das im Szenario für die Industrie verwendete Industriemodul des WISEE-EDM⁴ des Wuppertal

Instituts simuliert die Entwicklung des industriellen Anlagenparks sowie die industriellen Energiebedarfe und CO₂-Emissionen im zeitlichen Verlauf unter Berücksichtigung von Produktionsmengen, Reinvestitionszyklen, technologischer Entwicklung sowie (standortspezifischer) Verfügbarkeit von Energieträgern.

Die Datenbasis des Modells umfasst derzeit (Stand 2020) die folgenden Branchen:⁵

- für EU 27 + 3: Eisen und Stahl, Grundstoffchemie, Raffinerien⁶
- für Deutschland zusätzlich: Zellstoff und Papier, Nichteisenmetalle, Zement, Kalk, Glas und Gießereien

Energiebedarf und CO₂-Emissionen der industriellen Produktion werden für die oben genannten Sektoren auf der Grundlage der (angenommenen) physischen Produktion von Gütern berechnet. Aggregierte Werte – wie zum Beispiel die CO₂-Emissionen der deutschen Stahlindustrie – werden im Modell dabei aus den Eigenschaften und dem Betrieb der einzelnen, im Modell erfassten, industriellen Anlagen errechnet. Die den Berechnungen zugrunde liegende Datenbank umfasst:

- circa 800 Produktionsstandorte in Europa. Die Datenbank enthält auch die Verbindung zwischen Standorten der chemischen Industrie und Raffinerien durch Pipelines. Darüber hinaus können die (zukünftigen) Anbindungen von Standorten an eine CO₂- oder Wasserstoffinfrastruktur standortscharf in Szenarien festgelegt werden.
- circa 200 Technologien (zum Beispiel Hochofen, Steamcracker, Drehrohrofen) mit ihrem jeweiligen spezifischen Energiebedarf (differenziert nach

4 Wuppertal Institute System Model Architecture for Energy and Emission Scenarios – Energy Demand Model

5 Die Entwicklung der Energienachfrage und der CO₂-Emissionen in anderen Sektoren wird mittels ökonomischer Methoden berechnet.

6 Raffinerien wurden nicht mit dem WISEE-EDM sondern als Teil des Umwandlungssektors berechnet.

25 Energieträgern), prozessbedingten Emissionen, ausgewählten Stoffeinträgen und typischen technischen Laufzeiten. Einbezogen sind Technologien auf dem europäischen Durchschnittsstandard der Jahre 2000 bis 2005 sowie die derzeit beste verfügbare Technik (BVT) und angenommene zukünftige Verfahren (zum Beispiel Reduktion von Eisenerz mittels Wasserstoff).

→ mehr als 2.600 industrielle Produktionsanlagen. Die Produktionsanlagen werden hinsichtlich der verwendeten Technologie (siehe oben) und ihrer Produktionskapazität spezifiziert. Bei besonders energieintensiven Anlagen ist auch das Baujahr hinterlegt, wodurch sich Reinvestitionszyklen abschätzen lassen. Alle Produktionsanlagen sind den jeweiligen Standorten zugeordnet.

Weitere Besonderheiten des Modells sind die Berücksichtigung von Nebenprodukten der industriellen Produktion (Dampf, Hüttengase und Wasserstoff) und deren Einberechnung in den (verbleibenden) industriellen Energiebedarf an den durch entsprechende Netzwerke verbundenen Standorten. Für die Produktion von Stahl und Grundchemikalien werden zudem Bilanzen für ausgewählte Stoffmengen (Edukte und

Produkte) erstellt. Beim für die Chemieindustrie verwendeten Investitionsmodul werden komplexe Produktionsketten in Verbindung mit Transportmöglichkeiten und Kosten von Zwischenprodukten in die Berechnung einbezogen.

Die zukünftige Entwicklung der Produktionsmengen zentraler energieintensiver Produkte wird abgeschätzt über heutige Verwendungszwecke, historische Trends sowie angenommene Entwicklungen in übergeordneten Treibern wie der soziodemografischen Entwicklung, dem Wachstum des Bruttoinlandsprodukts und der Veränderung von Konsummustern. Dabei wurden die in den anderen Sektoren getroffenen Annahmen und die Einbettung der industriellen Branchen in die europäischen und globalen Märkte berücksichtigt.

Bezüglich der zukünftigen Entwicklung des industriellen Anlagenparks wurden nur Anlagentechnologien, deren Funktionalität bereits heute in Pilot- und Demonstrationsanlagen unter Beweis gestellt wurde und die von Branchenexperten und Industrieanlagenherstellern als vielversprechend eingestuft werden, berücksichtigt.

7.2 Szenarienvergleich

Einordnung der KN2050- und KNmin-Ergebnisse in die Bandbreiten existierender Szenarien (95 Prozent THG-Emissionsminderung bis 2050 gegenüber 1990)

Tabelle 6

		2015	2030				2050			
			Szenarien-bandbreite (-95 % 2050)		KN2050	KNmin	Szenarien-bandbreite (-95 % 2050)		KN2050	KNmin
			Min	Max			Min	Max		
Primärenergieverbrauch	EJ	14	8	10	8,6	8,8	6	9	6,6	6,7
Strombedarf	TWh	590	483	849	643*	613*	715	1.447	962*	958*
Anzahl Wärmepumpen	Mio.	0,5	2	7	6	5	5	17	14	14
Anzahl Batterie-elek. PKW	Mio.	0	6	15	14	11	12	42	30	29
PtG/PtL-Einsatz	TWh	0	–	–	63	18	300	904	432	438
CCS	Mio. t CO ₂	0	–	–	1	0	16	93	73	73

* Bruttostromverbrauch

Hinweis: Dieser Vergleich beinhaltet auch einige Szenarien mit einer geringeren THG-Emissionsminderung als um 95 Prozent gegenüber 1990, z.B. um 85 Prozent (Acatech et al. (2017) oder um 87,5 Prozent (ifeu et al. (2018)).

Acatech et al. (2017), BDI (2018), DENA (2018), ifeu et al. (2018), FZJ (2019), UBA (2019a), Fh-ISE (2020)

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Klimaneutrales Deutschland (Zusammenfassung)

In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals

Wie passen Mieterschutz und Klimaschutz unter einen Hut?

Wie weiter nach der EEG-Förderung?

Solaranlagen zwischen Eigenverbrauch und Volleinspeisung

Akzeptanz und lokale Teilhabe in der Energiewende

Handlungsempfehlungen für eine umfassende Akzeptanzpolitik

Zwischen Rekordhoch und Abschaffung: Die EEG-Umlage 2021 in Zeiten der Corona-Krise

Der Doppelte Booster

Vorschlag für ein zielgerichtetes 100-Milliarden-Wachstums- und Investitionsprogramm

Auswirkungen der Corona-Krise auf die Klimabilanz Deutschlands

Eine Abschätzung der Emissionen 2020

Die Ökostromlücke, ihre Strommarkteffekte und wie die Lücke gestopft werden kann

Effekte der Windkraftkrise auf Strompreise und CO₂-Emissionen sowie Optionen, um das 65-Prozent-Erneuerbare-Ziel 2030 noch zu erreichen

Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2020

Klimaneutrale Industrie

Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement

Charta für eine Energiewende- Industriepolitik

Ein Diskussionsvorschlag von Agora Energiewende und Roland Berger

Dialog „Energiewende und Industriepolitik“

Abschlussbericht

Flex-Efficiency

Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern

Aktionsplan Lastmanagement

Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics

Publikationen von Agora Energiewende

AUF ENGLISH

#1 COVID-19 China Energy Impact Tracker

How is the pandemic reshaping China's energy sector?

How to Raise Europe's Climate Ambitions for 2030

Implementing a -55% Target in EU Policy Architecture

Recovering Better!

Climate Safeguards for the proposed EU's Proposed 1.85 trillion Euro 85-Trillion-Euro Budget

EU-China Dialogue on Green Stimulus Packages

Summary of a High-Level Discussion on 23 June 2020

Dual-Benefit Stimulus for Germany

A Proposal for a Targeted 100 Billion Euro Growth and Investment Initiative

Making the Most of Offshore Wind

Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea

Supporting the Energy Transition in the Western Balkans

The German Power Market: State of Affairs in 2019

State of Affairs in 2019

The Liberalisation of Electricity Markets in Germany

History, Development and Current Status

A Word on Low Cost Renewables

The Renewables Breakthrough: How to Secure Low Cost Renewables

Building sector Efficiency: A crucial Component of the Energy Transition

Final report on a study conducted by Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (Ifeu), Fraunhofer IEE and Consentec

Climate-neutral industry (Executive Summary)

Key technologies and policy options for steel, chemicals and cement

Distribution grid planning for a successful energy transition – focus on electromobility

Conclusions of a study commissioned by Agora Verkehrswende, Agora Energiewende and Regulatory Assistance Project (RAP)

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Publikationen von Agora Verkehrswende

AUF DEUTSCH

Ein anderer Stadtverkehr ist möglich

Neue Chancen für eine krisenfeste und klimagerechte Mobilität

Die Automatisierung des Automobils und ihre Folgen

Chancen und Risiken selbstfahrender Fahrzeuge für nachhaltige Mobilität

Weiter denken, schneller laden

Welche Ladeinfrastruktur es für den Erfolg der Elektromobilität in Städten braucht

Liefern ohne Lasten

Wie Kommunen und Logistikwirtschaft den städtischen Güterverkehr zukunftsfähig gestalten können

Städte in Bewegung

Zahlen, Daten, Fakten zur Mobilität in 35 deutschen Städten

Der Doppelte Booster

Vorschlag für ein zielgerichtetes 100-Milliarden-Wachstums- und Investitionsprogramm

Abgefahren!

Die Infografische Novelle zur Verkehrswende

Technologieneutralität im Kontext der Verkehrswende

Kritische Beleuchtung eines Postulats

Klimabilanz von strombasierten Antrieben und Kraftstoffen

Ausgeliefert – wie die Waren zu den Menschen kommen

Zahlen und Fakten zum städtischen Güterverkehr

E-Tretroller im Stadtverkehr

Handlungsempfehlungen für deutsche Städte und Gemeinden zum Umgang mit stationslosen Verleihsystemen

Studie: Verteilnetzausbau für die Energiewende

Elektromobilität im Fokus

15 Eckpunkte für das Klimaschutzgesetz

Klimabilanz von Elektroautos

Einflussfaktoren und Verbesserungspotenzial

Neue Wege in die Verkehrswende

Impulse für Kommunikationskampagnen zum Behaviour Change

Publikationen von Agora Verkehrswende

AUF ENGLISCH

Technology Neutrality for Sustainable Transport

Critical Assessment of a Postulate – Summary

Bike Sharing in a State of Transition

Action recommendations for German cities and municipalities in dealing with dockless systems

En route to Paris?

Implications of the Paris Agreement for the German transport sector

Distribution grid planning for a successful energy transition – focus on electromobility

Conclusions of a study commissioned by Agora Verkehrswende, Agora Energiewende and Regulatory Assistance Project (RAP)

Shared E-Scooters: Paving the Road Ahead

Policy Recommendations for Local Government

Entering the home stretch

The German car makers facing the European CO2 limits for 2021

New Roads to Sustainable Travel

Communication Strategies for Behaviour Change

Supporting a U-Turn in Parking Policy

Facts and Figures

Towards Decarbonising Transport | 2018

A 2018 Stocktake on Sectoral Ambition in the G20

The new EU regulation on CO2 emissions from cars and how it impacts carbon targets in Germany's transport sector

The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels

Ensuring a Sustainable Supply of Raw Materials for Electric Vehicles

A Synthesis Paper on Raw Material Needs for Batteries and Fuel Cells

Transforming Transport to Ensure Tomorrow's Mobility

12 Insights into the Verkehrswende

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-verkehrswende.de

Wie gelingt uns die Energiewende? Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende und Agora Verkehrswende wollen den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabore, in deren Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

Die Stiftung Klimaneutralität wurde gegründet, um in enger Kooperation mit anderen Denkfabriken sektorübergreifende Strategien für ein klimagerechtes Deutschland zu entwickeln. Auf der Basis von guter Forschung will die Stiftung informieren und beraten – jenseits von Einzelinteressen.



Unter diesem QR-Code steht
diese Publikation als PDF zum
Download zur Verfügung.

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Strasse 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000 | F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de



Agora Verkehrswende

Anna-Louisa-Karsch-Strasse 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000 | F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-verkehrswende.de
info@agora-verkehrswende.de



Stiftung Klimaneutralität

Friedrichstr. 140 | 10117 Berlin
T +49 (0)30 62939 4639
www.stiftung-klima.de
info@stiftung-klima.de

